

Sistema Hidroeólico en la Isla de La Gomera

Proyecto Fin de Master

Ramón de Pablos Espinosa
Miguel A. Núñez Casamayor
Aitor Ilundain Gómez
Adolfo Sánchez Muñoz

27/07/2009

En el presente PFM se realiza el análisis de viabilidad técnica, ambiental y económica de abastecimiento eléctrico, mediante fuentes de energías renovables, a la isla de La Gomera, ubicada en la Comunidad de las Islas Canarias. Para ello se estudia la posibilidad de instalar sistemas de generación eólica combinados con grupos hidráulicos de bombeo y turbinación. El diseño de estos últimos debe ser tal que se posibilite la regulación de la energía vertida a la red eléctrica de la Isla de la Gomera y la estabilidad del sistema. Se mantendrá en un segundo plano, y como soporte en caso de falta de recurso, la generación en la actual central térmica con diesel. Con el propósito de hacer efectiva la viabilidad de la propuesta se intentan aprovechar las infraestructuras de la isla en la medida de lo posible.

ÍNDICE

Documento N°1: Estudio de Viabilidad de un Sistema Hidroeléctrico en la Isla de La Gomera

- I. Problemática de los Sistemas Insulares
 - II. Legislación en Materia de Energía
 - III. Estudio de la Demanda Eléctrica
 - IV. Estudio de alternativas
 - V. Análisis Ambiental de Alternativas
 - VI. Simulación y Dimensionamiento del Sistema
 - VII. Estudio Económico-Financiero
 - VIII. Sistema Hidroeléctrico. Definición de las Instalaciones y de su Funcionamiento.
- Anexo I: Estudio de Recurso Eólico
- Anexo II: Estudio del Medio Ambiente.
- Anexo III. Simulación y Dimensionamiento del Sistema.
- Anexo IV: Estudio Económico Financiero

Documento N°2: Planos.

- Plano 1: Planta General
- Plano 2: Parque Eólico de San Sebastián de la Gomera
- Plano 3: Sistema de Almacenamiento de Energía

Documento N°1: Estudio de Viabilidad de un Sistema Hidroeólico en la Isla de La Gomera.

- I. Problemática de los Sistemas Insulares
 - II. Legislación en Materia de Energía
 - III. Estudio de la Demanda Eléctrica
 - IV. Estudio de alternativas
 - V. Análisis Ambiental de Alternativas
 - VI. Simulación y Dimensionamiento del Sistema
 - VII. Estudio Económico-Financiero
 - VIII. Sistema Hidroeólico. Definición de las Instalaciones y de su Funcionamiento.
- Anexo I: Estudio de Recurso Eólico
- Anexo II: Estudio del Medio Ambiente.
- Anexo III. Simulación y Dimensionamiento del Sistema.
- Anexo IV: Estudio Económico Financiero

I. Problemática de los Sistemas Insulares

II. Legislación en Materia de Energía

III. Estudio de la Demanda Eléctrica

IV. Estudio de alternativas

V. Análisis Ambiental de Alternativas

VI. Simulación y Dimensionamiento del Sistema

VII. Estudio Económico-Financiero

VIII. Sistema Hidroeólico. Definición de las Instalaciones y de su Funcionamiento.

Anexo I: Estudio de Recurso Eólico

Anexo II: Estudio del Medio Ambiente

Memoria-Resumen Ambiental y Fichas Red Natura 2000 La Gomera

Memoria-Resumen Ambiental

Fichas Red Natura 2000 La Gomera

Anexo III. Simulación y Dimensionamiento del Sistema.

Cobertura del 90% con Fuentes de Energía Renovables.

Cobertura del 70% con Fuentes de Energía Renovables.

Cobertura del 50% con Fuentes de Energía Renovables.

Inversión

Anexo IV: Estudio Económico Financiero

Documento N°2: Planos

Plano 1: Planta General

Plano 2: Parque Eólico de San Sebastián de la Gomera

Plano 3: Sistema de Almacenamiento de Energía

ÍNDICE

Documento N°1: Estudio de Viabilidad de un Sistema Hidroeólico en la Isla de La Gomera

- I. Problemática de los Sistemas Insulares
 - II. Legislación en Materia de Energía
 - III. Estudio de la Demanda Eléctrica
 - IV. Estudio de alternativas
 - V. Análisis Ambiental de Alternativas
 - VI. Simulación y Dimensionamiento del Sistema
 - VII. Estudio Económico-Financiero
 - VIII. Sistema Hidroeólico. Definición de las Instalaciones y de su Funcionamiento.
- Anexo I: Estudio de Recurso Eólico
- Anexo II: Estudio del Medio Ambiente.
- Anexo III. Simulación y Dimensionamiento del Sistema.
- Anexo IV: Estudio Económico Financiero

Documento N°2: Planos.

- Plano 1: Planta General
- Plano 2: Parque Eólico de San Sebastián de la Gomera
- Plano 3: Sistema de Almacenamiento de Energía

Documento N°1: Estudio de Viabilidad de un Sistema Hidroeólico en la Isla de La Gomera.

- I. Problemática de los Sistemas Insulares
 - II. Legislación en Materia de Energía
 - III. Estudio de la Demanda Eléctrica
 - IV. Estudio de alternativas
 - V. Análisis Ambiental de Alternativas
 - VI. Simulación y Dimensionamiento del Sistema
 - VII. Estudio Económico-Financiero
 - VIII. Sistema Hidroeólico. Definición de las Instalaciones y de su Funcionamiento.
- Anexo I: Estudio de Recurso Eólico
- Anexo II: Estudio del Medio Ambiente.
- Anexo III. Simulación y Dimensionamiento del Sistema.
- Anexo IV: Estudio Económico Financiero

I. Problemática de los Sistemas Insulares

I. Problemática de los sistemas insulares.

El aislamiento geográfico de La isla de La Gomera la ha hecho históricamente muy dependiente de la generación con combustible fósil y de sus costes asociados. Actualmente la totalidad de la demanda energética se cubre mediante una central térmica con combustible Diesel-oil.

Asociado al suministro de combustible, se encuentran los problemas de infraestructuras eléctricas y la debilidad de la red, que se desarrollan a continuación.

I.i. Infraestructuras eléctricas.

Los sistemas eléctricos de Canarias son especialmente vulnerables debido a su reducido tamaño y a la imposibilidad de su conexión a una red continental. Ello justifica que para mantener los niveles de calidad del servicio se hace imprescindible que las infraestructuras que permiten la generación, el transporte e incluso la distribución de la electricidad hasta los usuarios, crezcan al mismo ritmo que lo hace la demanda.

Sin embargo, desde hace bastantes años la implantación de nuevas infraestructuras eléctricas se ve seriamente dificultada, hasta el punto de que no ha sido posible poner en marcha muchas instalaciones a pesar de que habían sido planificadas con suficiente tiempo de antelación.

Esta falta de ejecución, o incluso los retrasos en la puesta en marcha de las infraestructuras planificadas, puede poner en riesgo la garantía de continuidad del suministro eléctrico, puesto que está dificultando un crecimiento armónico de las diferentes fases del suministro eléctrico e impidiendo que llegue la electricidad en condiciones óptimas a los usuarios.

Ya desde el año 2000 se registraban retrasos notables en la puesta en marcha de numerosas infraestructuras eléctricas, principalmente en cuanto a líneas de transporte se refiere. Esta situación, lejos de haber mejorado estos últimos años, no ha hecho más que empeorar, hasta el punto de que el grado de ejecución de infraestructuras planificadas es realmente bajo. Entre tanto, el consumo de electricidad continúa creciendo de manera inexorable en todos los sistemas eléctricos del Archipiélago, con especial intensidad en zonas concretas, con lo que la garantía de suministro se va cuestionando cada vez más, existiendo un riesgo real de que se produzcan interrupciones graves del servicio eléctrico a nivel zonal, o incluso insular.

Un reflejo de esta preocupante situación es que determinadas infraestructuras necesarias para el suministro no han sido puestas en servicio diez años después de que se demostrara su necesidad. Las consecuencias que han provocado estos retrasos pueden resumirse de la siguiente forma.

a) Las infraestructuras existentes van sobrecargándose, hasta el punto de que algunas de ellas se ven obligadas a funcionar a un régimen superior al nominal, con los consiguientes riesgos que ello implica en cuanto a sobrecalentamientos, menor vida útil, etc.

b) El mantenimiento de estas instalaciones sobrecargadas se dificulta, puesto que, al resultar vital su funcionamiento para garantizar el servicio, en ocasiones no pueden efectuarse las paradas o desconexiones de rigor para que puedan realizarse las tareas de mantenimiento imprescindibles.

c) El riesgo de que cualquiera de estas infraestructuras sufra averías se incrementa de manera progresiva y la repercusión de estas averías suele ser bastante grave, ya que dichas instalaciones son imprescindibles para el suministro de un conjunto de usuarios cada vez más numeroso.

d) Las sucesivas planificaciones se ven obligadas a incluir, con carácter cada vez más prioritario, las obras planificadas anteriormente y no ejecutadas. Teniendo en cuenta que el ritmo de ejecución de instalaciones no puede incrementarse drásticamente, es preciso retrasar la fecha prevista de entrada en funcionamiento de nuevas infraestructuras, también necesarias para garantizar la calidad del servicio.

e) De esta forma, la planificación se va adecuando a las limitaciones de ejecución de infraestructuras, lo que obliga a modificar los criterios establecidos para definirla y progresivamente va perdiendo su función como herramienta de garantía y mejora continua de la calidad del suministro, para transformarse en un mero instrumento de supervivencia de los sistemas eléctricos. Es fácil entender que a medida que esta situación de sobrecarga de infraestructuras energéticas se va generalizando la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos va en aumento por lo que ya ha sido preciso utilizar medidas paliativas.

La primera medida paliativa implica instalar generación auxiliar en las proximidades de las zonas afectadas, con el fin de reducir las necesidades de transporte y así evitar las restricciones en el suministro. El problema en este caso es múltiple, puesto que implica generar provisionalmente electricidad en recintos que no están diseñados para esa finalidad, siendo necesario realizar adaptaciones que no siempre son las más adecuadas, utilizando grupos generadores de dimensión antieconómica y complicando la gestión del sistema eléctrico. Además, estos grupos se sitúan normalmente muy próximos a zonas habitadas, con lo que sus emisiones contaminantes, aunque reducidas en volumen, pueden llegar a afectar a la población en mayor medida que si estuvieran ubicados en centrales convencionales y en lugares previamente consensuados desde un punto de vista ambiental.

La segunda y más drástica de estas medidas sería la reducción forzada del consumo, con el fin de restablecer las infraestructuras a su nivel de funcionamiento nominal. Sin embargo, esta medida implicaría la realización de deslastes programados, mediante suspensiones del suministro a usuarios de la red de forma rotatoria, y la prohibición de realizar nuevas contrataciones. Las consecuencias que se derivarían de estas acciones son, en primer lugar, unos perjuicios importantes a la población en cuanto a su calidad de vida y, en segundo lugar, una drástica limitación al desarrollo económico, cuando no una recesión en la zona afectada.

Los retrasos en la ejecución de infraestructuras planificadas obedecen a diferentes causas. En algunas ocasiones, la presentación de los proyectos para su tramitación administrativa no se ha efectuado con la antelación debida o se han dilatado procedimientos administrativos por retrasos en la cumplimentación de documentación por parte de la empresa solicitante. La falta de acuerdo con propietarios afectados por las instalaciones también origina retrasos en las tramitaciones, puesto que esta oposición normalmente obliga a acudir a la vía expropiatoria.

Además de lo anterior, en muchos casos los retrasos vienen provocados por posiciones contrarias de las administraciones locales o grupos sociales, que utilizan formalmente argumentos de protección del medio ambiente en sus diversas formas (muy

singularmente afectación a la biodiversidad e impacto visual) para justificar su oposición a las nuevas infraestructuras.

Las medidas paliativas que se han ido adoptando para reducir los efectos de la saturación de las redes (básicamente, incorporar generación de emergencia en las zonas de consumo) no han hecho más que parchear el problema, sin abordarlo de fondo y, como efecto secundario, han contribuido a generar un estado de opinión en el que parece que las infraestructuras de transporte terminan no siendo necesarias, puesto que, sin haberse construido dichas infraestructuras, la electricidad sigue llegando a todos los puntos de consumo.

Sin embargo, este estado de opinión podría haber sufrido un cambio, como consecuencia de los efectos de la tormenta tropical “Delta” en los sistemas insulares, muy especialmente en la isla de Tenerife. El hecho de que una parte importante de la población canaria se viera privada de electricidad durante un periodo de tiempo tan dilatado y totalmente inusual en condiciones normales ha puesto de manifiesto la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos de Canarias y la importancia de disponer de unas infraestructuras suficientemente fiables y adaptadas a las demandas de la ciudadanía.

En este contexto, lo perentorio a corto plazo es acelerar la ejecución de las obras planificadas. Sin embargo, no se puede olvidar en el medio y largo plazo que la planificación tiene que ser lo más ambiciosa posible para garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico en todos los puntos del Archipiélago según la demanda prevista en cada momento, por lo que es necesario arbitrar medidas de seguimiento que garanticen que la misma se lleva a cabo en los plazos previstos.

Por ello es preciso definir los parámetros básicos bajo los que deben acometerse los futuros ejercicios de planificación de las infraestructuras de generación y transporte de electricidad, teniendo en cuenta que los problemas que habitualmente se generan en cualquier sistema eléctrico (averías, paradas por mantenimiento, fenómenos meteorológicos de carácter recurrente, etc.), no pueden implicar interrupciones en el suministro a los usuarios finales.

La definición de estos parámetros debe incluir el número de centrales eléctricas en cada sistema insular y su emplazamiento aproximado, criterios de zonificación y tensiones de las redes de transporte, posibilidades técnicas y económicas de soterramiento de líneas, etc.

Una vez establecidos dichos parámetros, su plasmación en un listado de infraestructuras concretas debería efectuarse intentando alcanzar un cierto nivel de consenso con las instituciones que van a intervenir en las decisiones que afectan a su ejecución (en especial con los respectivos Cabildos), teniendo en cuenta los condicionantes económicos y medioambientales que concurran en cada instalación.

I.ii. Redes eléctricas débiles/insulares.

Una red débil es aquella cuya transmisión o distribución presenta altos índices de desviaciones eléctricas. Son redes que presentan problemas a la hora de soportar grandes cargas o fluctuaciones de las mismas. Son típicas de redes no interconectadas, como las redes insulares. El aislamiento geográfico de estas las ha hecho históricamente muy dependientes de la generación con combustible fósil (fuel oil) y de sus costes asociados.

Este tipo de redes pueden presentar las siguientes especificaciones: desviaciones a alta frecuencia, fluctuaciones de tensión, altas variaciones de carga, control manual, carga no

conectada. Al contrario que en las redes continentales, las variaciones de carga y el ratio potencia eólica/potencia de cortocircuito llegan a ser críticos para la estabilidad y seguridad de suministro.

Los aerogeneradores basados en tecnologías “full converter” que aíslan completamente el generador de la red, se adaptan a este tipo de redes débiles.

a. Características de una red débil.

Los valores críticos para estimar la resistencia de una red comparada con la potencia eólica a instalar son:

- La relación entre la potencia eólica a instalar y la potencia consumida. También llamado penetración eólica. Define los límites de fluctuación de carga y que pueden ser ajustados de acuerdo a sistemas de regulación de potencia, existente o pronosticada. En una red interconectada este valor es menor del 30%, mientras que en una red débil es mayor de este valor.
- La relación potencia de cortocircuito y potencia eólica. Define la resistencia de la red en términos de calidad de potencia: armónicos emitidos en el punto de conexión, flicker, caídas de tensión soportadas o propagadas. En redes interconectadas es mayor de 20, y en débiles se sitúa entre 4 y 15.
- Otros valores a tener en cuenta son las desviaciones de tensión en continua. En interconectadas rondan el $\pm 5\%$ y en débiles están entre un 6 y 10%. En cuanto a las desviaciones en frecuencia, en interconectadas no pasan del 1% de la frecuencia nominal, y en débiles suben hasta un 2%.

El suministrador de aerogeneradores debe comprender las contingencias medioambientales locales y sus códigos, como opera la red, consumo normal y sus variaciones, y cual son los criterios a seguir al respecto (el código eléctrico local).

Las compañía eléctrica debe entender cómo se opera la fuente de potencial eólico, qué medidas se deben tomar considerando sus nuevas fuentes de fluctuación, como se adapta la su red en el punto de conexión, y cuáles son los límites de operación.

El fabricante proporciona por lo general toda la información eléctrica necesaria además del informe IEC 61400-21 correspondiente a la máquina a instalar. La experiencia demuestra que esta información no es suficiente en islas en vías de desarrollo y el suministrador debe aportar información más detallada, mientras que en redes interconectadas la compañía no se ve involucrada en la operación de la turbina mas que en proporcionar manuales de información.

b. Cambiar los códigos de red.

El crecimiento de la generación eléctrica desde la energía eólica obliga a un cumplimiento estricto de los códigos de red que garantizan la estabilidad de las redes.

Los actuales Códigos de Red están realizados para generadores convencionales síncronos conectados a la red de transporte.

Una alta penetración eólica obliga a revisar los códigos de red. Los principales requisitos que deben cumplir son:

- Cumplimiento Huecos de Tensión.
- Regulación de Potencia Reactiva.
- Regulación de Tensión.

- Regulación de Potencia Activa.
- Regulación de Frecuencia.

I.iii. Soluciones.

La flexibilidad de la red podría verse considerablemente incrementada si pudieran instalarse turbinas hidroeléctricas de suficiente potencia. La existencia en La Gomera de desniveles importantes, numerosos embalses y galerías, permite vislumbrar la posibilidad de instalar turbinas hidroeléctricas de diferentes tamaños, cuya velocidad de respuesta a los requerimientos del sistema es muy superior, en general, a la de los grupos térmicos convencionales, y que podrían contribuir a dar mayor estabilidad a las redes eléctricas.

Este mayor grado de estabilidad permitiría a su vez una todavía mayor penetración de la energía eólica en la red eléctrica convencional, sin poner en peligro la calidad del servicio.

II. Legislación en Materia de Energía

II. Legislación en materia de energía.

II.i. Electricidad.

La publicación de la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad ha derogado la Directiva 96/92/CE, sin perjuicio de las obligaciones de los Estados miembros respecto de los plazos de incorporación de dicha Directiva a su Derecho interno y para la aplicación de la misma.

Por lo que se refiere a la legislación estatal española, la Ley 40/1994 de 30 de diciembre, lleva a cabo la primera ordenación general y básica de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica. La Ley 40/1994 fue derogada por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que realizó además una transposición de la directiva comunitaria precitada al ordenamiento interno español.

La exposición de motivos de la Ley 54/1997 pone de manifiesto que esta norma tiene como finalidad básica establecer la regulación del sector eléctrico con el triple objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro, y garantizar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medio ambiente.

La Ley 54/1997 configura, en definitiva, un sistema eléctrico que funcionará bajo los principios de objetividad, transparencia y libre competencia.

Especial trascendencia adquiere para Canarias lo dispuesto en el artículo 12 de la citada Ley. Este precepto legal dispone que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en los territorios insulares y extrapeninsulares sean objeto de una reglamentación singular que atenderá a las especificidades derivadas de su ubicación territorial, previo informe de las comunidades autónomas afectadas.

En cumplimiento de lo dispuesto en dicho artículo se aprobó el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Esta norma, cuyo desarrollo reglamentario viene dado por las órdenes ITC/913/2006 e ITC/914/2006, publicadas el 31 de marzo de 2006, define las reglas básicas de funcionamiento económico y técnico de los sistemas eléctricos insulares y establece la implantación del Operador del Sistema y del Operador del Mercado en los territorios extrapeninsulares.

La Ley 54/1997 ha tenido un extenso desarrollo reglamentario en el que destaca la aprobación de las siguientes normas:

- Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos 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 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 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.
- Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión.
- Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.
- Adicionalmente a ellos debe citarse el Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre, por el que se aprueba el Plan nacional de asignación de derechos de emisión, 2005-2007.

La Comunidad Autónoma de Canarias ha aprobado en materia de energía eléctrica los siguientes instrumentos normativos:

- El Decreto 103/1995, de 26 de abril, por el que se aprueban normas en materia de imputación de costes de extensión de redes eléctricas.
- La Orden de 30 de enero de 1996, sobre mantenimiento y revisiones periódicas de instalaciones eléctricas de alto riesgo. Esta Orden pretende que las instalaciones de alto riesgo, es decir, las de los locales de espectáculos, de reunión, establecimientos sanitarios, los de riesgo de incendio o explosión, los de características especiales, así como los de alumbrado público, se encuentren en adecuado estado de seguridad y funcionamiento.
- El Decreto 26/1996, de 9 de febrero, sobre simplificación de los procedimientos de autorizaciones de instalaciones eléctricas.
- La Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario. Dicha Ley busca un mercado competitivo en el sector eléctrico, y su regulación se encamina a la racionalización de la generación, transporte y distribución de la electricidad, así como al reforzamiento de la seguridad y calidad del abastecimiento en las peculiares circunstancias que se derivan del hecho insular y que determinan que cada isla constituya un sistema independiente.

- El Decreto 205/2000, de 30 de octubre, por el que se establece que los consumidores de energía eléctrica, que tendrán la consideración de consumidores cualificados.

II.ii. Energías renovables.

El régimen especial de producción energética está regulado por el artículo 27 y siguientes de la Ley del Sector Eléctrico y se ha concretado mediante las siguientes disposiciones:

- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.
- Real Decreto 1433/2002, de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización de régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Por otra parte, la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de Regulación del Sector Eléctrico Canario hace mención en su artículo 2, apartado 11 al régimen especial de generación eléctrica. En este sentido, se entienden incluidos en este régimen especial:

- Los autogeneradores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción asociadas a actividades no eléctricas, siempre que supongan un alto rendimiento energético, y en particular las centrales que utilicen calores residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad primaria no sea la producción de energía eléctrica.
- Las instalaciones que utilizan como energía primaria para la generación recursos renovables, residuos sólidos urbanos, residuos industriales, biomasa u otros similares, ya sea con exclusividad o conjuntamente con combustibles convencionales.

En materia de energía eólica es importante destacar Decreto 32/2006, de 27 de marzo, por el que se regula la instalación y explotación de los parques eólicos en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias. En él se establecen directrices y requisitos que permiten conjugar los objetivos de fomento de la energía eólica con los de consecución de condiciones óptimas en los sistemas eléctricos insulares en cuanto a calidad y eficiencia energética.

III. Estudio de la Demanda Eléctrica

III. Estudio de la demanda eléctrica.

En este apartado se ha realizado una previsión temporal de la potencia y demanda eléctrica de la isla, a fin de conocer cuál sería esta en el año 2040 y tratar su cobertura. La elección de este horizontal temporal responde a que se considerará la instalación escalonada del total de la potencia eólica, estimando como última fase de instalación en el año 2020 y fijando 20 años como periodo de amortización.

Para las previsiones se han extrapolado los datos facilitados por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio, a fecha de 2002 hasta 2011. Estos toman como referencia la última punta máxima estacional significativa de potencia de la isla. El crecimiento en energía se estima con la tendencia de los últimos años mediante la mejor regresión conseguida, matizada por la información proporcionada por datos socioeconómicos como la población, el turismo o la renta por sectores de actividad.

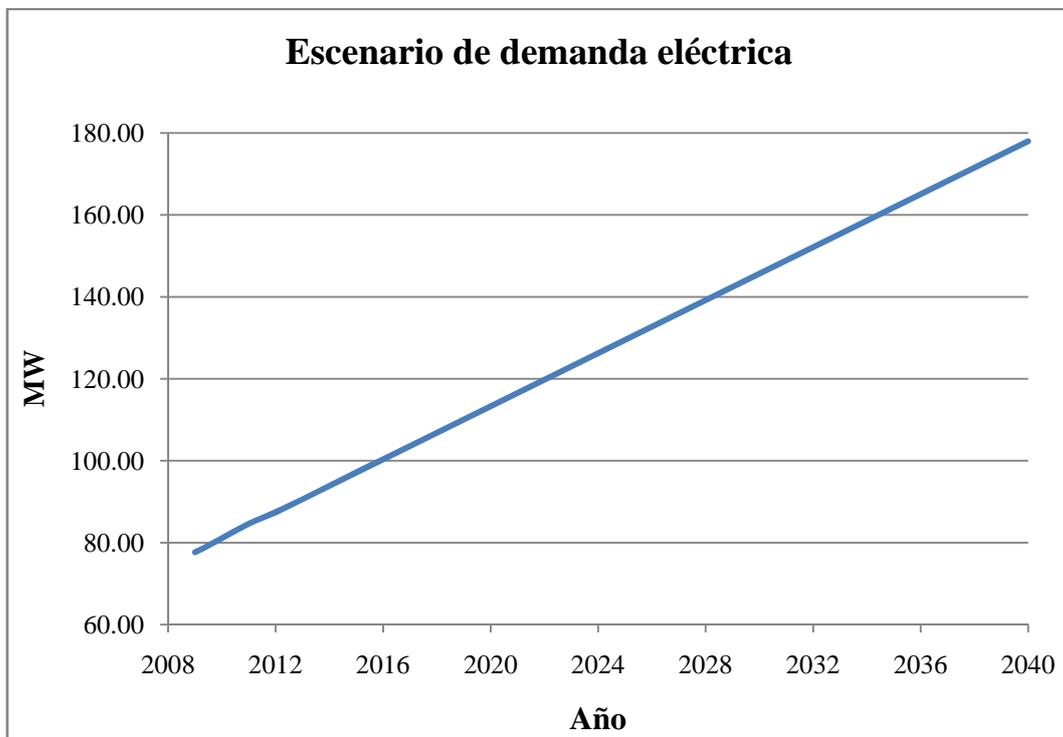
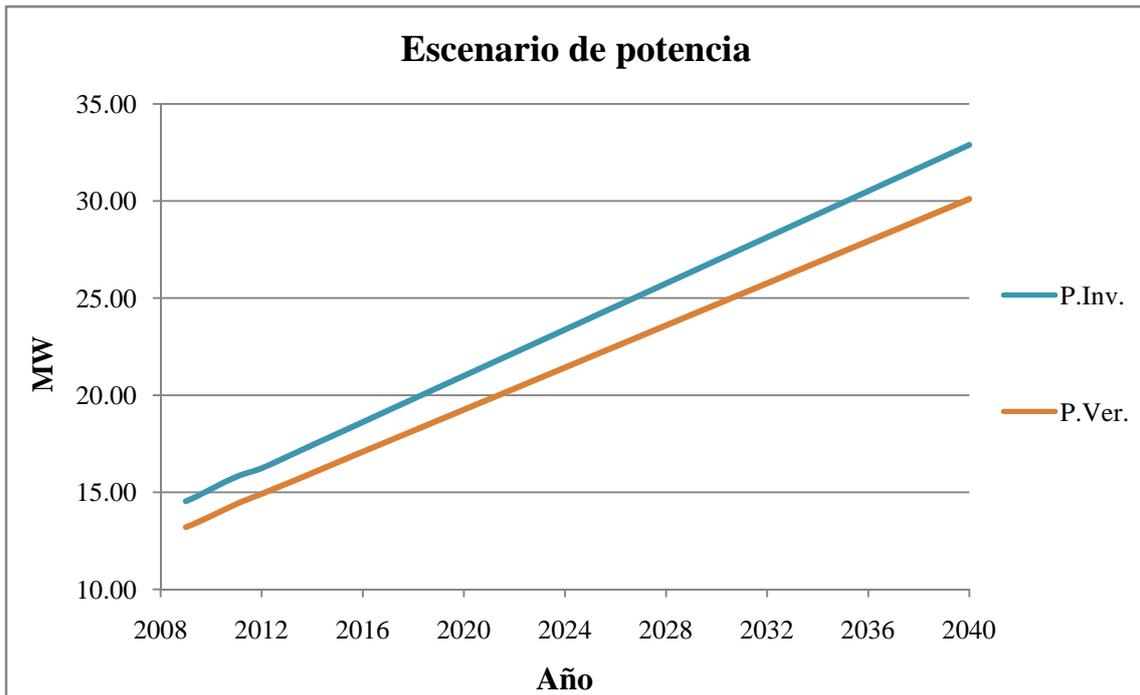
.Los datos facilitados corresponden a un crecimiento del 130% en el año 2040 con base en el año actual, 2009.

El escenario previsto para potencia (estacional) y demanda eléctrica, a partir de la estimación aportada, son los siguientes:

Año	Pmax(invierno) MW	Pmax(verano) MW	Demanda anual GWh
2001	9,84	8,93	52,17
2002	10,41	9,45	55,23
2003	10,98	9,97	58,32
2004	11,56	10,49	61,44
2005	12,14	11,02	64,57
2006	12,72	11,54	67,71
2007	13,32	12,09	70,99
2008	13,92	12,63	74,25
2009	14,54	13,20	77,67
2010	15,17	13,77	81,08
2011	15,80	14,40	84,64
2012	16,24	14,91	87,42
2013	16,83	15,45	90,65
2014	17,43	16,00	93,89
2015	18,02	16,54	97,12
2016	18,62	17,08	100,36
2017	19,21	17,62	103,59
2018	19,80	18,17	106,83
2019	20,40	18,71	110,06
2020	20,99	19,25	113,30
2021	21,59	19,79	116,53
2022	22,18	20,34	119,77
2023	22,78	20,88	123,00
2024	23,37	21,42	126,24
2025	23,97	21,96	129,47
2026	24,56	22,51	132,70
2027	25,16	23,05	135,94
2028	25,75	23,59	139,17
2029	26,35	24,13	142,41
2030	26,94	24,68	145,64
2031	27,54	25,22	148,88
2032	28,13	25,76	152,11
2033	28,73	26,30	155,35
2034	29,32	26,85	158,58
2035	29,91	27,39	161,82
2036	30,51	27,93	165,05
2037	31,10	28,47	168,29
2038	31,70	29,02	171,52
2039	32,29	29,56	174,76
2040	32,89	30,10	177,99

Ilustración 1: Proyección lineal de los datos aportados hasta el año 2040, correspondiente al 130% de crecimiento.

A continuación se representa gráficamente el escenario de potencia y demanda eléctrica:



A objeto de este estudio se concluye que, la de potencia y demanda eléctrica a satisfacer en La Gomera en el año 2040 será de 32,89 MW y 177,99 GWh respectivamente.

IV. Estudio de alternativas

IV. Estudio de alternativas.

A. Estudio de Viabilidad De Los Posibles Emplazamientos Del Parque Eólico.

A.i. Introducción.

En este apartado se realiza el estudio de viabilidad de los posibles emplazamientos del parque eólico, atendiendo a criterios como velocidad media del viento, dirección del mismo, densidad de potencial eólico, acceso al emplazamiento, cercanía al punto de conexión de la red eléctrica y pendientes del terreno para ubicación de aerogeneradores. Dada la accidentada orografía de la Isla de La Gomera y la naturaleza de la red de carreteras, la cercanía de un puerto donde efectuarla descarga y comenzar el traslado de los aerogeneradores será otro factor fundamental.

En cuanto a la red de accesos, es muy importante tener en cuenta el radio de curvatura para el transporte de las palas de los aerogeneradores – limitado por el transporte de las palas de los aerogenerados, y por tanto dependiente de su tamaño – y por la pendiente longitudinal. En general, para los modelos de aerogenerador existentes en el mercado el radio mínimo de los accesos es del orden de 30 m – en estos casos es necesario crear sobreechancos para el transporte – y las pendientes máximas del orden del 8 – 10 %. Puede darse el caso de que el coste de los accesos no sea justificable por la instalación de un aerogenerador, debiendo descartar el emplazamiento.

El estudio se realiza en un primer lugar en conjunto para toda la isla, y posteriormente se seleccionan distintos emplazamientos en los que se analizan con más detalle.

A.ii. Datos de partida. Atlas eólico de la Isla de La Gomera.

En el mapa de isoventas (Ilustración 1) se muestran las distintas velocidades medias de viento en la isla donde ya se pueden apreciar posibles zonas de ubicación con velocidades superiores a 10,5 m/s, donde se obtendrán mayores densidad de potencial eólico. Estas zonas están situadas al oeste de la isla y al este de la misma, la zona central en la que aparecen posibles emplazamientos, con velocidades medias de vientos altas, han sido desestimadas ya que en esa posición se encuentra el parque natural de Garajonay.

El mapa de isoventas se ha obtenido a partir del atlas eólico de la isla de la Gomera, publicado por el ITC (Instituto Tecnológico de Canarias). La información describe las características principales del recurso eólico para coordenadas específicas de puntos del archipiélago canario. Los puntos del estudio están integrados en una malla de 100 m de resolución, tanto en la dirección Norte-Sur como en la Este-Oeste.

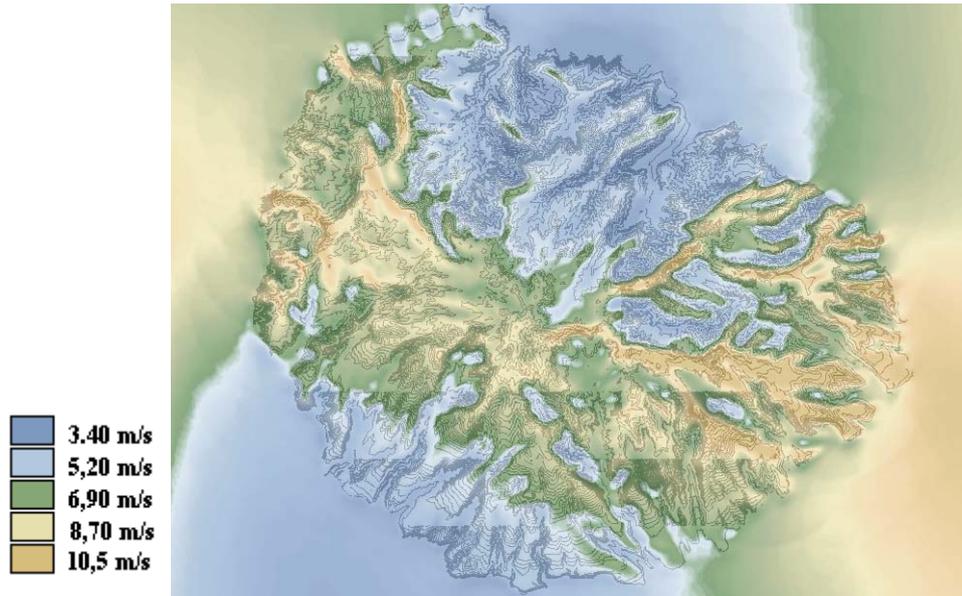


Ilustración 1. Mapa de Isoventas

A.iii. Estudio de alternativas.

Atendiendo al factor más importante en la selección de un emplazamiento para un parque eólico, la existencia de recurso, se estima conveniente el estudio de cuatro zonas.

La primera de ellas situada al noreste de la isla, y las otras tres situadas al este de la misma. En la Ilustración 2 se muestra la densidad de potencial eólico en cada emplazamiento, la red de carreteras, y red eléctrica.

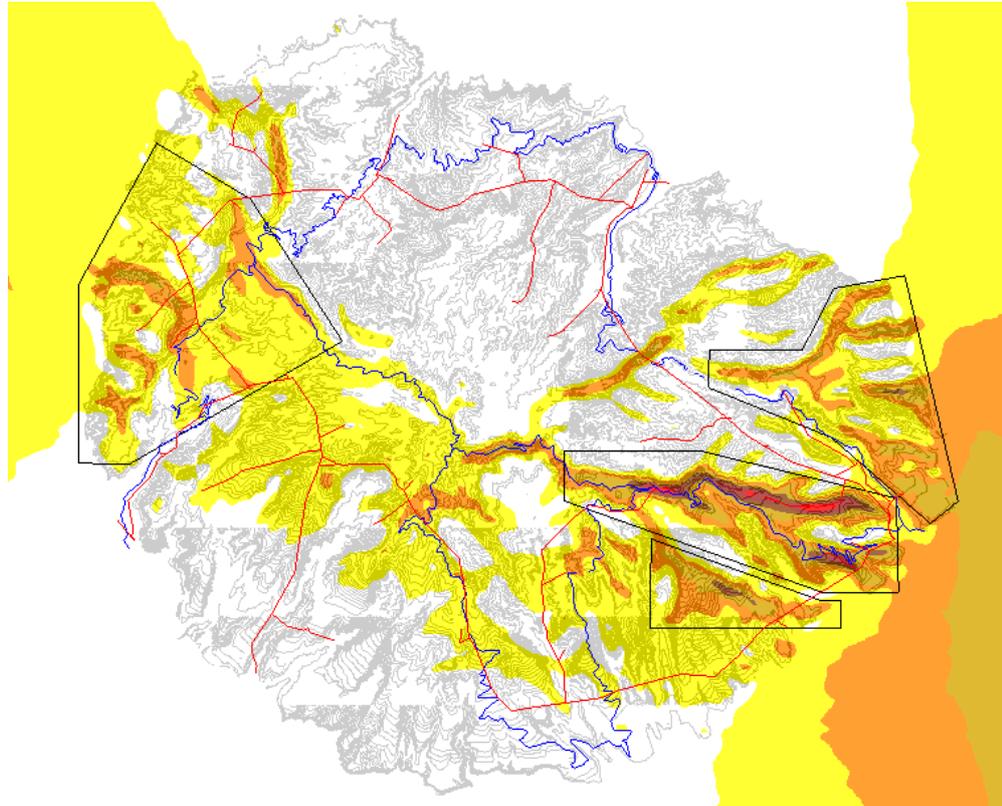


Ilustración 2. Densidad de Potencial Eólico. Emplazamientos.
Red Eléctrica. Red de Carreteras.

	300 W/m^2
	600 W/m^2
	1200 W/m^2
	1600 W/m^2
	2000 W/m^2
	2400 W/m^2
	3000 W/m^2

Red Eléctrica

Red de Carreteras

a. Alternativa n°1:

Emplazamiento situado entre las zonas de Tazo y Vallehermoso. Las coordenadas UTM de los vértices que delimitan esta zona son las siguientes:

VERTICE	UTMX(m)	UTMY(m)
1	271450.0	3119850.0
2	276650.0	3114250.0
3	269250.0	3110850.0
4	269250.0	3115850.0

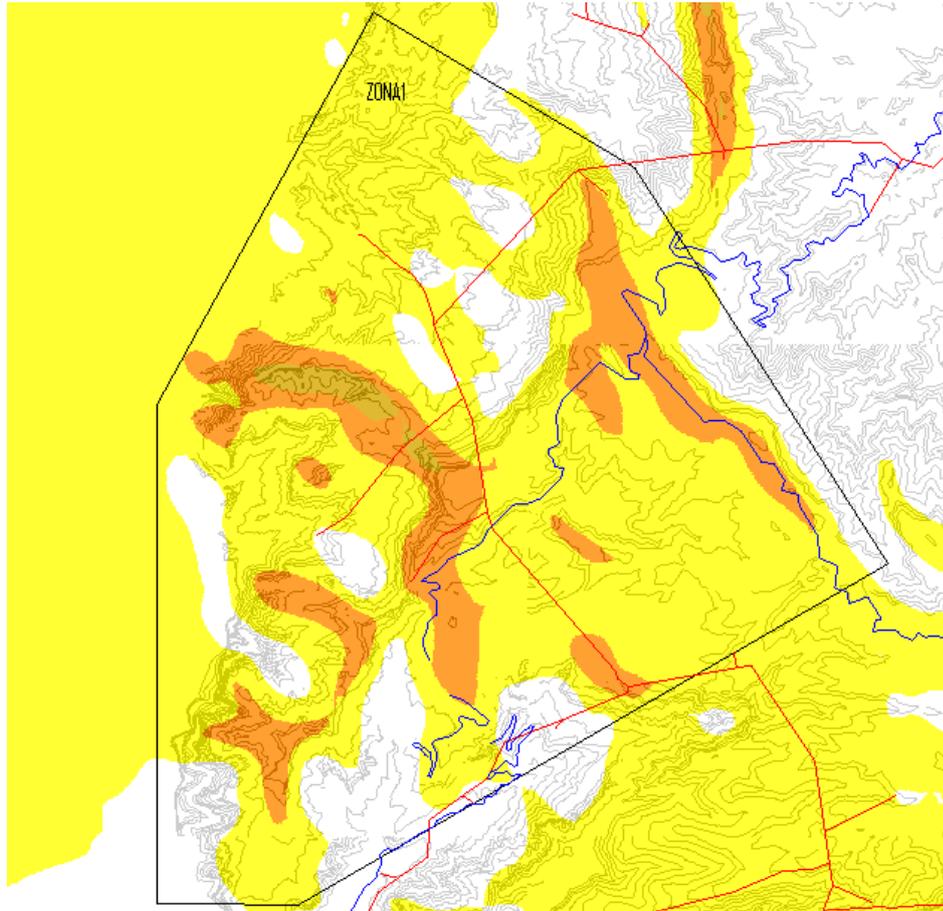
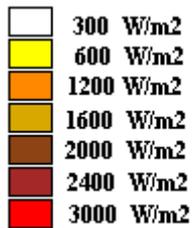


Ilustración 3. Densidad de Potencial Eólico. Red de Carreteras. Red Eléctrica



Red Eléctrica Red de Carreteras

Densidad de potencial eólico.

Se observan varias zonas interesantes para la posible ubicación de aerogeneradores. En dichas zonas se alcanzan velocidades máximas de viento, a alturas de 80 m, de 11,3 m/s, cuya densidad de potencial eólico máximo es de 1.500 W/m². Las direcciones predominantes del viento en las zonas de máxima velocidad media son de componente NE, y NNE.

Otro factor de importancia en la elección del emplazamiento es la orientación de las futuras alineaciones de aerogeneradores con respecto a las direcciones predominantes del viento, siendo deseable que sean perpendiculares para poder disponer las máquinas más cercanas y minimizar el efecto estela. La orientación de la cordillera del Tazo no cumple esta premisa, con lo cual la producción energética de los futuros aerogeneradores podría verse disminuida.

	VELOCIDAD (m/s)	DENSIDAD DE POTENCIAL (W/m²)	DIRECCIONES DOMINANTES
PARÁMETROS MÁXIMOS	11.3	1500	NE Y NNE

Red de carreteras.

El acceso a la zona de estudio se realiza desde la carretera general Valle Gran Rey, desde el puerto situado en la playa de las Arenas. La carretera presenta curvas a su paso por el Hornillo con radios de curvatura inferiores a 30 m, que obligarían a la modificación de los mismos, para permitir el acceso de los aerogeneradores. Este sería un parámetro restrictivo, para la elección del emplazamiento. La pendiente longitudinal en los accesos es aceptable.

Red eléctrica.

Este emplazamiento no presenta grandes problemas en cuanto al acceso del punto de conexión ya que la red de la isla, a media tensión (20 kV), que atraviesa gran parte de la zona de estudio.

b. Alternativa n°2:

Emplazamiento situado en la zona de Incherada. Las coordenadas UTM de los vértices que delimitan esta zona son las siguientes:

VERTICE	UTMX(m)	UTMY(m)
1	292350.0	3116150.0
2	293050.0	3109150.0
3	286850.0	3112950.0
4	286950.0	3114050.0

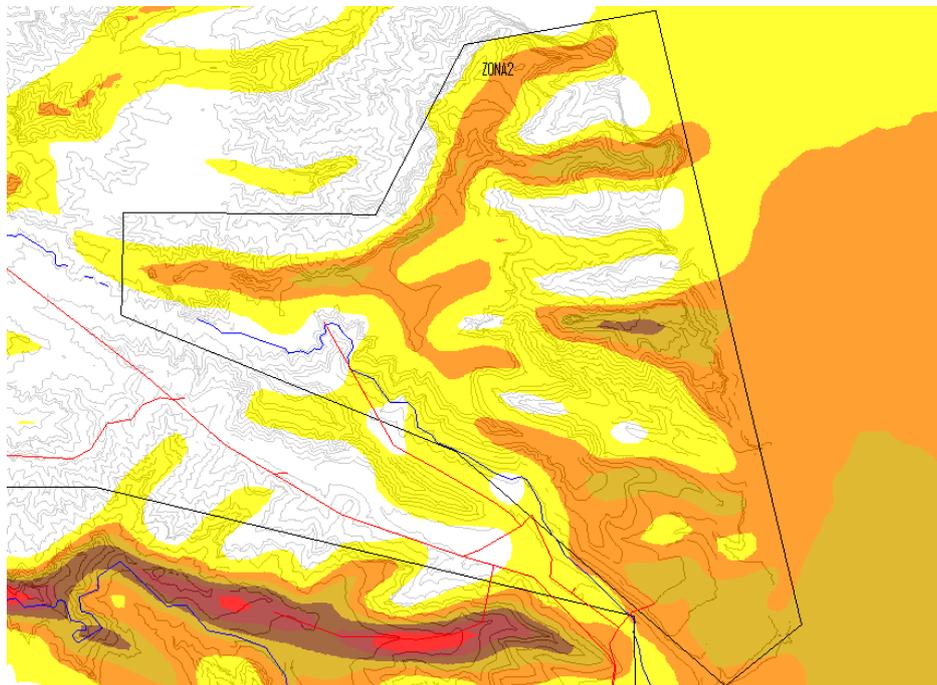


Ilustración 4. . Emplazamiento2. Densidad de Potencial Eólico. Red de Carreteras. Red Eléctrica.



Densidad de potencial eólico.

Se observan varias zonas interesantes para la posible ubicación de aerogeneradores. En dichas zonas se alcanzan velocidades medias de viento, a la altura de 80 m, de 11,5 m/s. La densidad de potencial eólico máximo es de 1730 W/m². La dirección predominante del viento en esta zona es N.

La orientación de las alineaciones de aerogeneradores en el monte de la Incherada sería perpendicular a la dirección del viento predominante, consiguiendo evitar en mayor medida el efecto estela entre aerogeneradores.

	VELOCIDAD (m/s)	DENSIDAD DE POTENCIAL (W/m²)	DIRECCIÓN DOMINANTE
PARÁMETROS MÁXIMOS	11.5	1730	N

Red de carreteras.

El acceso al emplazamiento se haría a través de la carretera TF 711, que conecta con la TF 713 desde el puerto de la Gomera. Estos accesos presentan algunas curvas de radio reducido – con radio de curvatura algo superior a 30 m –, que dificultan el acceso, pero no lo imposibilitan: en este caso sería necesaria la ejecución de sobreelevaciones para permitir el transporte de las palas de los aerogeneradores desde el puerto.

Red eléctrica.

La red de distribución eléctrica está situada en la zona sur del emplazamiento. En función del posicionamiento de los aerogeneradores, se podría prolongar esta última y reforzar el tramo existente para conectarse a la S.E. de la central diesel de la misma, o construir una nueva línea eléctrica de evacuación.

c. Alternativa n°3:

Emplazamiento situado entre las zonas de La Laja, Lomita Fragoso y Honduras. Las coordenadas UTM de los vértices que delimitan esta zona son las siguientes:

VERTICE	UTMX(m)	UTMY(m)
1	282850.0	3111150.0
2	292150.0	3109850.0
3	292150.0	3107250.0
4	282850.0	3109750.0

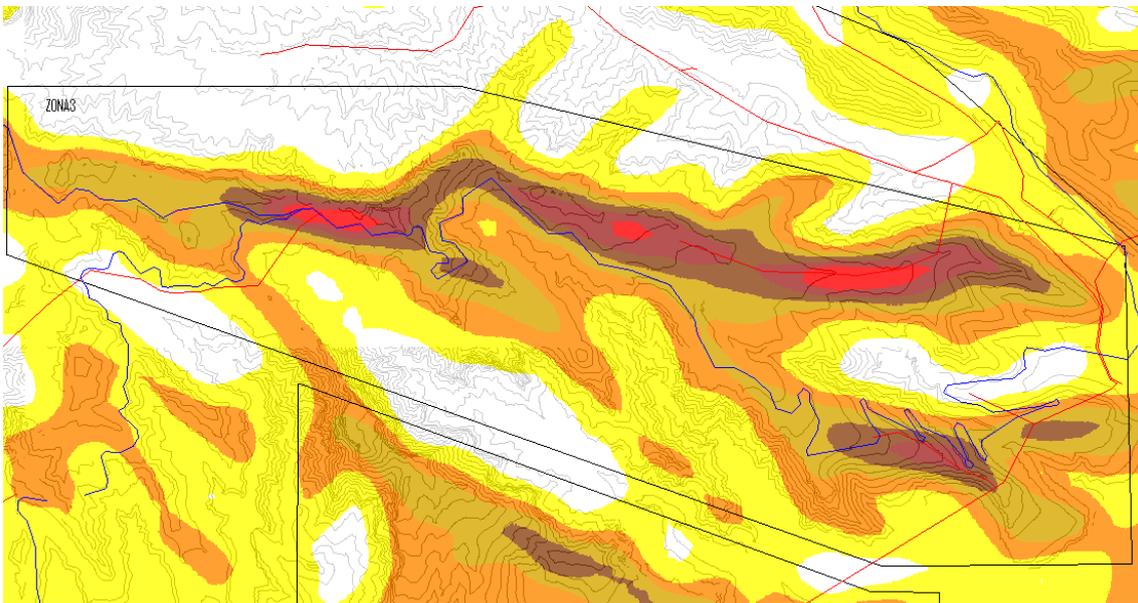
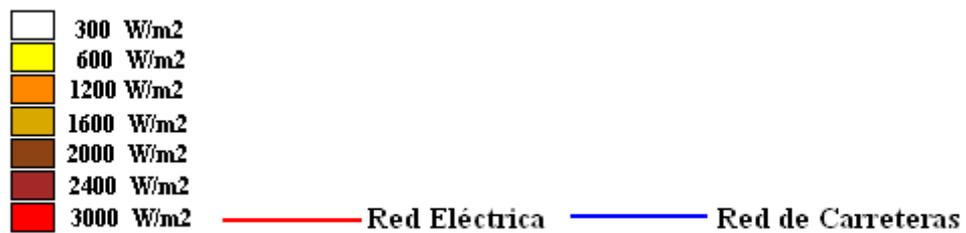


Ilustración 5. Emplazamiento3. Densidad de Potencial Eólico. Red de Carreteras Red Eléctrica



Densidad de potencial eólico.

En esta zona de estudio, existen velocidades medias de viento, a alturas de 80 m, de 13,5 m/s, cuya densidad de potencial eólico máximo es de 2750 W/m². La dirección predominante del viento en esta zona es N.

La orientación de las alineaciones de aerogeneradores sería perpendicular en la cordillera Lomita Frágoso, u en el monte la Laja consiguiendo minimizar el efecto estela entre aerogeneradores, maximizando la producción.

	VELOCIDAD (m/s)	DENSIDAD DE POTENCIA (W/m ²)	DIRECCIÓN DOMINANTE
PARÁMETROS MÁXIMOS	13.5	2750	N

Red de carreteras.

El acceso más directo al emplazamiento, se realiza a través de la carretera TF 713, que une el puerto de la playa de San Sebastián de la Gomera con el interior del emplazamiento. En su primer tramo a la salida de San Sebastián de la Gomera, sería necesario ejecutar sobreelevaciones en varias curvas que permitan un correcto acceso de los aerogeneradores. Se concluye que este no es un factor restrictivo y que el acceso es viable.

Red eléctrica.

La red eléctrica atraviesa por varias zonas el emplazamiento, por lo que la conexión con la misma no plantea ningún problema. Es interesante reseñar la cercanía de este emplazamiento a la subestación de la central térmica emplazada en el puerto de San Sebastián De la Gomera, donde se puede verter la energía a la red eléctrica insular, siendo probablemente necesaria su ampliación.

d. Alternativa n°4:

Emplazamiento situado entre las zonas de Las Toscas y Tejiade. Las coordenadas UTM de los vértices que delimitan esta zona son las siguientes:

VERTICE	UTMX(m)	UTMY(m)
1	285250.0	3108650.0
2	290550.0	3106950.0
3	290550.0	3106250.0
4	285250.0	3106150.0

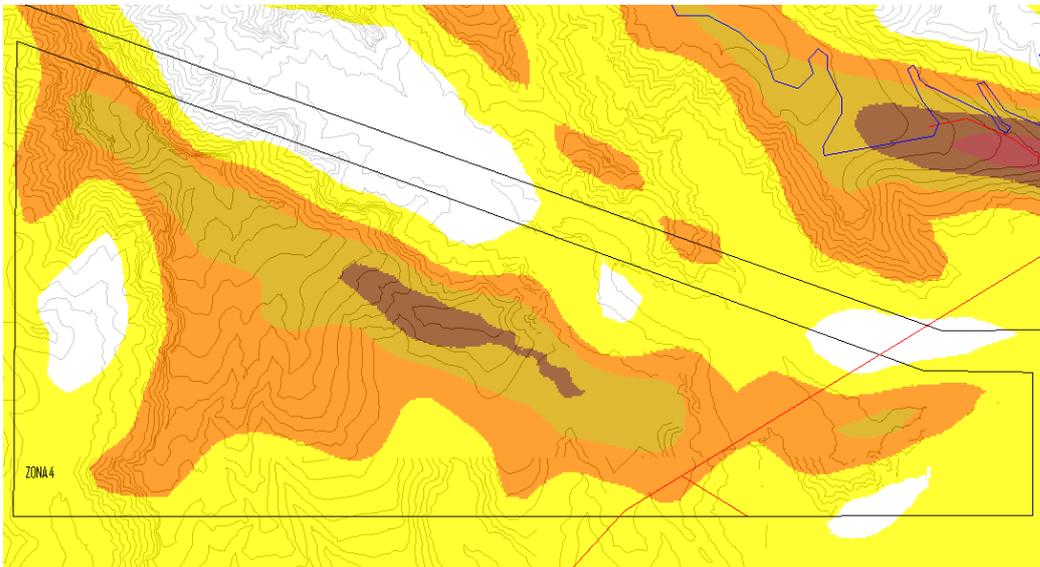


Ilustración 6. Emplazamiento4. Densidad de Potencial Eólico. Red de Carreteras. Red Eléctrica.



Densidad de potencial eólico.

En esta zona de estudio, existen velocidades medias de viento, a alturas de 80 m, de 11,4 m/s, cuya densidad de potencial eólico máximo es de 1735 W/m². La dirección predominante del viento en esta zona es N.

	VELOCIDAD (m/s)	DENSIDAD DE POTENCIAL (W/m ²)	DIRECCIÓN DOMINANTE
PARÁMETROS MÁXIMOS	11.4	1735	N

Red de carreteras.

La zona carece de accesos aprovechables para el transporte de los aerogeneradores: no es atravesada por la red viaria insular. Este es un factor restrictivo para la elección del emplazamiento.

Red eléctrica.

La red de distribución eléctrica atraviesa la zona de estudio por el sur, donde debería entroncar la línea eléctrica de evacuación del parque eólico.

A.iv. Análisis ambiental de alternativas.

Para determinar la alternativa más adecuada desde un punto de vista global, se han cotejado los resultados obtenidos en el análisis ambiental realizado, con los expuestos hasta el punto anterior del presente estudio de viabilidad de alternativas para el parque eólico.

En las ilustraciones adjuntadas a continuación se incluyen los resultados del análisis ambiental para cada alternativa estudiada.

Restricciones derivadas de la valoración del territorio:

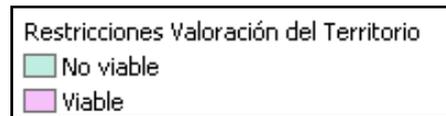


Ilustración 7. Leyenda



Ilustración 8. Restricciones Valor del territorio Alternativa 1.

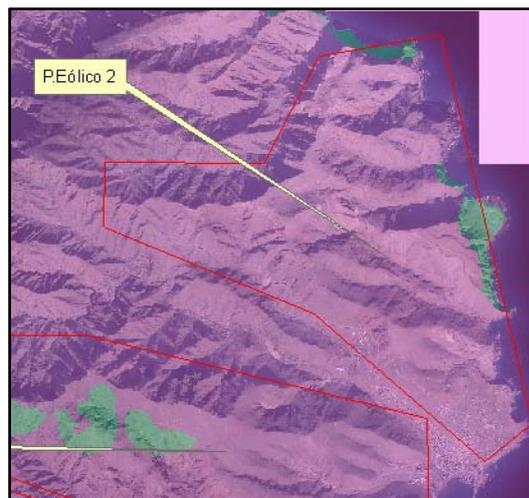


Ilustración 9. Restricciones Valor del territorio Alternativa 2.



Ilustración 10. Restricciones Valor del territorio Alternativa 3.



Ilustración 11. Restricciones Valor del territorio Alternativa 4.

El análisis del valor del territorio establece que en todas las opciones planteadas para el parque eólico, existen zonas en las que a priori se plantea inviable la ubicación de aerogeneradores por motivos ambientales, siendo la Alternativa 1 la que presenta mayor superficie del territorio con zonas inviables de implantación. La ubicación de los aerogeneradores deberá condicionarse por tanto a la no afectación de dichas zonas.

Restricciones derivadas de la capacidad de acogida del territorio:

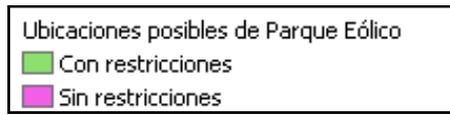


Ilustración 12. Leyenda.



Ilustración 13. Posibilidades de ubicación de aerogeneradores Alternativa 1.

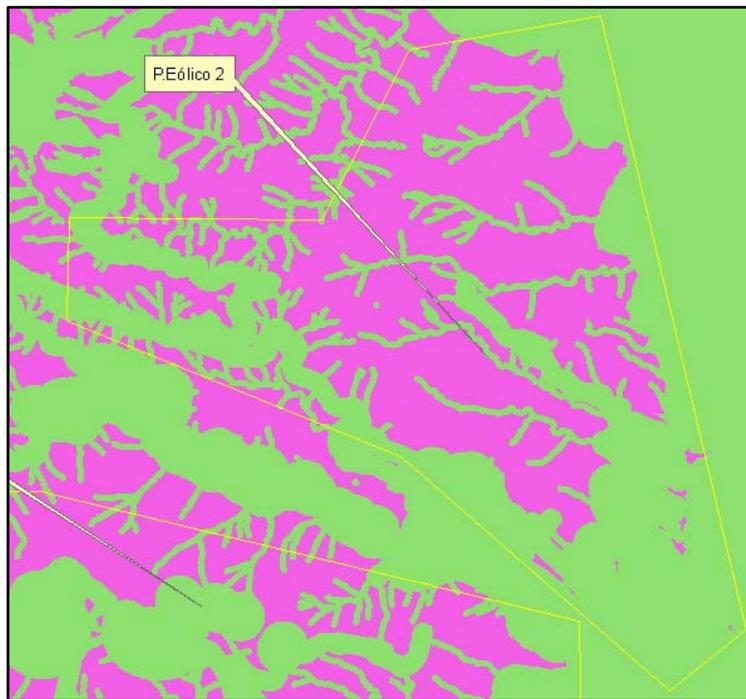


Ilustración 14. Posibilidades de ubicación de aerogeneradores Alternativa 2.



Ilustración 15. Posibilidades de ubicación de aerogeneradores Alternativa 3.



Ilustración 16. Posibilidades de ubicación de aerogeneradores Alternativa 4.

Analizada la capacidad de acogida del territorio, se observa como todas las opciones planteadas contienen zonas con baja capacidad de acogida, siendo la alternativa que menor superficie presenta con esta valoración y por lo tanto mayor superficie disponible para la ubicación de aerogeneradores, la Alternativa nº 4. El hecho de que dicha alternativa no disponga de accesos adecuados, supone que la opción de acondicionar los mismos implique la desestimación de dicha alternativa, ya que los impactos derivados de la ejecución de nuevos accesos implican un mayor deterioro del medio frente a otras alternativas que disponen de los accesos ya construidos. A priori, la siguiente alternativa que podría valorarse como la más adecuada es la número 2, pero debido a que presenta una elevada superficie en zonas ZEPAS, se considera conveniente desestimarla para minimizar afecciones a la avifauna. Debido a esto, la Alternativa 3 se considera la más adecuada porque presenta una superficie con capacidad de acogida similar a la Alternativa 4, la superficie catalogada como zona ZEPAS es mínima y además las actuaciones a realizar para adecuar los accesos son escasas.

A.v. Estudio del emplazamiento elegido y diseño del P.E.

Una vez realizado el estudio de los distintos emplazamientos y habiendo analizado las distintas variables, se adopta la opción de ubicar el parque eólico en el emplazamiento 3. Es el que presenta mayor densidad de potencial eólico (2500 W/m^2), mejor comunicación con el puerto de San Sebastián de la Gomera a través de la carretera TF 713 – aunque sería necesario ejecutar sobreelevaciones en algunas curvas – y mayor accesibilidad a la red eléctrica.

	Densidad de Potencial Eólico (W/m^2)	Accesos	Accesibilidad a la Red Eléctrica
Alternativa nº 1	1500	Malo	Mala
Alternativa nº 2	1730	Bueno	Buena
Alternativa nº 3	2750	Bueno	Buena
Alternativa nº 4	1735	Malo	Mala

Además su superficie es mayor que la de las demás, por lo que es previsible que se puedan instalar mayor número de máquinas y exista mayor flexibilidad a la hora de ubicarlas.

Un análisis en detalle de la orografía y accesibilidad de la zona arroja las ubicaciones donde sería más sencilla la instalación de los aerogeneradores. En la Ilustración 17 se muestran la red eléctrica y los accesos existentes, se presentan las zonas con menor pendiente aptas para la disposición de aerogeneradores – menos del 17% –.

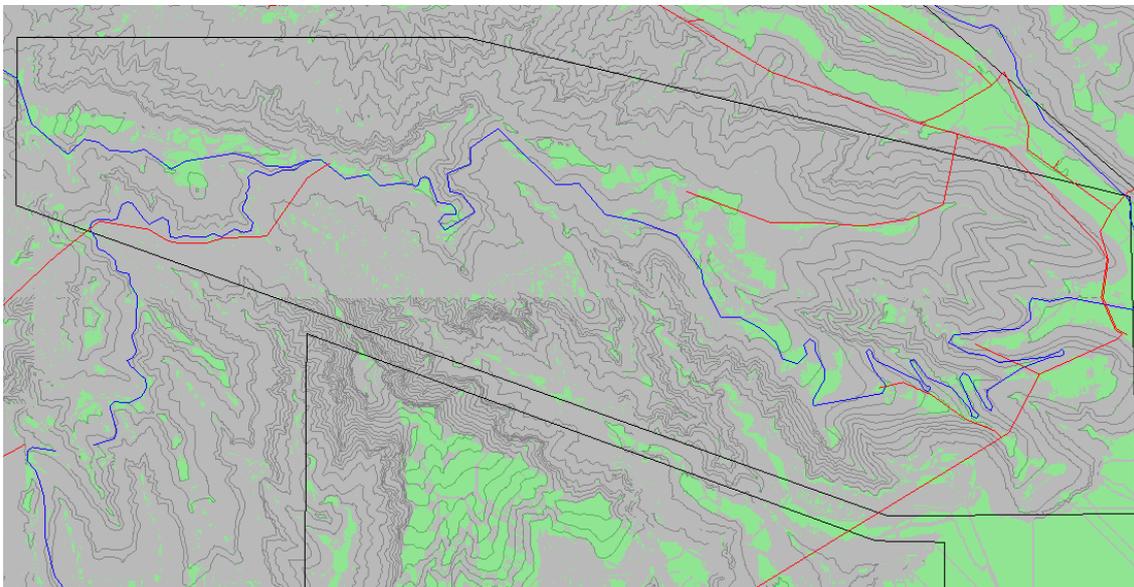


Ilustración 17. Emplazamiento 4. Pendientes. Red eléctrica. Red de carreteras.



a. Estudio del recurso eólico.

Introducción.

El objeto del presente estudio es conocer el nivel de potencial eólico disponible en el emplazamiento de, Lomita Fragoso, situado en la provincia de Santa Cruz de Tenerife, en el término municipal de San Sebastián de la Gomera; así como la evaluación de las producciones esperadas para cada una de las alternativas de parque eólico que marcará el diseño definitivo del mismo.

El área a investigar, por los siguientes vértices:

San Sebastián de la Gomera			
VERTICE	UTM X (m)	UTM Y (m)	AYUNTAMIENTO
1	282850.0	3111150.0	San Sebastián de la Gomera
2	292150.0	3109850.0	San Sebastián de la Gomera
3	292150.0	3107250.0	San Sebastián de la Gomera
4	282850.0	3109750.0	San Sebastián de la Gomera

Tabla 1. Área de estudio en San Sebastián de la Gomera...

Para la evaluación del recurso eólico se ha contado con las medidas de velocidad y dirección de viento realizadas en el área mediante una torre meteorológica en el periodo comprendido entre enero de 2005 y enero de 2006. También se ha empleado para la modelización del campo de viento de cartografía digital de la zona a escala 1:5.000.

Se plantean tres configuraciones distintas usando en cada una de ellas un aerogenerador distinto.

El estudio de cada configuración de posicionamiento de aerogeneradores se ha dividido en dos fases, la primera de ellas con vistas a cubrir la demanda energética de la isla en el año 2020 y la segunda en el año 2030.

	Fase I	Fase II	Total	Potencia(MW)
NºAeroEnercon E44	22	20	42	37.8
NºAero Gamesa G80	10	5	15	30
NºAeroVestas V80	10	5	15	30

Tabla 2.Fases del Parque Eólico.

Análisis de datos de viento.

Se han elaborado los mapas de isoventas y potencial eólico en la zona elegida para el emplazamiento del P.E. Debido a la imposibilidad de obtener datos de viento reales y al carácter académico del proyecto, se ha considerado una torre de medida ficticia, a la que se ha aplicado una serie sintética de datos construida a partir de los parámetros de distribución de velocidades y dirección del viento en la posición de la torre, proporcionados por el Instituto Tecnológico de Canarias.

UTM X (m)	UTM Y (m)	ALTITUD (msnm)	INICIO MEDICIONES	ÚLTIMOS DATOS	NIVELES DE MEDICIÓN (m)
289250.0	3109550.0	581	01.01.05	01.01.06	40

Tabla 3. Posición de la torre meteorológica y periodo de medida.

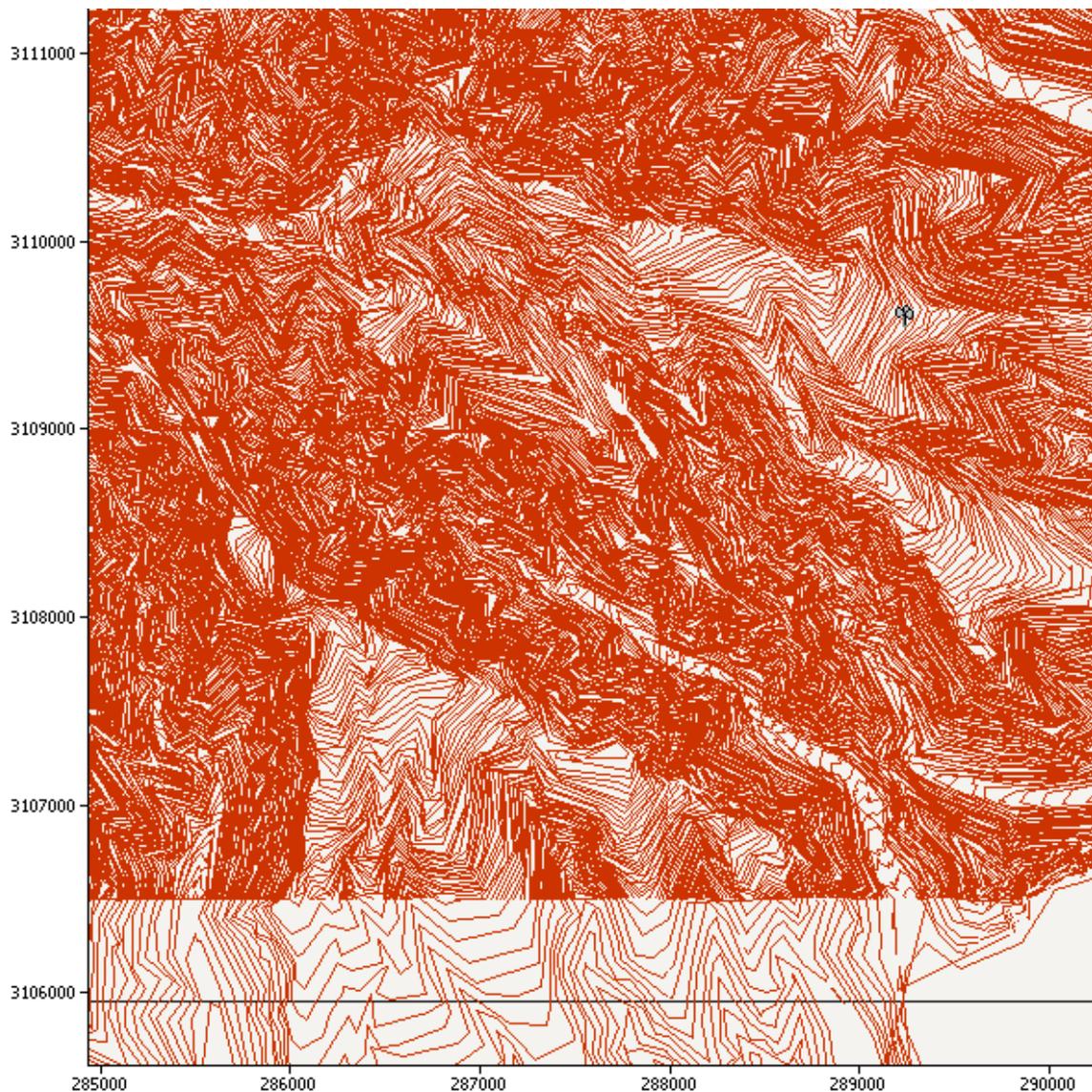


Ilustración 18. Situación de la torre meteorológica en la zona de estudio.

Modelización del campo de vientos.

Con los datos de viento registrados en la estación de medición se hace una modelización del campo de vientos en la zona donde se ubicará el parque eólico.

La modelización del campo de vientos se consigue con la ayuda del programa WAsP 8.0 desarrollado por Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark. Con él se obtiene un Atlas de vientos en nuestra zona de estudio, cuya información permitirá tomar decisiones de proyecto en el posicionamiento de los aerogeneradores y la posterior evaluación de su producción energética.

La elaboración de un mapa de vientos se logra:

- Extrapolando las medidas llevadas a cabo durante el citado periodo anual a otros puntos de la región y a otros niveles (extrapolación horizontal y vertical).
- Extendiendo esas medidas a unos valores representativos del recurso eólico del lugar a largo plazo (extrapolación temporal).

El programa WAsP 9.0 emplea el modelo de flujo ‘BZ-model’ de Troen (1990), el cual parte de las ecuaciones del movimiento de un fluido en el interior de la capa límite, y tiene por finalidad calcular las perturbaciones en la velocidad del viento inducidas por la orografía en complejos terrenos.

El modelo emplea una malla polar de gran resolución, acoplada con una rutina de análisis del mapa que calcula el perfil de la perturbación del flujo en el punto central de la malla. Además, tiene en cuenta la rugosidad del terreno circundante, obstáculos circundantes y tipo de terreno (llano, ondulado, montañoso, etc.).

De esta forma, el programa calcula un hipotético “viento sin perturbar” a partir del cual se efectúa el cálculo posterior de lo que el modelo denomina ATLAS. A partir de este ATLAS, el modelo efectúa el proceso inverso y puede calcular el viento esperado en un emplazamiento con unos determinados obstáculos, rugosidad y relieve.

Datos de entrada.

El programa requiere los siguientes datos de entrada:

Datos eólicos de la zona. Se ha generado una serie sintética de datos de viento, con valores diezminutales de velocidad y dirección a 40 m, hasta cubrir un periodo de un año. Los datos se han tratado para obtener la distribución de Weibull a la que se ajusta la distribución de probabilidad que define el comportamiento del viento en cada una de las 12 direcciones en que se divide la rosa de los vientos. A partir de la distribución de Weibull se obtiene la velocidad media de cada sector.

El programa también requiere las coordenadas X, Y, Z de la estación meteorológica, con el objetivo de situarla en el mapa y tener en cuenta la influencia de la orografía y de la rugosidad del terreno circundante. Esto es necesario a la hora de elaborar un Atlas eólico de la zona que represente el comportamiento del viento independientemente de las condiciones específicas del emplazamiento de la estación meteorológica.

	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	All
A	9.2	9.0	9.1	9.0	9.0	9.0	9.0	9.3	9.1	9.1	9.1	9.2	9.1
k	1.99	1.97	2.00	1.97	1.96	1.94	2.00	2.11	1.93	1.93	2.04	2.03	1.99
U	8.13	7.99	8.03	8.02	8.02	7.95	7.95	8.28	8.03	8.07	8.08	8.12	8.06
E	633	608	607	612	617	609	586	629	628	638	605	617	616
f	17.4	16.8	13.6	8.9	4.7	2.2	1.0	1.2	2.8	5.9	10.7	14.8	100
U	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	All
1.0	14	11	12	13	12	13	12	14	12	13	11	14	13
2.0	34	35	32	35	29	44	27	34	35	32	34	36	34
3.0	56	56	57	52	60	59	41	53	64	53	57	56	56
4.0	74	76	75	72	74	67	58	50	75	75	69	74	73
5.0	84	87	92	89	82	86	85	93	93	83	85	80	86
6.0	91	89	85	95	94	107	124	77	91	90	94	94	92
7.0	87	98	98	98	96	95	105	96	91	106	94	92	95
8.0	94	95	89	90	99	79	95	93	85	89	90	86	91
9.0	86	87	82	87	94	93	91	105	84	85	87	89	87
10.0	80	73	77	75	74	77	80	64	66	73	79	78	76
11.0	62	66	68	60	60	52	56	82	69	60	69	71	65
12.0	60	53	56	58	59	42	56	60	62	53	53	53	55
13.0	45	46	49	44	43	45	35	43	43	52	47	46	46
14.0	35	36	37	36	32	43	49	41	38	36	38	37	37
15.0	29	27	27	29	30	26	25	27	29	29	27	28	28
16.0	23	20	18	18	20	22	19	27	14	20	20	20	20
17.0	16	14	16	19	11	19	16	12	14	16	16	17	16
18.0	10	11	11	11	9	11	4	8	10	10	9	11	10
19.0	6	6	7	9	8	9	10	8	7	8	9	5	7
20.0	5	6	4	5	4	6	6	3	8	6	4	5	5
21.0	3	4	3	3	4	1	6	8	3	4	3	3	3
22.0	2	3	2	1	4	3	0	0	1	2	2	2	2
23.0	1	1	1	2	2	2	0	0	1	2	1	1	1
24.0	1	0	1	0	1	1	0	0	2	0	1	1	1
25.0	0	1	1	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0
26.0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27.0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	1	0	0	0
28.0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
29.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 4. Estadísticas de datos de viento introducidas en WAsP

- 1. Rugosidad superficial.** La rugosidad de una determinada superficie se determina por el tamaño y distribución de los elementos de rugosidad que contiene. Para superficies terrestres, estos elementos son la vegetación, los edificios y la superficie del suelo.

Usualmente se evalúa mediante el parámetro denominado *longitud de rugosidad* z_0 , cuyo sentido físico es la altura a la que la velocidad es cero cuando se considera que el viento tiene una variación logarítmica que varía con la altura.

El entorno del emplazamiento de San Sebastián de la Gomera y en particular el entorno de las distintas posiciones de aerogenerador en las configuraciones que se barajan, se encuentra cubierto en general por roquedos y monte bajo. Se ha introducido, por lo tanto, un valor de rugosidad superficial uniforme $z_0 = 3$ cm, considerado válido en un entorno suficientemente amplio de la estación meteorológica y de los aerogeneradores.

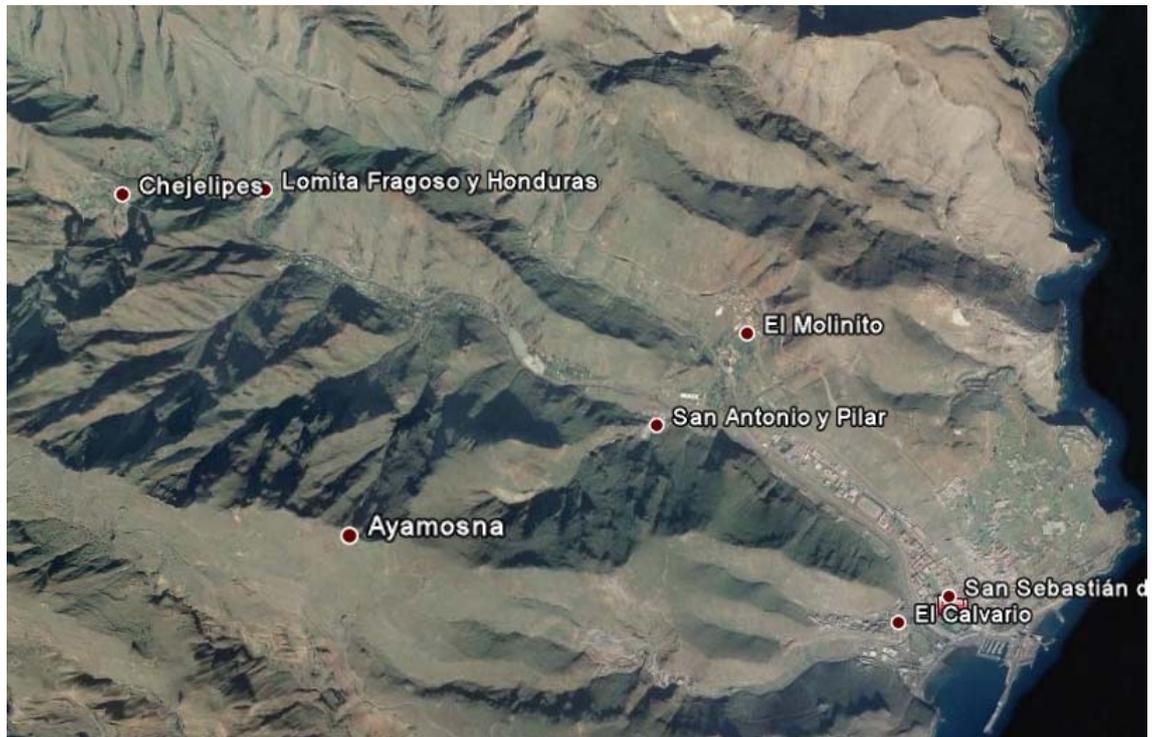


Ilustración 19. Emplazamiento del Parque Eólico



Ilustración 20. Paisaje en la zona de estudio.

2. **Obstáculos.** En caso de haber un obstáculo puntual en la zona de estudio, tal como un edificio, alineaciones de árboles, y en general cualquier obstáculo que ofrezca resistencia al paso del viento y no esté considerado dentro de la descripción de la rugosidad, se debe tener en cuenta a la hora de aplicar el modelo WAsP. En este caso no se presenta ningún obstáculo de este tipo, por lo que este apartado no se tendrá en cuenta.
3. **Densidad del aire.** Se ha tomado como valor de la densidad del aire a la altura del buje de los aerogeneradores en el emplazamiento de San Sebastián de la Gomera $1,135\text{Kg /m}^3$, a una altitud de 581
4. **Curva de potencia.** La curva de potencia de cada aerogenerador relaciona la velocidad del viento con la potencia producida por él. Por tanto es necesario, si se desea que el programa estime la producción energética de un parque eólico, introducir la curva de potencia del aerogenerador empleado.

$$Potencia = C_p \cdot \frac{\pi}{8} \cdot \phi \cdot D^2 \cdot v^3$$

Resultados de la modelización. Atlas de viento.

Atlas de viento.

Con los datos de viento, rugosidad y obstáculos, WAsP es capaz de calcular el Atlas de viento para el área topográfica que se ha considerado, independiente de las condiciones del emplazamiento de la estación meteorológica. Las distribuciones de probabilidad que se muestran a continuación se limitan a las correspondientes a 67 m de altura para todos los sectores y una altura de rugosidad de $z_0=3$ cm.

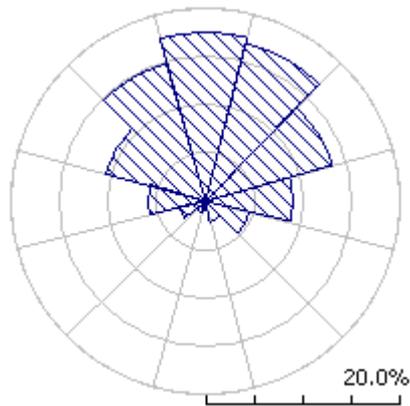


Ilustración 21. Atlas eólico. Distribución direccional de la velocidad del viento.

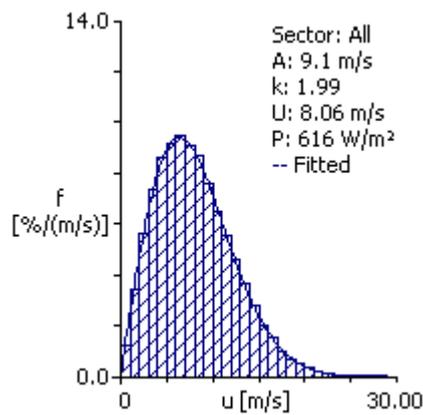


Ilustración 22. Atlas eólico. Distribución Weibull de la velocidad del viento a 40 m de altura.

Diseño del parque. Estimación de la energía producida.

Una vez calculado el mapa de vientos, centrado en la zona donde se ubicará el parque eólico, únicamente queda realizar el diseño del mismo. La mejor disposición consiste en separar las turbinas lo máximo posible en la dirección del viento dominante (N-NE) y disponer el número máximo en la dirección perpendicular. Ello es debido al efecto estela de los aerogeneradores, que ralentizan el viento tras de sí al obtener energía de él, lo cual reduciría considerablemente la producción energética de la turbina situada a sotavento. Por otra parte, interesa ubicar los aerogeneradores próximos entre sí para minimizar los costes de conexión entre ellos y la infraestructura requerida para su construcción y mantenimiento. Como norma general, la separación entre turbinas en un parque eólico es de 5 a 9 diámetros de rotor en la dirección de los vientos dominantes y 3 a 5 diámetros de rotor en la dirección perpendicular. En el diseño del Parque Eólico de San Sebastián de la Gomera se ha tomado como criterio para el espaciamiento de turbinas 5 y 9 diámetros en dirección perpendicular y paralela a la de los vientos dominantes, respectivamente.

En el diseño del parque eólico se ha buscado la maximización de la producción de energía. Se han aplicado criterios restrictivos como distancia mínima a viviendas, carretera, red de transporte de energía y pendiente del terreno.

La construcción del P.E.se realizará de forma escalonada, en dos fases. La primera fase incluirá diez aerogeneradores, los cuales generaran la suficiente energía para lograr una cobertura del 90% de la demanda eléctrica esperada para el año 2020. En una segunda fase se instalaran cinco aerogeneradores adicionales para mantener dicha cobertura hasta el 2030. De este modo se adecua el parque de generación a la demanda y se permite la posibilidad de modificar el proyecto en función de la evolución real de esta última.

Se plantean tres configuraciones distintas para el posicionamiento de los aerogeneradores, y se estudia la producción de cada fase para tres tipos de aerogeneradores distintos

Fase I:

- 10 aerogeneradores Vestas V80 de 2000 kW de potencia y 80 m de diámetro de rotor.
- 10 aerogeneradores Gamesa G80 de 2000 kW de potencia y 80 m de diámetro de rotor.
- 22 aerogeneradores Enercon E44 de 900 kW de potencia y 44 m de diámetro de rotor.

Fase II:

- 15 aerogeneradores Vestas V80 de 2000 kW de potencia y 80 m de diámetro de rotor.
- 15 aerogeneradores Gamesa G80 de 2000 kW de potencia y 80 m de diámetro de rotor.
- 42 aerogeneradores Enercon E44 de 900 kW de potencia y 44 m de diámetro de rotor.

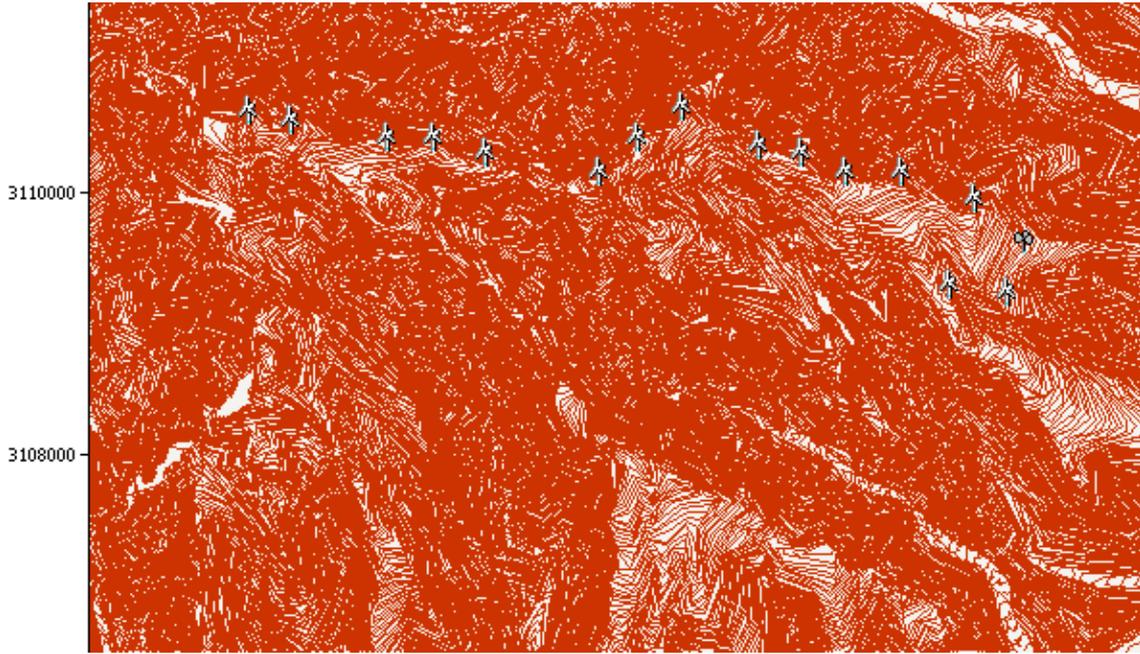


Ilustración 23. Alternativa 1. Configuración del parque.

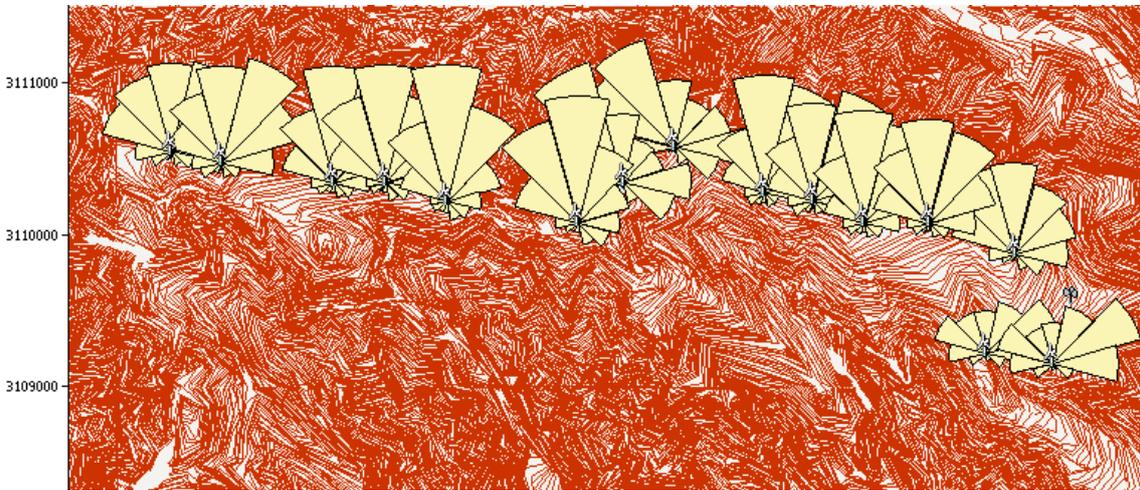


Ilustración 24. Alternativa 1: Producción Energética por Sectores.

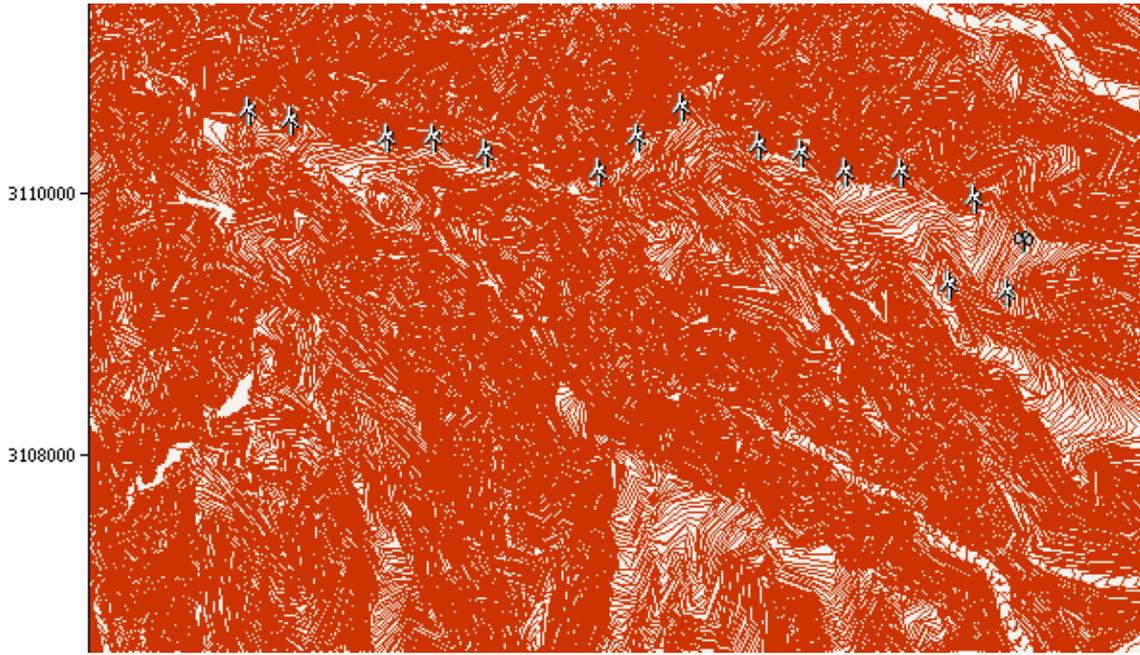


Ilustración 25. Alternativa 1. Configuración del parque.

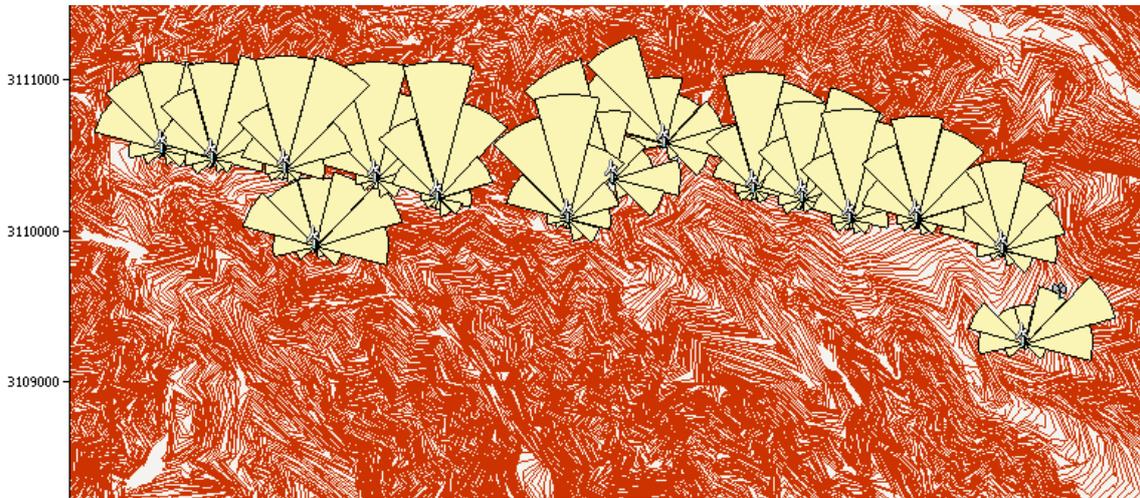


Ilustración 26. Alternativa 2: Producción Energética por Sectores.



Ilustración 27. Alternativa 3. Configuración del parque.

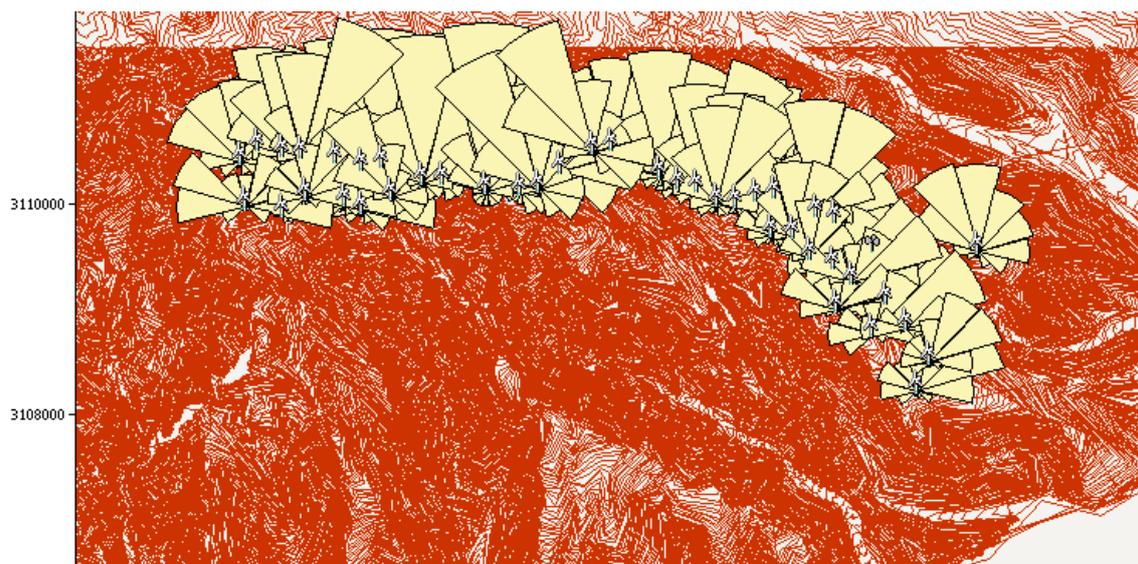


Ilustración 28. Alternativa 2: Producción Energética por Sectores.

Aerogeneradores

Las condiciones externas, principalmente las relativas al viento, determinan la clase de aerogenerador que es posible instalar en un emplazamiento dado. Los aerogeneradores deben cumplir con los requerimientos de seguridad establecidos por la IEC-61400-1 (Wind Turbine Generation Systems – Part 1: Safety Requirements). La IEC-61400-1 clasifica los aerogeneradores en 5 categorías de seguridad, definidas en términos de velocidad del viento y parámetros de turbulencia que el aerogenerador debe soportar.

Wind Turbine Class		I	II	III
Vref	m/s	< 50	< 42,5	< 37,5
A	I _{ref}	< 0,16		
B	I _{ref}	< 0,14		
C	I _{ref}	< 0,12		

Tabla 5. Clasificación de aerogeneradores. IEC-61400-1, 2005

Todos los valores son aplicables a la altura del buje.
Vref es la velocidad de referencia del viento.

Vave es la velocidad media del viento.

A designa la categoría para alta turbulencia.
B designa la categoría para media turbulencia.
C designa la categoría para baja turbulencia

I_{ref} es el valor de referencia de la intensidad de turbulencia a 15 m/s a la altura del buje de cada aerogenerador.

Velocidad de referencia Vref.

La velocidad de referencia del viento *Vref* es la velocidad media a lo largo de un período de 10 minutos con una probabilidad anual de ser sobrepasada de 0,02 (período de retorno de 50 años) a la altura del buje.

El valor de la velocidad de referencia *Vref* no es posible estimarla a partir de una extrapolación de los datos obtenido en la campaña de medidas, porque estos se limitan a un registro de 1 año, insuficiente para este cometido. Tampoco se cuenta con ningún otro de registro de valores extremos de velocidad del viento de alguna estación meteorológica cercana.

Debido a la imposibilidad de llevar a cabo el cálculo de la V_{ref} , mediante la extrapolación de datos, se utiliza la expresión que relaciona la V_{ave} , V_{ref} , y el parámetro representativo K de la distribución de Weibull, que está determinada en la ilustración 15. A partir de la cual se determina que:

$$V_{ref} = cte * V_{ave}$$

Dicha constante será en el caso de estudio del parque eólico de San Sebastián de la Gomera, para una $K = 1.9$, $cte = 5$, con lo cual se tiene que:

$$V_{ref} = 5 * V_{ave}$$

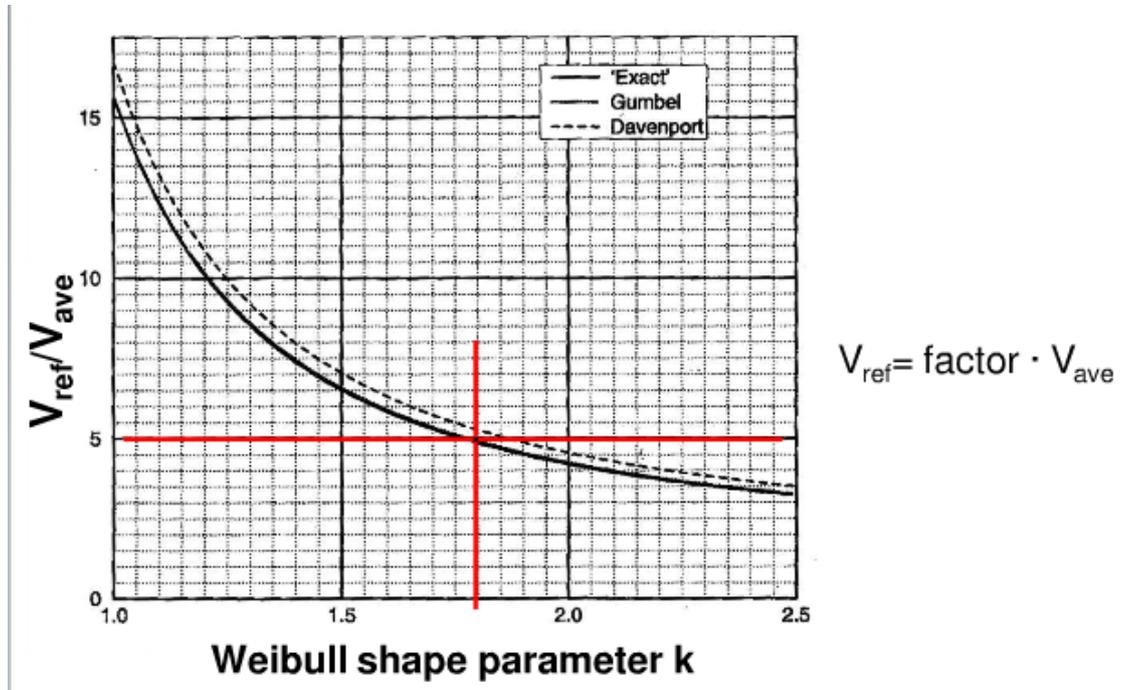


Ilustración 29. Relación entre V_{ref} , V_{ave} , K .

Velocidad media del viento V_{ave} .

Después de llevar a cabo diversas simulaciones con el programa, con diversos modelos de aerogenerador con distintas alturas de buje, se registran velocidades medias al nivel del buje de 9,5 m/s.

Intensidad de turbulencia de referencia I_{ref} .

. Estos valor de referencia de la intensidad de turbulencia se obtiene empleando métodos estadísticos apropiados aplicados a las medidas de viento cuyo valor es mayor de 10 m/s. En el caso de estudio de la isla de la Gomera no se tienen datos para poder determinar la I_{15} . Estudiando el atlas eólico publicado por el ITC, y en concreto la zona de ubicación del parque eólico se concreta que la intensidad de turbulencia en dicha zona es $I_{ref} < 0,18$, con lo cual el aerogenerador elegido debe ser de clase A.

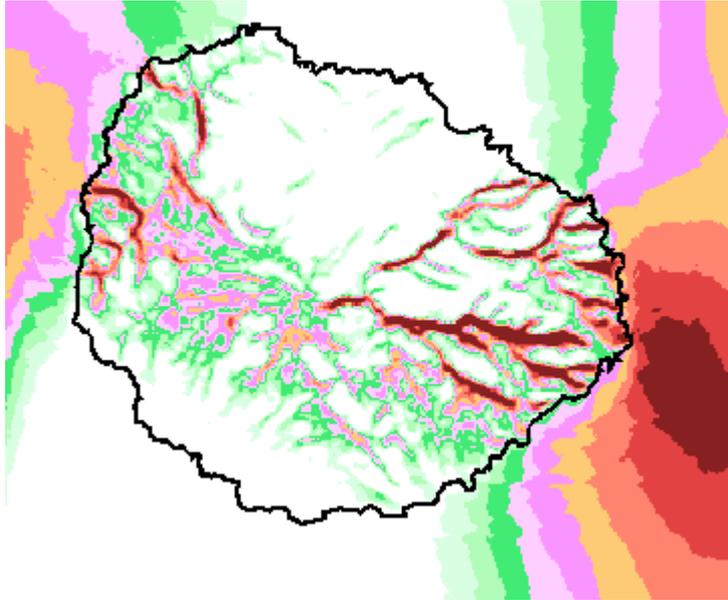


Ilustración 30. Intensidad de Turbulencia Isla de la Gomera.

Clase de aerogenerador.

La clase de los aerogeneradores instalados en el P.E. de San Sebastián de la Gomera debe ser **IEC IA**.

Modelo de aerogenerador.

Para el P. E. de San Sebastián de la Gomera se plantea la utilización de distintos modelos de aerogenerador de clase IEC IA. La principal característica diferenciadora es el rango de potencia y el diámetro del rotor, por lo que para cada modelo se planteará una configuración de parque distinta. Las alternativas de parque contempladas son las de la tabla siguiente:

Aerogenerador	Potencia (kW)	Diámetro de Rotor (m)	Altura de Buje (m)	Potencia del Parque (MW)
A1	2000	70	67	28
A2	2000	80	67	28
A3	900	44	55	19,8

Tabla 6. Resumen de las características de aerogeneradores y de parque

Velocidad(m/s)	Enercon	Gamesa	Vestas
1	0	0	0
2	1.4	0	0
3	8	0	0
4	24.5	66.3	66.3
5	53	152	152
6	96	280	280
7	156	457	456
8	238	690	684
9	340	978	946
10	466	1296	1217
11	600	1598	1480
12	710	1818	1710
13	790	1935	1868
14	850	1980	1950
15	880	1995	1983
16	905	1999	1995
17	910	2000	1995
18	910	2000	2000
19	910	2000	2000
20	910	2000	2000
21	910	2000	2000
22	910	2000	2000
23	910	2000	2000
24	910	2000	2000

Tabla 7. Curva de potencia de los aerogeneradores considerados para una densidad de 1,225 Kg/m³

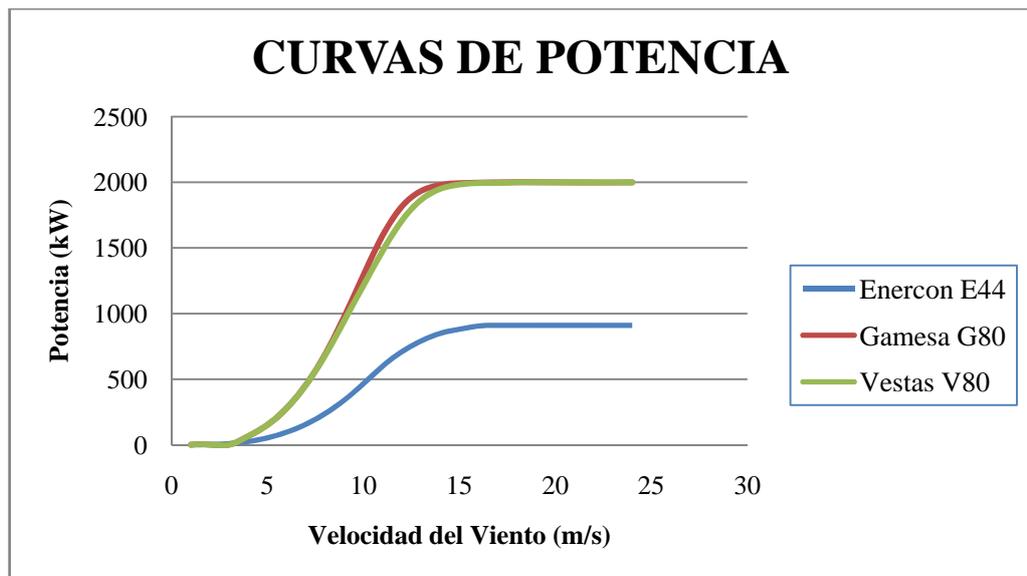


Ilustración 31. Curvas de potencia. Densidad 1,225 kg/m³.

Evaluación de producciones.

WAsP calcula la producción de cada aerogenerador como la suma de las producciones estimadas para cada sector. Una vez que se cuenta con la curva de potencia del aerogenerador (introducida como dato de partida) y la función de densidad de probabilidad de la velocidad del viento a la altura del buje en la posición del aerogenerador (calculado por WAsP), la producción puede ser estimada. Para ello WAsP calcula usando métodos numéricos la integral del producto de ambas funciones.

$$P = \int_0^{\infty} \text{Pr}(u)P(u)du \quad , \text{ donde}$$

$\text{Pr}(u)$ Es la función de densidad de probabilidad de la velocidad del viento, estimada por WAsP y aproximada a una función Weibull para cada sector:

$$\text{Pr}(u) = \left(\frac{k}{A}\right) \left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{u}{A}\right)^k\right)$$

$P(u)$ es la curva de potencia del generador, que se aproxima a una función lineal con unos pocos nodos:

$$P(u) = \frac{P_{i+1} - P_i}{u_{i+1} - u_i} (u - u_i) + P_i$$

Sumando las producciones esperadas para cada sector, se obtiene la producción bruta para cada aerogenerador, y sumando todas ellas, la producción bruta del parque.

WAsP también calcula las pérdidas debidas al efecto estela, el cual consiste en la disminución de la velocidad del viento y aparición de turbulencias a sotavento de los aerogeneradores, pudiendo afectar a otros aerogeneradores del parque. Para ello aplica un modelo basado en la “Teoría de caída del momento”. El modelo predice el flujo existente por detrás del rotor suponiendo que la estela se expande linealmente hacia atrás. Por lo tanto, las únicas variables que necesita son la velocidad del viento en el comienzo de la estela y la constante de caída de la estela, que hace referencia a su cadencia de expansión.

El campo de flujo y la geometría usada por el modelo para calcular las pérdidas por estelas se indica a continuación:

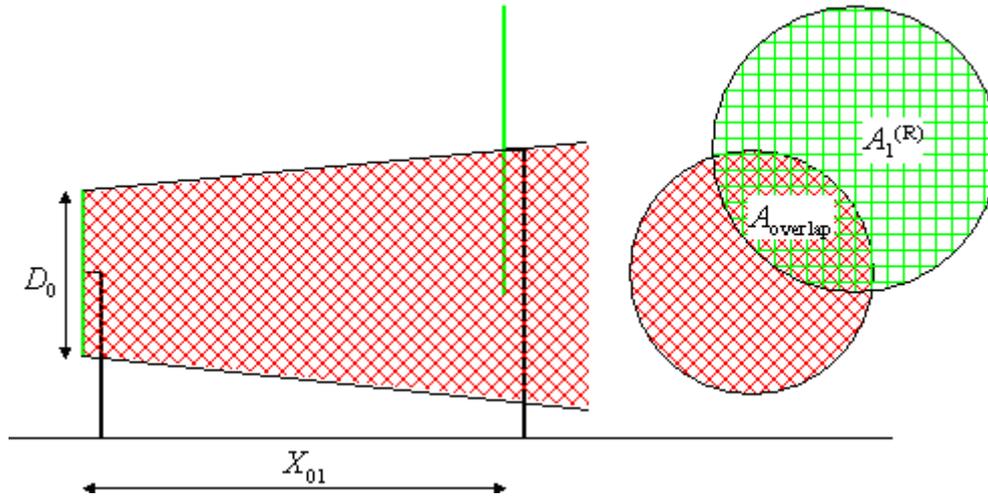


Ilustración 32. Geometría y campo de flujo del modelo.

La caída de velocidad en la turbina a sotavento se calcula empleando la siguiente ecuación:

$$\delta V = U_0 \left(1 - \sqrt{1 - C_t}\right) \left(\frac{D_0}{D_0 - 2kX_{01}}\right) \frac{A_{overlap}}{A_1^{(R)}}, \text{ donde}$$

U_0 es la velocidad del viento a barlovento del primer aerogenerador.

D_0 es el diámetro del rotor del primer rotor.

C_t es el coeficiente de empuje.

X_{01} es la distancia en horizontal entre las turbinas.

k es la constante de caída de la estela.

El resultado de aplicar las pérdidas por estela a la producción del parque debe multiplicarse por un factor de corrección (1,12/1,225); puesto que ,como ya se ha explicado, en el cálculo se han empleado las curvas de potencia correspondientes una densidad del aire igual a $1,225 \text{ kg/m}^3$, cuando la estimada en nuestro emplazamiento es $1,13 \text{ kg/m}^3$. Resultado que tiene en cuenta WASP.

Las pérdidas eléctricas y aquellas debidas a la indisponibilidad de las máquinas (reparación y mantenimiento) no son calculadas por WASP, y deben ser calculadas independientemente. Se han estimado las perdidas eléctricas en un 3% y una disponibilidad del 98%.

PARQUE EÓLICO SAN SEBASTIÁN DE LA GOMERA (FASE1)			
ALTERNATIVA	A1	A2	A3
Modelo de aerogenerador	Enercon	Gamesa	Vestas
Potencia nominal (KW)	900	2000	2000
Diámetro rotor	44	80	80
Altura buje (m)	55	67	67
Número de aerogeneradores	22	10	10
Potencia total instalada (MW)	19.8	20	20
Área barrida parque (m²)	33435	50240	50240
Producción bruta (GWh/año)	79,667	98,522	95,545
Producción bruta - <i>perdidas por estelas</i> (GWh/año)	78,549	96,776	94,066
Pérdida por estelas (%)	1,4	1,77	1,55
<i>Disponibilidad (98%)</i> (GWh/año)	76,978	94,840	92,185
Perdidas eléctricas (3%) (GWh/año)	2,309	2,845	2,766
Producción neta (GWh/año)	74,669	91,995	89,419
Horas equivalentes (h/año)	3771	4600	447
Producción específica (kWh/m²año)	2233	1831	1779

Tabla 8. Resultados energéticos de las distintas alternativas de parque. (Fase1).

PARQUE EÓLICO SAN SEBASTIÁN DE LA GOMERA (FASE 2)			
ALTERNATIVA	A1	A2	A3
Modelo de aerogenerador	Enercon	Gamesa	Vestas
Potencia nominal (KW)	900	2000	2000
Diámetro rotor	44	80	80
Altura buje (m)	55	67	67
Número de aerogeneradores	40	15	15
Potencia total instalada (MW)	36	30	30
Área barrida parque (m²)	60790	75360	75360
Producción bruta (GWh/año)	141,439	144,141	137,595
Producción bruta - <i>perdidas por estelas</i> (GWh/año)	139,063	141,249	135,031
Pérdida por estelas (%)	1,68	2,01	1,86
<i>Disponibilidad (98%)</i> (GWh/año)	136,282	138,424	132,330
Perdidas eléctricas (3%) (GWh/año)	4,088	4,153	3,970
Producción neta (GWh/año)	132,193	134,271	128,360
Horas equivalentes (h/año)	3672	4475	4279
Producción específica (kWh/m²año)	2175	1782	1703

Tabla 9. Resultados energéticos de las distintas alternativas de parque. (Fase2).

Resumen de resultados.

Alternativa 1, Aerogenerador E 44.

Fase 1 (22 Aerogeneradores)

Resultados por posiciones

Posición	Coord UTM	Turbina	Altitud (m)	Altura (m)	AEP [GWh]	Pérdidas por Estelas [%]
Aerogenerador 1	(283447.2,3110533.0)	Enercon (900kW)	1140	55	3.868	1.0
Aerogenerador 2	(285918.2,3110113.0)	Enercon (900kW)	972	55	4.049	1.25
Aerogenerador 3	(286293.1,3110307.0)	Enercon (900kW)	906	55	3.982	0.7
Aerogenerador 4	(283283.0,3110405.0)	Enercon (900kW)	1155	55	3.992	1.48
Aerogenerador 5	(283682.2,3110476.0)	Enercon (900kW)	1140	55	3.961	1.59
Aerogenerador 6	(284434.6,3109938.0)	Enercon (900kW)	1050	55	3.791	3.01
Aerogenerador 7	(284184.1,3110406.0)	Enercon (900kW)	1074	55	3.727	1.07
Aerogenerador 8	(284430.7,3110342.0)	Enercon (900kW)	1065	55	3.792	1.72
Aerogenerador 9	(284612.8,3110371.0)	Enercon (900kW)	1026	55	3.718	0.93
Aerogenerador 10	(286786.7,3110533.0)	Enercon (900kW)	803	55	3.623	0.56
Aerogenerador 11	(287236.0,3110271.0)	Enercon (900kW)	800	55	3.683	0.3
Aerogenerador 12	(284259.5,3109999.0)	Enercon (900kW)	1035	55	3.375	2.78
Aerogenerador 13	(285182.1,3110215.0)	Enercon (900kW)	987	55	3.864	0.84
Aerogenerador 14	(285001.6,3110202.0)	Enercon (900kW)	997	55	3.717	1.36
Aerogenerador 15	(283863.5,3110452.0)	Enercon (900kW)	1096	55	3.628	1.24
Aerogenerador 16	(283676.4,3109908.0)	Enercon (900kW)	870	55	1.243	3.11
Aerogenerador 17	(283335.5,3109979.0)	Enercon (900kW)	1052	55	3.572	1.44
Aerogenerador 18	(283898.6,3110069.0)	Enercon (900kW)	1026	55	3.142	2.57
Aerogenerador 19	(285595.4,3110120.0)	Enercon (900kW)	952	55	3.774	0.72
Aerogenerador 20	(286095.6,3110138.0)	Enercon (900kW)	929	55	3.791	1.14
Aerogenerador 21	(286610.3,3110496.0)	Enercon (900kW)	838	55	3.780	1.06
Aerogenerador 22	(284711.4,3110068.0)	Enercon (900kW)	926	55	2.476	2.85

Estadísticas del viento

Posición	Coord UTM	Altura (m)	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]	RIX [%]
Aerogenerador 1	(283447.2,3110533.0)	55	11.5	2.07	10.16	1185	48.8
Aerogenerador 2	(285918.2,3110113.0)	55	12.2	2.01	10.78	1461	52.0
Aerogenerador 3	(286293.1,3110307.0)	55	12.4	1.86	11.03	1696	51.8
Aerogenerador 4	(283283.0,3110405.0)	55	11.9	2.06	10.53	1325	48.9
Aerogenerador 5	(283682.2,3110476.0)	55	11.8	2.07	10.44	1289	49.5
Aerogenerador 6	(284434.6,3109938.0)	55	11.5	2.05	10.20	1210	52.8
Aerogenerador 7	(284184.1,3110406.0)	55	11.2	2.01	9.95	1144	50.9
Aerogenerador 8	(284430.7,3110342.0)	55	11.4	2.03	10.11	1190	52.3
Aerogenerador 9	(284612.8,3110371.0)	55	11.2	2.01	9.91	1132	53.2
Aerogenerador 10	(286786.7,3110533.0)	55	10.8	2.08	9.60	995	50.0
Aerogenerador 11	(287236.0,3110271.0)	55	11.0	2.01	9.79	1089	51.7
Aerogenerador 12	(284259.5,3109999.0)	55	10.5	2.03	9.32	931	51.7
Aerogenerador 13	(285182.1,3110215.0)	55	11.6	2.00	10.26	1262	52.5
Aerogenerador 14	(285001.6,3110202.0)	55	11.3	1.99	9.98	1166	52.1
Aerogenerador 15	(283863.5,3110452.0)	55	11.1	1.97	9.80	1117	49.4
Aerogenerador 16	(283676.4,3109908.0)	55	6.4	2.04	5.69	211	51.3
Aerogenerador 17	(283335.5,3109979.0)	55	11.3	1.82	10.04	1309	50.1
Aerogenerador 18	(283898.6,3110069.0)	55	10.0	1.98	8.90	832	51.1
Aerogenerador 19	(285595.4,3110120.0)	55	11.5	1.92	10.22	1303	52.6
Aerogenerador 20	(286095.6,3110138.0)	55	11.6	1.91	10.33	1353	50.7
Aerogenerador 21	(286610.3,3110496.0)	55	11.7	1.90	10.34	1366	51.7
Aerogenerador 22	(284711.4,3110068.0)	55	8.7	1.94	7.74	559	51.5

Tabla 10. Resultados de la alternativa 1. (Fase1)

Fase2 (42 Aerogeneradores):

Resultados por posiciones

Posición	Coord UTM	Turbina	Altitud (m)	Altura (m)	AEP [GWh]	Pérdidas por Estelas [%]
Aerogenerador 1	(283447.2,3110533.0)	Enercon (900kW)	1140	55	3.868	1.0
Aerogenerador 2	(288133.2,3110048.0)	Enercon (900kW)	741	55	3.581	1.75
Aerogenerador 3	(285918.2,3110113.0)	Enercon (900kW)	972	55	4.046	1.31
Aerogenerador 4	(286293.1,3110307.0)	Enercon (900kW)	906	55	3.976	0.83
Aerogenerador 5	(283283.0,3110405.0)	Enercon (900kW)	1155	55	3.992	1.48
Aerogenerador 6	(283682.2,3110476.0)	Enercon (900kW)	1140	55	3.961	1.6
Aerogenerador 7	(288891.7,3109848.0)	Enercon (900kW)	679	55	3.659	1.25
Aerogenerador 8	(290234.9,3109553.0)	Enercon (900kW)	473	55	3.462	0.19
Aerogenerador 9	(288309.9,3110072.0)	Enercon (900kW)	726	55	3.702	1.02
Aerogenerador 10	(284434.6,3109938.0)	Enercon (900kW)	1050	55	3.790	3.05
Aerogenerador 11	(284184.1,3110406.0)	Enercon (900kW)	1074	55	3.727	1.07
Aerogenerador 12	(284430.7,3110342.0)	Enercon (900kW)	1065	55	3.792	1.73
Aerogenerador 13	(284612.8,3110371.0)	Enercon (900kW)	1026	55	3.718	0.94
Aerogenerador 14	(287407.6,3110170.0)	Enercon (900kW)	777	55	3.463	2.0
Aerogenerador 15	(286786.7,3110533.0)	Enercon (900kW)	803	55	3.618	0.69
Aerogenerador 16	(287236.0,3110271.0)	Enercon (900kW)	800	55	3.666	0.79
Aerogenerador 17	(289365.6,3109064.0)	Enercon (900kW)	504	55	2.755	1.52
Aerogenerador 18	(288872.8,3109407.0)	Enercon (900kW)	635	55	3.252	2.45
Aerogenerador 19	(284259.5,3109999.0)	Enercon (900kW)	1035	55	3.375	2.79
Aerogenerador 20	(287587.5,3110140.0)	Enercon (900kW)	783	55	3.637	1.3
Aerogenerador 21	(287945.1,3109995.0)	Enercon (900kW)	747	55	3.381	2.36
Aerogenerador 22	(285182.1,3110215.0)	Enercon (900kW)	987	55	3.863	0.86
Aerogenerador 23	(285001.6,3110202.0)	Enercon (900kW)	997	55	3.717	1.37
Aerogenerador 24	(283863.5,3110452.0)	Enercon (900kW)	1096	55	3.628	1.24
Aerogenerador 25	(283676.4,3109908.0)	Enercon (900kW)	870	55	1.242	3.15
Aerogenerador 26	(283335.5,3109979.0)	Enercon (900kW)	1052	55	3.572	1.45

Aerogenerador 27	(283898.6,3110069.0)	Enercon (900kW)	1026	55	3.142	2.58
Aerogenerador 28	(285595.4,3110120.0)	Enercon (900kW)	952	55	3.773	0.75
Aerogenerador 29	(286095.6,3110138.0)	Enercon (900kW)	929	55	3.786	1.28
Aerogenerador 30	(288283.3,3109705.0)	Enercon (900kW)	680	55	2.944	3.18
Aerogenerador 31	(286610.3,3110496.0)	Enercon (900kW)	838	55	3.774	1.21
Aerogenerador 32	(287767.0,3110008.0)	Enercon (900kW)	764	55	3.479	2.47
Aerogenerador 33	(288708.1,3109899.0)	Enercon (900kW)	685	55	3.434	1.27
Aerogenerador 34	(288486.6,3109695.0)	Enercon (900kW)	657	55	2.783	3.03
Aerogenerador 35	(288647.2,3109494.0)	Enercon (900kW)	589	55	2.193	3.69
Aerogenerador 36	(289040.1,3109260.0)	Enercon (900kW)	584	55	2.966	2.23
Aerogenerador 37	(288905.3,3108999.0)	Enercon (900kW)	521	55	2.355	2.95
Aerogenerador 38	(289242.3,3108767.0)	Enercon (900kW)	504	55	2.847	2.54
Aerogenerador 39	(289554.8,3108818.0)	Enercon (900kW)	348	55	1.488	2.32
Aerogenerador 40	(289666.5,3108223.0)	Enercon (900kW)	424	55	2.786	1.77
Aerogenerador 41	(289773.5,3108503.0)	Enercon (900kW)	400	55	2.397	1.28
Aerogenerador 42	(284711.4,3110068.0)		926	55	2.475	2.9

Estadísticas del viento

Posición	Coord UTM	Altura (m)	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]	RIX [%]
Aerogenerador 1	(283447.2,3110533.0)	55	11.5	2.07	10.16	1185	48.8
Aerogenerador 2	(288133.2,3110048.0)	55	10.9	2.05	9.64	1023	50.3
Aerogenerador 3	(285918.2,3110113.0)	55	12.2	2.01	10.78	1461	52.0
Aerogenerador 4	(286293.1,3110307.0)	55	12.4	1.86	11.03	1696	51.8
Aerogenerador 5	(283283.0,3110405.0)	55	11.9	2.06	10.53	1325	48.9
Aerogenerador 6	(283682.2,3110476.0)	55	11.8	2.07	10.44	1289	49.5
Aerogenerador 7	(288891.7,3109848.0)	55	11.0	2.07	9.73	1041	48.3
Aerogenerador 8	(290234.9,3109553.0)	55	10.5	2.06	9.28	908	44.7
Aerogenerador 9	(288309.9,3110072.0)	55	11.1	2.07	9.80	1065	50.4
Aerogenerador 10	(284434.6,3109938.0)	55	11.5	2.05	10.20	1210	52.8
Aerogenerador 11	(284184.1,3110406.0)	55	11.2	2.01	9.95	1144	50.9
Aerogenerador 12	(284430.7,3110342.0)	55	11.4	2.03	10.11	1190	52.3
Aerogenerador 13	(284612.8,3110371.0)	55	11.2	2.01	9.91	1132	53.2
Aerogenerador 14	(287407.6,3110170.0)	55	10.6	2.06	9.40	942	50.7
Aerogenerador 15	(286786.7,3110533.0)	55	10.8	2.08	9.60	995	50.0
Aerogenerador 16	(287236.0,3110271.0)	55	11.0	2.01	9.79	1089	51.7
Aerogenerador 17	(289365.6,3109064.0)	55	9.2	2.00	8.14	630	45.8
Aerogenerador 18	(288872.8,3109407.0)	55	10.3	1.98	9.12	896	46.5
Aerogenerador 19	(284259.5,3109999.0)	55	10.5	2.03	9.32	931	51.7
Aerogenerador 20	(287587.5,3110140.0)	55	11.0	2.00	9.79	1095	51.0
Aerogenerador 21	(287945.1,3109995.0)	55	10.5	2.05	9.28	910	49.8
Aerogenerador 22	(285182.1,3110215.0)	55	11.6	2.00	10.26	1262	52.5
Aerogenerador 23	(285001.6,3110202.0)	55	11.3	1.99	9.98	1166	52.1
Aerogenerador 24	(283863.5,3110452.0)	55	11.1	1.97	9.80	1117	49.4
Aerogenerador 25	(283676.4,3109908.0)	55	6.4	2.04	5.69	211	51.3
Aerogenerador 26	(283335.5,3109979.0)	55	11.3	1.82	10.04	1309	50.1
Aerogenerador 27	(283898.6,3110069.0)	55	10.0	1.98	8.90	832	51.1
Aerogenerador 28	(285595.4,3110120.0)	55	11.5	1.92	10.22	1303	52.6
Aerogenerador 29	(286095.6,3110138.0)	55	11.6	1.91	10.33	1353	50.7
Aerogenerador 30	(288283.3,3109705.0)	55	9.6	2.06	8.52	702	47.6
Aerogenerador 31	(286610.3,3110496.0)	55	11.7	1.90	10.34	1366	51.7
Aerogenerador 32	(287767.0,3110008.0)	55	10.7	2.05	9.48	971	49.8
Aerogenerador 33	(288708.1,3109899.0)	55	10.5	2.03	9.33	937	48.1
Aerogenerador 34	(288486.6,3109695.0)	55	9.3	2.08	8.23	628	46.6
Aerogenerador 35	(288647.2,3109494.0)	55	8.2	2.08	7.28	435	47.4
Aerogenerador 36	(289040.1,3109260.0)	55	9.7	1.95	8.58	758	45.2
Aerogenerador 37	(288905.3,3108999.0)	55	8.5	1.96	7.54	510	45.8
Aerogenerador 38	(289242.3,3108767.0)	55	9.5	1.86	8.43	757	43.1
Aerogenerador 39	(289554.8,3108818.0)	55	6.6	1.69	5.92	293	44.6
Aerogenerador 40	(289666.5,3108223.0)	55	9.3	1.98	8.21	653	39.0
Aerogenerador 41	(289773.5,3108503.0)	55	8.5	2.00	7.53	500	40.1
Aerogenerador 42	(284711.4,3110068.0)	55	8.7	1.94	7.74	559	51.5

Tabla 11. Resultados de la alternativa 1. (Fase2)

Alternativa 2, Aerogenerador G 80.

Fase 1 (10 Aerogeneradores).

Resultados por posiciones

Posición	Coord UTM	Turbina	Altitud (m)	Altura (m)	AEP [GWh]	Pérdidas por Estelas [%]
Aerogenerador 1	(286652.6,3110575.0)	Gamesa (2MW)	841	67	9.897	0.64
Aerogenerador 2	(283349.9,3110533.0)	Gamesa (2MW)	1160	67	9.983	1.69
Aerogenerador 3	(283684.0,3110476.0)	Gamesa (2MW)	1140	67	9.826	2.07
Aerogenerador 4	(284355.1,3109895.0)	Gamesa (2MW)	1069	67	9.747	3.17
Aerogenerador 5	(284752.6,3110338.0)	Gamesa (2MW)	1029	67	9.630	1.6
Aerogenerador 6	(286308.8,3110340.0)	Gamesa (2MW)	905	67	9.761	1.94
Aerogenerador 7	(286015.1,3110075.0)	Gamesa (2MW)	965	67	9.946	2.16
Aerogenerador 8	(285159.3,3110215.0)	Gamesa (2MW)	987	67	9.509	1.74
Aerogenerador 9	(287237.6,3110273.0)	Gamesa (2MW)	801	67	9.208	0.85
Aerogenerador 10	(284158.8,3110407.0)	Gamesa (2MW)	1075	67	9.268	1.78

Estadísticas del viento

Posición	Coord UTM	Altura (m)	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]	RIX [%]
Aerogenerador 1	(286652.6,3110575.0)	67	12.2	1.98	10.82	1497	52.5
Aerogenerador 2	(283349.9,3110533.0)	67	12.0	2.12	10.65	1335	49.1
Aerogenerador 3	(283684.0,3110476.0)	67	11.9	2.11	10.53	1299	49.7
Aerogenerador 4	(284355.1,3109895.0)	67	12.0	2.07	10.67	1373	53.9
Aerogenerador 5	(284752.6,3110338.0)	67	11.6	2.10	10.28	1213	52.1
Aerogenerador 6	(286308.8,3110340.0)	67	12.4	1.93	11.01	1621	52.3
Aerogenerador 7	(286015.1,3110075.0)	67	12.2	2.06	10.81	1431	52.1
Aerogenerador 8	(285159.3,3110215.0)	67	11.6	2.05	10.27	1237	53.2
Aerogenerador 9	(287237.6,3110273.0)	67	11.1	2.06	9.84	1080	51.7
Aerogenerador 10	(284158.8,3110407.0)	67	11.3	2.06	9.99	1132	50.9

Tabla 12. Resultados de la alternativa 2. (Fase1)

Fase2 (15 Aerogeneradores).

Resultados por posiciones

Posición	Coord UTM	Turbina	Altitud (m)	Altura (m)	AEP [GWh]	Pérdidas por Estelas [%]
Aerogenerador 1	(286652.6,3110575.0)	Gamesa (2MW)	841	67	9.880	0.81
Aerogenerador 2	(283349.9,3110533.0)	Gamesa (2MW)	1160	67	9.983	1.7
Aerogenerador 3	(283684.0,3110476.0)	Gamesa (2MW)	1140	67	9.825	2.08
Aerogenerador 4	(284355.1,3109895.0)	Gamesa (2MW)	1069	67	9.741	3.23
Aerogenerador 5	(284752.6,3110338.0)	Gamesa (2MW)	1029	67	9.626	1.63
Aerogenerador 6	(286308.8,3110340.0)	Gamesa (2MW)	905	67	9.737	2.18
Aerogenerador 7	(286015.1,3110075.0)	Gamesa (2MW)	965	67	9.922	2.39
Aerogenerador 8	(285159.3,3110215.0)	Gamesa (2MW)	987	67	9.503	1.8
Aerogenerador 9	(287237.6,3110273.0)	Gamesa (2MW)	801	67	9.068	2.36
Aerogenerador 10	(287555.9,3110206.0)	Gamesa (2MW)	790	67	9.295	2.4
Aerogenerador 11	(287874.2,3110071.0)	Gamesa (2MW)	759	67	8.910	3.32
Aerogenerador 12	(288874.1,3109867.0)	Gamesa (2MW)	677	67	9.274	1.08
Aerogenerador 13	(289012.8,3109252.0)	Gamesa (2MW)	589	67	7.906	1.97
Aerogenerador 14	(288308.2,3110072.0)	Gamesa (2MW)	727	67	9.312	1.35
Aerogenerador 15	(284158.8,3110407.0)	Gamesa (2MW)	1075	67	9.266	1.79

Estadísticas del viento

Posición	Coord UTM	Altura (m)	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]	RIX [%]
Aerogenerador 1	(286652.6,3110575.0)	67	12.2	1.98	10.82	1497	52.5
Aerogenerador 2	(283349.9,3110533.0)	67	12.0	2.12	10.65	1335	49.1
Aerogenerador 3	(283684.0,3110476.0)	67	11.9	2.11	10.53	1299	49.7
Aerogenerador 4	(284355.1,3109895.0)	67	12.0	2.07	10.67	1373	53.9
Aerogenerador 5	(284752.6,3110338.0)	67	11.6	2.10	10.28	1213	52.1
Aerogenerador 6	(286308.8,3110340.0)	67	12.4	1.93	11.01	1621	52.3
Aerogenerador 7	(286015.1,3110075.0)	67	12.2	2.06	10.81	1431	52.1
Aerogenerador 8	(285159.3,3110215.0)	67	11.6	2.05	10.27	1237	53.2
Aerogenerador 9	(287237.6,3110273.0)	67	11.1	2.06	9.84	1080	51.7
Aerogenerador 10	(287555.9,3110206.0)	67	11.3	2.08	10.04	1140	51.6
Aerogenerador 11	(287874.2,3110071.0)	67	11.0	2.09	9.73	1031	50.6
Aerogenerador 12	(288874.1,3109867.0)	67	11.1	2.11	9.84	1059	48.8
Aerogenerador 13	(289012.8,3109252.0)	67	10.0	1.99	8.86	816	45.5
Aerogenerador 14	(288308.2,3110072.0)	67	11.2	2.12	9.90	1075	50.4
Aerogenerador 15	(284158.8,3110407.0)	67	11.3	2.06	9.99	1132	50.9

Tabla 13. Resultados de la alternativa 2. (Fase2)

Alternativa 3, Aerogenerador V 80.

Fase 1 (10 Aerogeneradores).

Resultados por posiciones

Posición	Coord UTM	Turbina	Altitud (m)	Altura (m)	AEP [GWh]	Pérdidas por Estelas [%]
Aerogenerador 1	(286650.3,3110572.0)	Vestas (2MW)	841	67	9.630	0.68
Aerogenerador 2	(283354.2,3110544.0)	Vestas (2MW)	1159	67	9.764	1.27
Aerogenerador 3	(283683.8,3110470.0)	Vestas (2MW)	1141	67	9.612	1.58
Aerogenerador 4	(284415.8,3110340.0)	Vestas (2MW)	1062	67	9.202	1.87
Aerogenerador 5	(284754.9,3110339.0)	Vestas (2MW)	1028	67	9.359	1.66
Aerogenerador 6	(286310.5,3110340.0)	Vestas (2MW)	905	67	9.530	1.88
Aerogenerador 7	(286015.3,3110075.0)	Vestas (2MW)	965	67	9.706	2.02
Aerogenerador 8	(285158.9,3110215.0)	Vestas (2MW)	987	67	9.274	1.51
Aerogenerador 9	(287232.2,3110273.0)	Vestas (2MW)	802	67	8.823	1.81
Aerogenerador 10	(287551.6,3110220.0)	Vestas (2MW)	790	67	9.165	1.2

Estadísticas del viento

Posición	Coord UTM	Altura (m)	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]	RIX [%]
Aerogenerador 1	(286650.3,3110572.0)	67	12.2	1.98	10.81	1494	52.6
Aerogenerador 2	(283354.2,3110544.0)	67	12.0	2.12	10.65	1335	49.0
Aerogenerador 3	(283683.8,3110470.0)	67	11.9	2.11	10.53	1298	49.7
Aerogenerador 4	(284415.8,3110340.0)	67	11.4	2.09	10.14	1168	51.5
Aerogenerador 5	(284754.9,3110339.0)	67	11.6	2.10	10.27	1210	52.3
Aerogenerador 6	(286310.5,3110340.0)	67	12.4	1.93	11.01	1616	52.5
Aerogenerador 7	(286015.3,3110075.0)	67	12.2	2.06	10.81	1431	52.1
Aerogenerador 8	(285158.9,3110215.0)	67	11.6	2.05	10.27	1236	53.4
Aerogenerador 9	(287232.2,3110273.0)	67	11.1	2.06	9.80	1067	51.7
Aerogenerador 10	(287551.6,3110220.0)	67	11.3	2.09	10.05	1137	51.9

Tabla 14. Resultados de la alternativa 1. (Fase1)

Fase2 (15 Aerogeneradores).

Resultados por posiciones

Posición	Coord UTM	Turbina	Altitud (m)	Altura (m)	AEP [GWh]	Pérdidas por Estelas [%]
Aerogenerador 1	(286650.3,3110572.0)	Vestas (2MW)	841	67	9.619	0.79
Aerogenerador 2	(283354.2,3110544.0)	Vestas (2MW)	1159	67	9.764	1.28
Aerogenerador 3	(283683.8,3110470.0)	Vestas (2MW)	1141	67	9.611	1.58
Aerogenerador 4	(288873.7,3109869.0)	Vestas (2MW)	677	67	9.009	1.08
Aerogenerador 5	(288682.7,3109218.0)	Vestas (2MW)	579	67	6.871	3.59
Aerogenerador 6	(284415.8,3110340.0)	Vestas (2MW)	1062	67	9.201	1.89
Aerogenerador 7	(284754.9,3110339.0)	Vestas (2MW)	1028	67	9.357	1.68
Aerogenerador 8	(286310.5,3110340.0)	Vestas (2MW)	905	67	9.516	2.02
Aerogenerador 9	(286015.3,3110075.0)	Vestas (2MW)	965	67	9.693	2.16
Aerogenerador 10	(285158.9,3110215.0)	Vestas (2MW)	987	67	9.270	1.56
Aerogenerador 11	(289117.6,3109150.0)	Vestas (2MW)	562	67	7.526	2.38
Aerogenerador 12	(287232.2,3110273.0)	Vestas (2MW)	802	67	8.791	2.16
Aerogenerador 13	(287551.6,3110220.0)	Vestas (2MW)	790	67	9.084	2.08
Aerogenerador 14	(287886.4,3110073.0)	Vestas (2MW)	758	67	8.673	2.96
Aerogenerador 15	(288310.3,3110073.0)	Vestas (2MW)	725	67	9.045	1.34

Estadísticas del viento

Posición	Coord UTM	Altura (m)	A [m/s]	K	U [m/s]	E [W/m ²]	RIX [%]
Aerogenerador 1	(286650.3,3110572.0)	67	12.2	1.98	10.81	1494	52.6
Aerogenerador 2	(283354.2,3110544.0)	67	12.0	2.12	10.65	1335	49.0
Aerogenerador 3	(283683.8,3110470.0)	67	11.9	2.11	10.53	1298	49.7
Aerogenerador 4	(288873.7,3109869.0)	67	11.1	2.11	9.84	1059	48.7
Aerogenerador 5	(288682.7,3109218.0)	67	9.3	2.05	8.27	646	47.3
Aerogenerador 6	(284415.8,3110340.0)	67	11.4	2.09	10.14	1168	51.5
Aerogenerador 7	(284754.9,3110339.0)	67	11.6	2.10	10.27	1210	52.3
Aerogenerador 8	(286310.5,3110340.0)	67	12.4	1.93	11.01	1616	52.5
Aerogenerador 9	(286015.3,3110075.0)	67	12.2	2.06	10.81	1431	52.1
Aerogenerador 10	(285158.9,3110215.0)	67	11.6	2.05	10.27	1236	53.4
Aerogenerador 11	(289117.6,3109150.0)	67	9.9	2.00	8.76	788	45.5
Aerogenerador 12	(287232.2,3110273.0)	67	11.1	2.06	9.80	1067	51.7
Aerogenerador 13	(287551.6,3110220.0)	67	11.3	2.09	10.05	1137	51.9
Aerogenerador 14	(287886.4,3110073.0)	67	11.0	2.09	9.71	1029	50.4
Aerogenerador 15	(288310.3,3110073.0)	67	11.2	2.12	9.89	1070	50.7

Tabla 15. Resultados de la alternativa 3. (Fase2)

b. Diseño del parque eólico.

La construcción del P.E.se realizará de forma escalonada, en dos fases, y el aerogenerador empleado será el **modelo G80**. La primera fase incluirá diez aerogeneradores, los cuales generaran la suficiente energía para lograr una cobertura del 90% de la demanda eléctrica esperada para el año 2020. En una segunda fase se instalaran cinco aerogeneradores adicionales para mantener dicha cobertura hasta el 2030. De este modo se adecua el parque de generación a la demanda y se permite la posibilidad de modificar el proyecto en función de la evolución real de esta última.

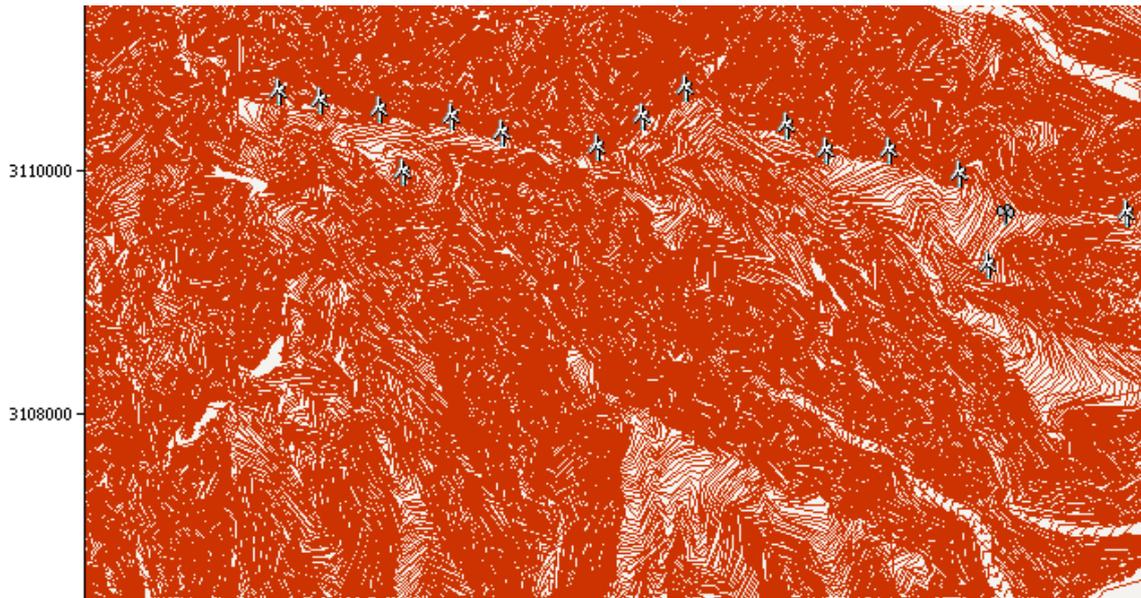


Ilustración 33. Parque Eólico San Sebastián de la Gomera.

Posición	Coord UTM	Turbina	Altitud (m)	Altura (m)	AEP [GWh]	Pérdidas por Estelas [%]
Aerogenerador 1	(286652.6,3110575.0)	Gamesa (2MW)	841	67	9.880	0.81
Aerogenerador 2	(283349.9,3110533.0)	Gamesa (2MW)	1160	67	9.983	1.7
Aerogenerador 3	(283684.0,3110476.0)	Gamesa (2MW)	1140	67	9.825	2.08
Aerogenerador 4	(284355.1,3109895.0)	Gamesa (2MW)	1069	67	9.741	3.23
Aerogenerador 5	(284752.6,3110338.0)	Gamesa (2MW)	1029	67	9.626	1.63
Aerogenerador 6	(286308.8,3110340.0)	Gamesa (2MW)	905	67	9.737	2.18
Aerogenerador 7	(286015.1,3110075.0)	Gamesa (2MW)	965	67	9.922	2.39
Aerogenerador 8	(285159.3,3110215.0)	Gamesa (2MW)	987	67	9.503	1.8
Aerogenerador 9	(287237.6,3110273.0)	Gamesa (2MW)	801	67	9.068	2.36
Aerogenerador 10	(287555.9,3110206.0)	Gamesa (2MW)	790	67	9.295	2.4
Aerogenerador 11	(287874.2,3110071.0)	Gamesa (2MW)	759	67	8.910	3.32
Aerogenerador 12	(288874.1,3109867.0)	Gamesa (2MW)	677	67	9.274	1.08
Aerogenerador 13	(289012.8,3109252.0)	Gamesa (2MW)	589	67	7.906	1.97
Aerogenerador 14	(288308.2,3110072.0)	Gamesa (2MW)	727	67	9.312	1.35
Aerogenerador 15	(284158.8,3110407.0)	Gamesa (2MW)	1075	67	9.266	1.79

Para la evacuación de la energía eléctrica, se ubicara en el centro geométrico del parque eólico la subestación eléctrica, situada a una distancia de un kilómetro y medio de la red de distribución de la isla. La situación de la subestación eléctrica ha sido determinada teniendo en cuenta la fase II de construcción del parque eólico.

Dada la naturaleza del terreno en el emplazamiento del P.E. – roca basáltica sana, aunque existen diques y discontinuidades en algunas zonas -, previsiblemente se proyectara una cimentación superficial, supeditada a las indicaciones del informe geotécnico.

B. Central de bombeo

B.i. Introducción

La central de bombeo hidráulico es uno de los elementos fundamentales del sistema eléctrico de la Isla de La Gomera propuesto en el presente documento. La integración en el sistema de un elevado porcentaje de energía eólica, energía de carácter no gestionable, implica la necesidad de introducir en el sistema un elemento regulador que permita almacenar energía en los momentos en que la energía eólica producida es superior al consumo, y detraerla cuando el consumo no puede ser satisfecho. Por lo tanto, el aprovechamiento hidroeléctrico de bombeo actúa esencialmente equilibrando el sistema, permitiendo acoplar consumo y generación eléctrica.

Asimismo, la central hidroeléctrica efectuará la regulación de tensión y frecuencia del sistema, especialmente durante el tiempo en que no sea necesaria la operación de la central térmica de la isla. Esta función es absolutamente necesaria ya que se plantea una elevada penetración en el sistema eléctrico de la isla de la energía eólica, en la que se pretende que la central térmica únicamente funcione en las puntas de demanda y en caso de averías.

Cuatro opciones se han valorado para el emplazamiento de la central de bombeo, la cual debe componerse de al menos dos depósitos – superior e inferior –, una o dos casas de máquinas donde alojar los equipos electromecánicos de impulsión y turbinaje, y una casa de válvulas.

El análisis de las alternativas se ha efectuado incluyendo criterios de carácter energético –potencia de diseño, almacenamiento, cobertura de la demanda, etc.–, ambiental, territorial, geológico-geotécnico y aprovechamiento de infraestructuras existentes y su interacción con los usos actuales.

B.ii. Estudio de alternativas

a. Descripción de las alternativas.

En la selección de emplazamientos para la central hidroeléctrica reversible se ha buscado la concurrencia de tres factores: la existencia de recursos hídricos utilizables, la existencia de infraestructuras hidráulicas que puedan ser aprovechadas y la existencia de desnivel. El primero de estos factores es necesario ya que, a pesar de la que la central de bombeo no realiza un uso consuntivo de los recursos hídricos durante su explotación, en el caso de que alguno de los depósitos de la misma sea de nueva construcción sí se consumirá agua durante su primer llenado, el cual no es deseable que se prolongue en exceso. Además, la abundancia de los mismos hace menos probable la afección a otros usos. En segundo lugar, el empleo de alguno de los embalses preexistentes en la isla supondría un considerable ahorro en el coste de la central y en su impacto, al evitarse la construcción de uno o dos depósitos. Por último, resulta imprescindible la existencia de desnivel, ya que el sistema de bombeo reversible se fundamenta en el bombeo o turbinación de agua entre dos depósitos o embalses a distinta cota según exista superávit o déficit de energía, respectivamente. La energía almacenada de este modo será proporcional a la diferencia de cota entre ellos, de modo que cuanto mayor sea la diferencia de cota menor será la capacidad que los depósitos requieran. Además, la longitud de

las conducciones forzadas depende de la pendiente media entre depósitos. Interesa que esta sea elevada para reducir la longitud de tubería, en beneficio de la economía de la instalación.

Todos los emplazamientos estudiados para la construcción de la central de bombeo reversible se encuentran al norte de la isla, en los términos municipales de Vallehermoso, Agulo, y Hermigua, donde las precipitaciones son mayores. La vertiente norte de la isla es precisamente bastante más húmeda y rica en recursos superficiales que la sur, ya que los alisios, vientos frescos y húmedos de dirección NE, y las borrascas noratlánticas, lo afectan en mayor medida. El desarrollo de la agricultura en los valles del norte de la isla ha requerido el desarrollo de infraestructuras para la regulación de los recursos hídricos, los cuales son susceptibles de ser aprovechadas en el presente caso, siempre y cuando ello no perjudique los actuales usos.



Ilustración 1. Alternativas para la central hidroeléctrica reversible. Ortophoto.



Ilustración 2. Alternativas para la central hidroeléctrica reversible. Cartografía.

A continuación se describen las alternativas propuestas:

Alternativa 1

La primera de las opciones se encuentra íntegramente el término municipal de Hermigua. Consiste en el aprovechamiento del embalse de Mulagua, de capacidad de 0,70 hm³ y nivel máximo de explotación a 396 msnm, como depósito superior, y su conexión con una tubería forzada por el fondo del valle con un depósito inferior de nueva construcción a cota 100 msnm, situado en la zona de el Montillo, con una capacidad de 0,20 hm³.

Las características geomorfológicas del valle, así como la existencia de recursos hídricos, han fomentado el desarrollo de la población, cuya forma de vida estaba en su origen, y en gran medida continúa estándolo, ligada a la agricultura. Este hecho plantea una dificultad añadida, ya que las infraestructuras proyectadas deben evitar un impacto elevado sobre la actividad principal de la zona, altamente intensiva en el fondo del Valle de Hermigua y donde la densidad de población es relativamente elevada.

Como se ha mencionado, en esta opción se aprovecha el embalse de Mulagua, constituido por una presa de materiales sueltos, como depósito superior. La presa cuenta con un aliviadero y una válvula de vaciado alojada en una casa de válvulas. Esta última podría ser aprovechada como toma para la tubería forzada, realizando una modificación relativamente sencilla en las instalaciones existentes. En el caso de no poder utilizarla, en la construcción de esta alternativa debería vaciarse el embalse y ejecutar una nueva embocadura y conducción atravesando la presa de materiales sueltos, lo que complicaría los trabajos y el impacto durante las obras.

La conducción forzada, de 3.800 m de longitud y aérea en todo su desarrollo, discurriría por la margen derecha del curso fluvial del Barranco de Monforte, paralelamente al mismo. El río, tal como es característico en la Isla de La Gomera, se encuentra encajonado en el terreno, por lo que únicamente la zona central del valle, una franja de aproximadamente 200 m de anchura en el tramo inferior, es apta para la construcción de la tubería. No tendría sentido definir el trazado de la conducción fuera de esta banda, ya que el relieve abrupto y las elevadas pendientes implicarían un coste inasumible. Se ha optado por la margen derecha porque así se evita la mayoría de los núcleos de población del valle.

El depósito inferior consistiría en una presa en el Barranquillo, afluente del Barranco de Monforte, en la única zona del valle donde el área inundada del depósito no afecta a construcciones. Por la forma de la cerrada y las características del terreno, la tipología más adecuada para la presa es de gravedad. Podría haberse emplazado el depósito aguas abajo, en la confluencia de los dos cursos fluviales. Esta posibilidad, a pesar de incrementar considerablemente la capacidad de almacenamiento, causaría un impacto mucho mayor, afectando a gran número de construcciones y terrenos, por lo que se ha desechado su estudio.



Ilustración 3. Alternativa 1

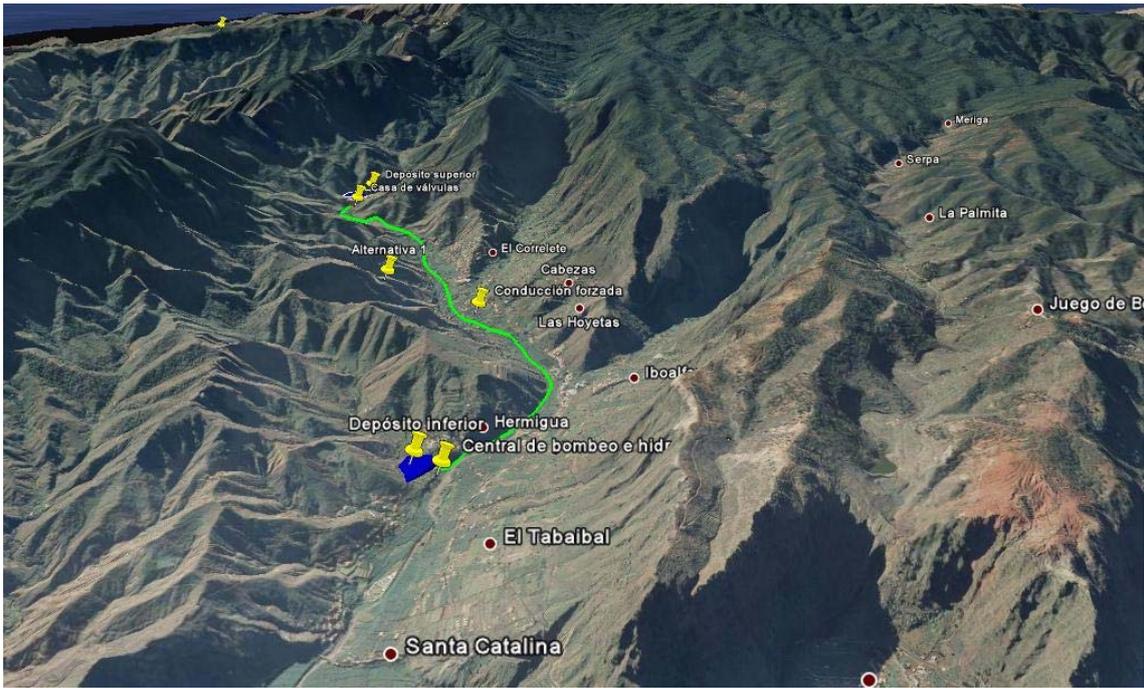


Ilustración 4. Perspectiva del Valle de Hermigua y la alternativa 1.

Alternativa 2

La segunda alternativa se encuentra en el término municipal de Agulo. Esta alternativa plantea de nuevo la utilización de un embalse existente, la Presa de la Palmita, como depósito superior, y su conexión a través de una tubería forzada con un depósito inferior de nueva construcción emplazado en las cercanías de la población de Lepe. Se aprovecha de este modo el desnivel existente en el Barranco de la Palmita, el cual en un tramo de 300 m en planta desciende 275 m.

La Presa de la Palmita es de hormigón armado, con una capacidad de 0,35 hm³, presenta un nivel máximo de explotación de 530 msnm. Se encuentra de acuerdo con el PHIG¹ de 2002 en deficiente estado de conservación, con numerosas filtraciones e incluso su estabilidad es precaria. Por ello, si ya es necesario acometer las correspondientes reparaciones, en caso de optarse por esta alternativa lo sería todavía más al suponer otra carga más sobre los recursos almacenados. Estas podrían compatibilizarse con las correspondientes obras de construcción.

La toma de la tubería forzada podría aprovechar el desagüe de fondo de la presa, siendo la adaptación relativamente sencilla. En caso contrario, durante las obras debería vaciarse el embalse y perforar la presa.

El trazado de la tubería forzada presenta tres tramos bien diferenciados. El primero de ellos que parte del depósito superior, discurre por la margen izquierda del Barranco del Chorro con una pendiente moderada a lo largo de 360 m. Una vez salvado uno de los afluentes del Barranco del Chorro, se inicia un tramo de elevada pendiente de unos 380 m de longitud. Las pendientes alcanzan valores de hasta el 100%. La dificultad de acceso en esta zona, debe plantearse la construcción en túnel, por lo menos en sus primeros 160 m. Por último, la tubería discurre por un tramo de 936 m de fácil acceso y pendiente moderada, en las cercanías de Agulo, en el que debe salvar un paso con la carretera que comunica esta población y Hermigua. En total, la tubería presentaría un desarrollo de 1.676 m.

El depósito inferior consistiría en una presa de gravedad construida en las cercanías de la población de Lepe (Agulo), en el último tramo del Barranco del Chorro, previo a su desembocadura. Contaría con una capacidad aproximada de 0,10 hm³ y una cota máxima de explotación de 100 msnm. La central hidroeléctrica se dispondría en la margen izquierda, aguas abajo de la presa.

¹ Plan Hidrológico Insular de La Gomera

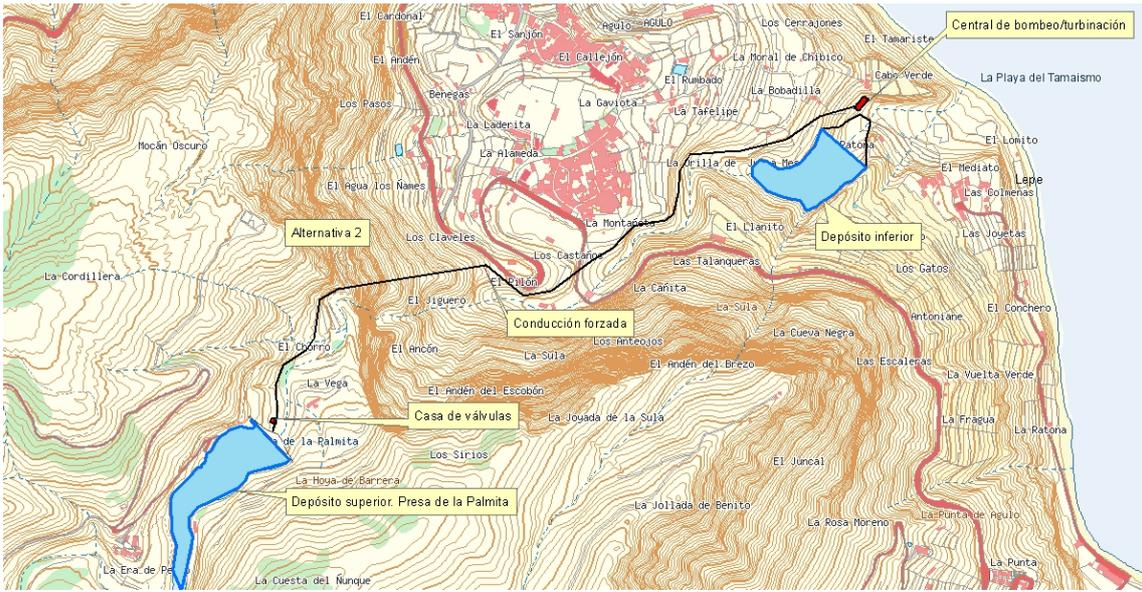


Ilustración 5. Alternativa 2

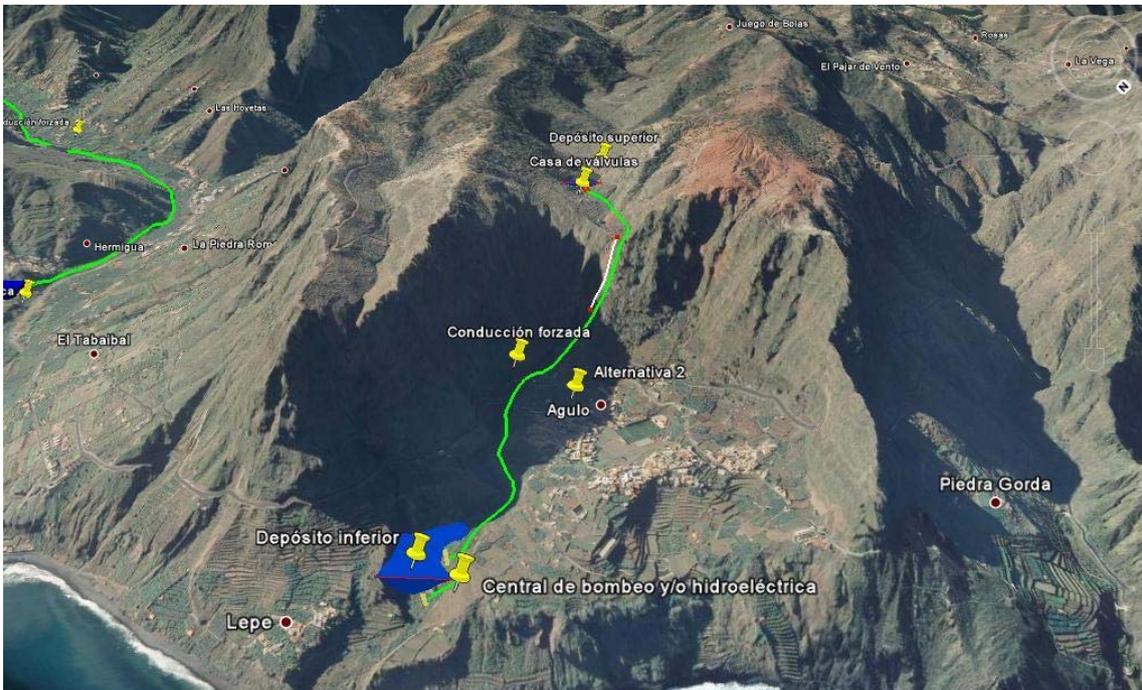


Ilustración 6. Perspectiva de Agulo y alternativa 2.

Alternativa 3

La tercera alternativa propuesta se desarrolla íntegramente en el término municipal de Vallehermoso. Se plantea, de nuevo, el aprovechamiento de una presa existente, el de la Encantadora. Este embalse, de $0,75 \text{ hm}^3$ y 325 msnm de cota máxima de explotación, funcionaría como depósito superior. De modo similar al explicado con anterioridad, podría adaptarse el desagüe de fondo de modo para la toma de la tubería forzada.

La conducción forzada discurriría por la margen derecha del Barranco del Ingenio a lo largo de más de 2.600 m por el Valle de Vallehermoso. La zona por la que discurre el trazado está densamente poblada, atravesando el trazado incluso la localidad de Vallehermoso. La ventaja de lo moderado del terreno y la accesibilidad es contrarrestada por la dificultad en el trazado, la elevada posibilidad de impactos y la necesidad de mantener la permeabilidad territorial con numerosas obras de paso. Existe la posibilidad de soterrar la conducción en varios tramos, en perjuicio de la viabilidad económica del proyecto.

Finalmente, la conducción forzada llegaría al depósito inferior en el lugar conocido como El Palmón. Consistiría en una balsa de nueva construcción, con una capacidad aproximada de $0,10 \text{ hm}^3$ y cota máxima a 100 msnm. Al sur de la balsa se emplazaría la estación de bombeo y central hidroeléctrica.

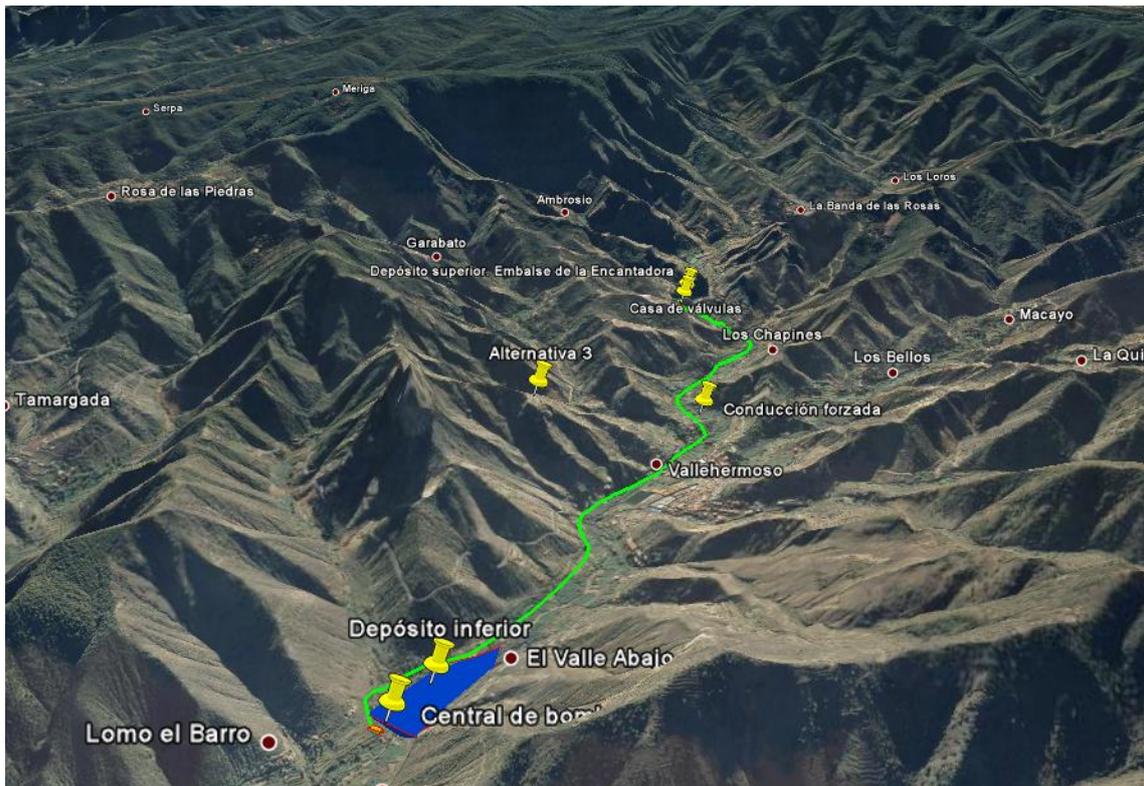


Ilustración 7. Perspectiva de Vallehermoso y la alternativa 3

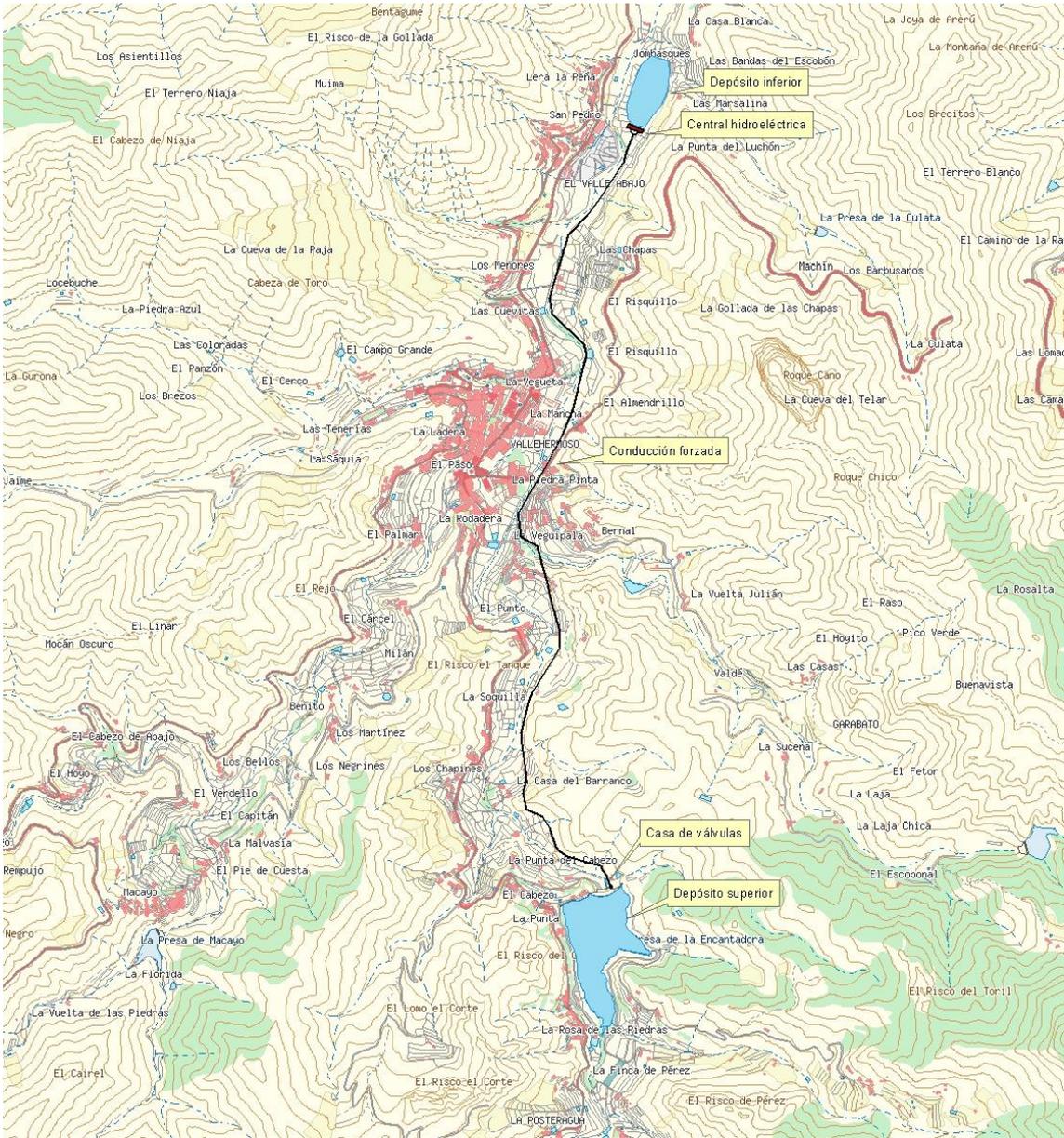


Ilustración 8. Alternativa 3.

Alternativa 4

La última alternativa considerada consiste bombearía y turbinaría el agua entre la Presa de la Encantadora y una balsa de nueva construcción, sita en el lugar del Raso del Quebradón. Prácticamente la totalidad de las instalaciones se encontrarían en el término municipal de Hermigua, salvo el depósito superior, la casa de válvulas y parte de la conducción forzada, las cuales se ubicarían en Agulo.

La balsa o depósito superior contaría con $0,24 \text{ hm}^3$ de capacidad y su nivel máximo se situaría a unos 1.035 msnm. Se construiría semiexcavada en la planicie existente en este emplazamiento, de modo que se compensarían tierras con la construcción de la barrera de contención.

La tubería estaría soterrada en su primer tramo, desde su partida de la zona norte de la balsa hasta la casa de válvulas. El resto del trazado discurriría siguiendo las diversas carenas de la montaña y serie aérea en su mayor parte, salvo un tramo de aproximadamente 300 m de desarrollo, en el que la complejidad, difícil acceso y las características medioambientales del terreno aconsejan la ejecución de un túnel. En total, la tubería tendría una longitud de 2.010 m.

La tubería se bifurcaría mediante un pantalón, llevando una de las tuberías que parte de este a la central hidroeléctrica, emplazada al este de la Presa de la Encantadora, en donde se restituirán las aguas turbinadas. La otra bifurcación discurriría por la margen derecha del Barranco del Ingenio hasta llegar a la Estación de Bombeo, construida aguas abajo de la presa. Durante el bombeo, el agua sería tomada del desagüe de fondo de la presa, por lo que será necesario adaptar estas instalaciones, de modo similar al resto de alternativas.

La Presa de la Encantadora, que en este caso sería utilizada como depósito inferior, cuenta con $0,75 \text{ hm}^3$ de capacidad y cota máxima de explotación de 325 msnm.

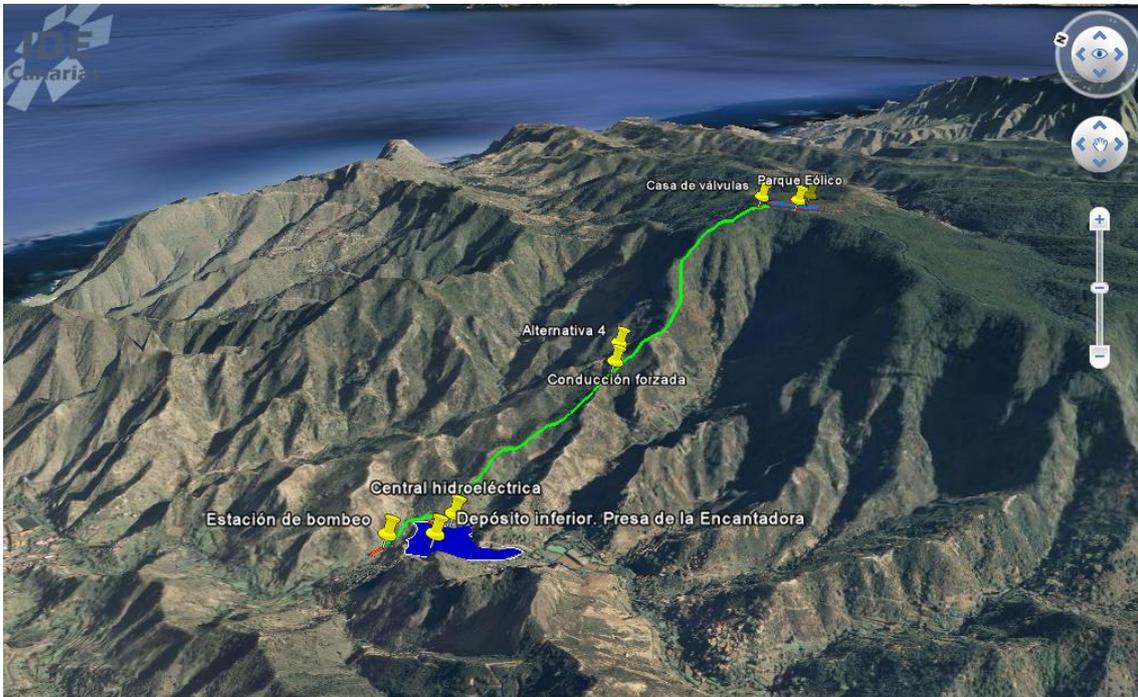


Ilustración 9. Perspectiva de la alternativa 4.

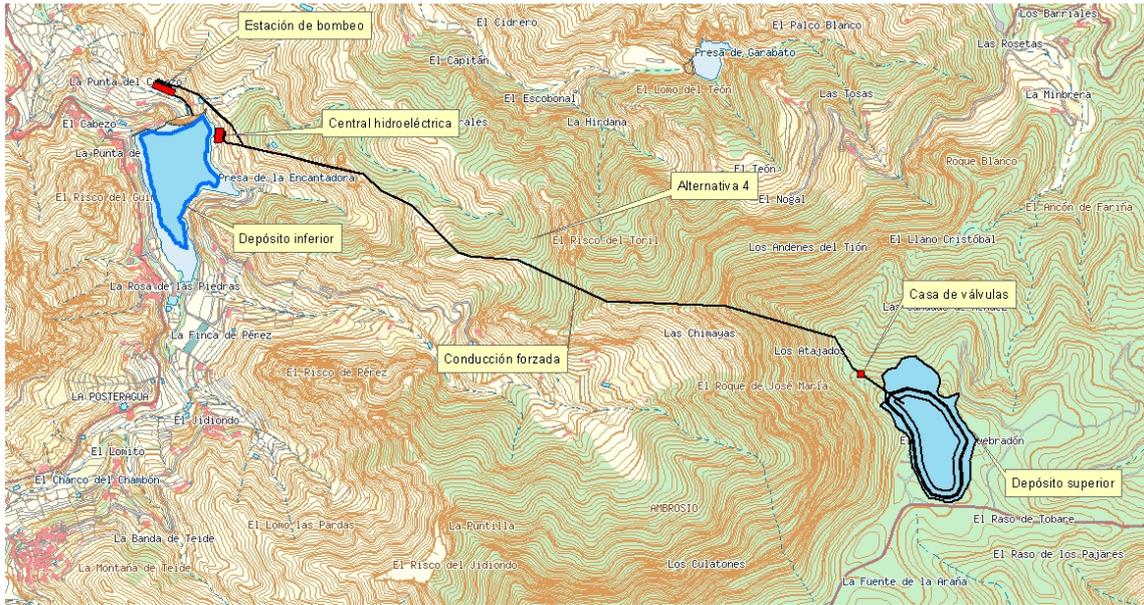


Ilustración 10. Alternativa 4.

b. Salto, potencia y capacidad de almacenamiento de energía

Desde el punto de vista energético, la solución adoptada para la central reversible debe cumplir dos requisitos primordiales: por un lado, debe poseer la suficiente capacidad de almacenamiento para regular el conjunto del sistema, y por otro, su potencia debe tal que ante eventuales situaciones de escasez de recurso eólico pueda cubrirse una parte importante de la demanda eléctrica, recurriendo a la generación térmica el menor.

Además, como cualquier sistema de almacenamiento, debe ser lo más eficiente posible.

Las variables que definen el comportamiento del sistema hidroeléctrico son:

- El salto entre los depósitos superior e inferior
- El caudal turbinado/bombeado
- El volumen del menor de los depósitos considerados
- El desarrollo, diámetro y características de las conducciones forzadas

De todas ellas, únicamente pueden variarse las características de la tubería y el caudal turbinado/bombeado. El resto son fijas, características de cada alternativa. A efectos de comparación, se ha adoptado idéntica potencia para todas ellas. Esta es la correspondiente a una cobertura del 66% de la potencia eléctrica pico estimada en el horizonte de diseño (año 2030). Asimismo, se ha fijado el diámetro de las conducciones como aquel con el que se desarrolla una velocidad de 2,7 m/s, del orden de las que tienen lugar en tuberías forzadas.

De este modo, los parámetros característicos de cada alternativa, definidos a continuación, se comparan objetivamente:

Potencia hidráulica

La potencia hidráulica del sistema es directamente proporcional con el caudal turbinado/bombeado y con el salto, respondiendo a la siguiente expresión:

$$P_h = \gamma \cdot Q \cdot h_n$$

donde:

P_h es la potencia hidráulica.

γ es el peso específico del agua, igual a 9,81 kN/m³.

Q es el caudal.

h_n es el salto neto, el cual en el caso de las turbinas es igual al salto bruto existente entre los depósitos y las pérdidas en la conducción forzada, la cuales se tratarán más adelante: $h_n = h_b - \Delta h$

En el caso del bombeo, el salto neto se obtendrá de sumar al salto bruto existente entre depósitos las pérdidas en la tubería:

$$h_n = h_b + \Delta h$$

En estas ecuaciones,

h_b es el salto bruto.

Δh representa las pérdidas de carga en la conducción forzada.

Potencia mecánica y eléctrica

La potencia mecánica en el eje de la turbina se obtiene aplicando el rendimiento de la turbina a la potencia hidráulica.

En la práctica el rendimiento de las turbinas está comprendido entre 0,90 y 0,94. Se ha adoptado un valor de 0,92 para todas las alternativas estudiadas.

La potencia con que la turbina inyecta energía en la red depende, a su vez, del rendimiento del generador. Por lo general, estos presentan valores elevados, del orden de 0,96. También se tendrá en cuenta las pérdidas producidas en el resto de componentes de la instalación, de los cuales el más importante es el transformador, aplicándoles un rendimiento de 0,99.

Por lo tanto, la potencia eléctrica de los turbogrupos será

$$P_e = \eta_t \cdot \eta_g \cdot P_h$$

donde,

P_e es la potencia eléctrica

η_t es el rendimiento de la turbina, asumido igual a 0,92

η_g es el rendimiento eléctrico del generador, asumido igual a 0,96 x 0,99

P_h es la potencia hidráulica

En el caso de los grupos de bombeo, el significado de los rendimientos es el inverso, ya que el proceso que tiene lugar en ellas consiste en transformar energía eléctrica en trabajo para elevar un volumen de agua, en el cual tienen lugar pérdidas energéticas.

Estas pérdidas tienen lugar, primeramente, en el motor, y posteriormente en la bomba. En general podemos suponer un rendimiento eléctrico del motor de 0,96 y un rendimiento mecánico de las bombas, de alta presión, de 0,88. El resto de pérdidas eléctricas, al igual que en el caso de las bombas, se tomará como 0,99.

Por tanto, la ecuación que relaciona en este caso la potencia hidráulica y la eléctrica toma la siguiente forma:

$$P_e = \frac{1}{\eta_m} \cdot \frac{1}{\eta_b} \cdot P_h$$

donde,

P_e es la potencia eléctrica.

η_m es el rendimiento eléctrico del motor, asumido igual a 0,96 x 0,99

η_b es el rendimiento mecánico de la bomba, asumido igual a 0,88.

P_h es la potencia hidráulica

Pérdidas en la tubería

Las pérdidas lineales en la conducción forzada se han evaluado, de modo simplificado, empleando la fórmula de Manning:

$$i = \frac{n^2 \cdot v^2}{R_h^{\frac{4}{3}}}$$

donde,

i es la pendiente hidráulica.

n es la rugosidad, que en el caso del acero toma un valor aproximado de 0,011

R_h es el radio hidráulico de la sección, que en el caso de una tubería circular es igual a la cuarta parte de su diámetro interior.

El total de las pérdidas lineales será igual al producto de la pendiente hidráulica (i) y la longitud de desarrollo de la conducción (L):

$$\Delta h_{lineales} = i \cdot L$$

En cuanto a las pérdidas localizadas, dado que se trata de un estudio previo, se han asumido de modo simplificado como un 30% de las pérdidas lineales. Por tanto las pérdidas totales en la conducción ascienden a:

$$\Delta h = \Delta h_{lineales} \cdot (1,0 + 0,3)$$

La eficiencia energética de la conducción se calcula del siguiente modo:

$$\eta_c = 1 - \frac{\Delta h}{h_b}$$

Debe destacarse que, como se desprende de las ecuaciones, las pérdidas en la tubería forzada son directamente proporcionales al cuadrado de la velocidad, y por tanto variables en función del caudal que es bombeado o turbinado. A efectos de la presente comparación se emplean las pérdidas correspondientes al caudal nominal de funcionamiento. Por lo tanto, los rendimientos reales de cada una de las alternativas serán mayores, en tanto que no están funcionando continuamente a plena carga y en estos momentos las pérdidas de energía debidas a la conducción son menores. Ya que esta simplificación en el cálculo se realiza para todas ellas, los resultados obtenidos sí son comparables entre sí. Sin embargo, deberá simularse el funcionamiento del sistema finalmente adoptado para hallar su rendimiento real.

Rendimiento global

El rendimiento global del sistema es el producto de los rendimientos de cada uno de sus componentes: instalación eléctrica, equipos de transformación, equipos electromecánicos y conducciones². Es decir, es la relación entre la energía introducida y la suministrada por el sistema de almacenamiento.

$$\eta_G = \eta_m \cdot \eta_b \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot \eta_c^2$$

² Debe tenerse en cuenta que el recorrido del agua por la tubería es doble. El agua fluye una vez a lo largo de toda la tubería al ser bombeada al depósito superior, y una segunda al ser turbinada. Por ello se emplea el cuadrado del rendimiento de la conducción en la expresión del rendimiento global.

Capacidad de almacenamiento de energía

La capacidad de almacenamiento del sistema es la diferencia entre la energía potencial que contiene el máximo volumen de agua turbinable³ cuando se encuentra en el depósito superior y aquella que presenta cuando se encuentra en el depósito inferior.

Estrictamente, debe calcularse como el producto del peso del agua turbinable y la diferencia entre los centros de gravedad que esta presenta cuando está contenida en el depósito superior e inferior.

$$E_a = \gamma \cdot V_{t_{max}} \cdot (h_{s_{cdg}} - h_{i_{cdg}})$$

donde,

E_a es la capacidad de almacenamiento.

γ es el peso específico del agua: 9,81 kN/m³.

$V_{t_{max}}$ es el máximo volumen de agua turbinable

$h_{s_{cdg}}$ es la cota del centro de gravedad del depósito superior

$h_{i_{cdg}}$ es la cota del centro de gravedad del depósito inferior

La situación del centro de gravedad de los depósitos depende de la geometría de la balsa o presa y de la forma del terreno. La relación entre la cota y el volumen embalsado se puede representar en una curva *Volumen-Cota de la lámina de agua*, de la cual se puede extraer la cota del centro de gravedad del depósito. Sin embargo, dado lo laborioso de este proceso, se ha simplificado asumiendo que la forma de los depósitos es idéntica, y por lo tanto la diferencia entre centros de capacidad es igual a la diferencia entre cotas máximas de explotación.

$$E_a = \gamma \cdot V_{t_{max}} \cdot (h_{s_{cdg}} - h_{i_{cdg}}) \approx \gamma \cdot V_{t_{max}} \cdot (h_{s_{max}} - h_{i_{max}})$$

donde,

$h_{s_{max}}$ es el nivel máximo de explotación del depósito superior

$h_{i_{max}}$ es el nivel máximo de explotación del depósito inferior.

Los errores cometidos asumiendo esta simplificación no son relevantes a efectos de la comparación efectuada, dada la magnitud de los saltos. En la definición de la solución adoptada la capacidad de almacenamiento sí debe ser evaluada convenientemente.

A su vez, de la capacidad de almacenamiento así calculada debe descontarse las pérdidas producidas en la conducción forzada y en la conversión en energía eléctrica. Se define como capacidad de almacenamiento útil como la energía eléctrica que puede extraerse del agua almacenada a una cota superior:

$$E_{a, \text{útil}} = E_a \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot \eta_c$$

donde,

$E_{a, \text{útil}}$ es la capacidad de almacenamiento útil

E_a es la capacidad de almacenamiento bruta.

η_t es el rendimiento de la turbina

³ El máximo volumen turbinable es el mínimo de los volúmenes almacenables en los depósitos inferior e inferior.

η_g es el rendimiento del generador

η_c es el rendimiento de la conducción que tiene en cuenta las pérdidas producidas en ella, lineales y singulares

Cobertura energética

La cobertura energética del sistema puede evaluarse en términos de potencia o de energía. La cobertura de potencia se define como la potencia eléctrica con que la central hidroeléctrica puede generar energía y la potencia total demandada por la red de la isla en un momento dado.

$$C_p = \frac{P_{e,central}}{P_{e,demanda}}$$

Como ya se ha comentado con anterioridad, para evaluar todas las alternativas por igual, se ha impuesto una cobertura de potencia del 85% en el momento de una punta de demanda.

Por otro lado, la cobertura energética se define como el periodo temporal durante el que el sistema, plenamente cargado, puede abastecer la totalidad de la demanda eléctrica de la isla. Esto puede ser necesario, por ejemplo, en ausencia de viento. Para su cálculo se ha supuesto un consumo energético igual al consumo anual medio, estimado para el horizonte de diseño.

$$C_p = \frac{E_{a,util}}{P_{e,media\ anual}}$$

Comparación.

Para cada una de las alternativas propuestas se han computado los parámetros característicos que derivan de su configuración, llegando a los siguientes resultados:

Horizonte 2030	Potencia pico horizonte (MW)	30.41			
	Demanda anual de energía (GWh)	143.71			
	Demanda media diaria (MWh)	393.72			
Alternativa		1	2	3	4
		Barranco de Monteforte	Barranco de la Palmita	Barranco de Ingenio	Bombeo de El Quebradón
Infraestructuras aprovechadas		Depósito superior	Depósito superior	Depósito superior	Depósito inferior
Depósito inferior	Emplazamiento	Llano Campos	Lepe (Aguilos)	Valle Abajo	Presas de la Encantadora
	Cota máxima (msnm)	100.00	100.00	100.00	325.00
	Capacidad (m3)	200,000.00	100,000.00	200,000.00	750,000.00
Depósito superior	Emplazamiento	Embalse de Mulagua	Presas de la Palmita	Presas de la Encantadora	Raso del Quebradón
	Cota máxima (msnm)	396.00	530.00	325.00	1,034.00
	Capacidad (m3)	700,000.00	350,000.00	750,000.00	237,515.00
Conducción forzada	Distancia en planta (m)	3,780.00	1,538.00	2,624.00	1,831.00
	Longitud (m)	3,799.00	1,676.00	2,642.00	2,010.00
	Salto bruto (m)	296.00	430.00	225.00	709.00
	Longitud / Salto	12.83	3.90	11.74	2.83
	Caudal (m3/s)	8.18	5.50	10.66	3.35
	Diámetro (m)	1.98	1.62	2.26	1.14
	Velocidad (m/s)	2.66	2.66	2.66	2.66
	Rugosidad n (Manning)	0.011	0.011	0.011	0.011
	i (m/km)	2.189	2.851	1.834	4.787
	Pérdidas lineales (mca)	8.32	4.78	4.85	9.62
	% Pérdidas elementos singulares	30%	30%	30%	30%
	Pérdidas en conducción (mca)	10.81	6.21	6.30	12.51
	Pérdidas en la conducción	3.65%	1.44%	2.80%	1.76%
Bombeo	Rendimiento mecánico	88.00%	88.00%	88.00%	88.00%
	Rendimiento motor	96.00%	96.00%	96.00%	96.00%
	Rendimiento i. eléctrica	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%
	Rendimiento motor + i.eléctrica	95.04%	95.04%	95.04%	95.04%
	Rendimiento total	83.64%	83.64%	83.64%	83.64%
Turbinación	Rendimiento mecánico	92.00%	92.00%	92.00%	92.00%
	Rendimiento motor	96.00%	96.00%	96.00%	96.00%
	Rendimiento i. eléctrica	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%
	Rendimiento generador + i.eléctrica	95.04%	95.04%	95.04%	95.04%
	Rendimiento total	87.44%	87.44%	87.44%	87.44%
Rendimiento global	67.88%	71.03%	69.09%	70.57%	
Estación de bombeo	Potencia hidráulica Ph (MW)	15.05	15.05	15.05	15.05
	Potencia mecánica Pm (MW)	17.11	17.11	17.11	17.11
	Potencia eléctrica Pe(MW)	18.00	18.00	18.00	18.00
Central hidroeléctrica	Potencia hidráulica Ph (MW)	22.87	22.87	22.87	22.87
	Potencia mecánica Pm (MW)	21.04	21.04	21.04	21.04
	Potencia eléctrica Pe(MW)	20.00	20.00	20.00	20.00
Energía almacenada (MWh)	161.32	117.18	122.63	458.88	
Energía útil almacenada (MWh)	135.90	100.97	104.22	394.15	
Cobertura de la potencia pico (%)	66%	66%	66%	66%	
Horas de funcionamiento a plena potencia	6.80	5.05	5.21	19.71	
Cobertura energética (horas) Cp	8.28	6.16	6.35	24.03	
Cobertura energética (días) Cp	0.35	0.26	0.26	1.00	

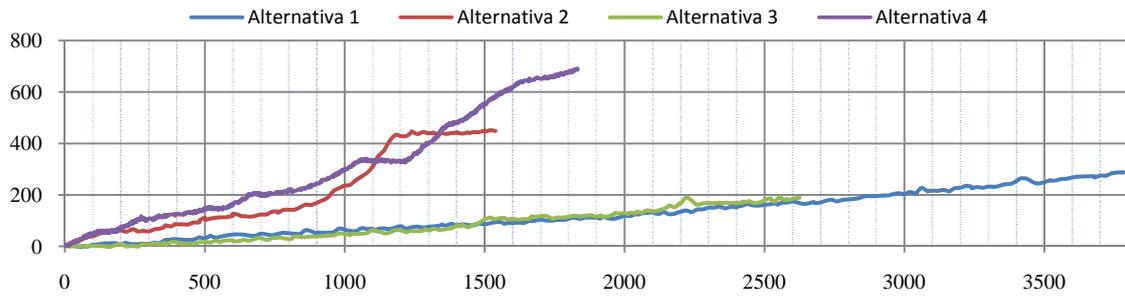
Tabla 1 Salto, potencia y capacidad de almacenamiento de energía. Estudio de alternativas. Alternativas 1,2 y 3 conjuntas.

Del análisis de las alternativas propuesta se concluye lo siguiente:

- Los sistemas propuestos pueden clasificarse en dos categorías bien diferenciadas.
 - La primera de ellos, que incluye las alternativas 1 y 3 responde a aquellos en los que relación *distancia/salto* (L/h) es elevada, por encima de 10. La tubería forzada discurre por el fondo de un valle, el de Hermigua en la primera opción, y el de Vallehermoso en la segunda, con valores medios de la pendiente bajos, y los depósitos se encuentran a bastante distancia uno del otro. Por tanto, el desarrollo de la tubería necesaria para salvar un mismo desnivel es elevada, y de manera proporcional las pérdidas en la conducción.
 - El segundo grupo incluye a las alternativas 2 y 4, en los que la relación *distancia/salto* (L/h) es muy baja, por debajo de 4. En la segunda alternativa se aprovecha el marcado desnivel existente en el Barranco de la Palmita. En la cuarta opción, el depósito inferior se sitúa en el fondo del valle de Vallehermoso, mientras que la balsa superior se sitúa en una penillanura existente en una de las montañas que lo flanquean, siendo la diferencia de cota entre ellos importante. En este segundo grupo, el desarrollo de tubería necesario por metro de desnivel es inferior, y por tanto las pérdidas de carga en la conducción tienen menor importancia en relación con las pérdidas totales.

Puesto que se ha considerado idéntico rendimiento para los equipos electromecánicos, la única diferencia en términos de eficiencia es, precisamente, las pérdidas energéticas en la conducción forzada al ser el agua bombeada y turbinada a través de ella. Puede comprobarse cómo las alternativas incluidas en el primer grupo poseen un rendimiento global inferior al obtenido por las del segundo.

- Las alternativas 1 y 3, al presentar menor salto, deben bombear/turbinar un mayor caudal de agua que las alternativas 2 y 4 para disponer de la misma potencia. Por tanto, la tubería empleada, además de ser de mayor longitud será de mayor diámetro, todo ello en perjuicio de la economía del sistema.
- En cuanto a capacidad de almacenamiento, la alternativa 4 destaca sobre las demás, pues posee el mayor producto *volumen * salto* ($V * h$).
- La cuarta opción, además, ofrece la mayor autonomía, casi un día, consecuencia de lo explicado en el punto anterior y que se ha considerado la misma potencia en todas las alternativas. El resto de ellas ofrecen prácticamente un tercio o menos de cobertura.



Gráfica 1. Perfil longitudinal. Estudio de alternativas.

Del estudio realizado se desprende que, desde el punto de vista energético, la alternativa más ventajosa es la alternativa 4, en la que el depósito superior consiste en una balsa en el Raso del Quebradón y como depósito inferior se aprovecha la Presa de la Encantadora.

Cabe, sin embargo, la posibilidad de formular una quinta alternativa en forma de las primeras tres alternativas combinadas, de modo que ofrezcan entre ambas la misma potencia que la fijada para la alternativa cuarta. Respondería esta opción a un esquema distribuido, en los que no se optaría por un único bombeo, sino por tres. La comparación resultante se muestra en la Tabla 2. De nuevo, la cuarta alternativa continúa siendo la más ventajosa energéticamente, con mayor rendimiento global y mayor capacidad de almacenamiento.

Horizonte 2030	Potencia pico horizonte (MW)	30.41
	Demanda anual de energía (GWh)	143.71
	Demanda media diaria (MWh)	393.72

Alternativa		4	5			
		Bombeo de El Quebradón	Barranco de Monteforte	Barranco de la Palmita	Barranco de Ingenio	
Infraestructuras aprovechadas		Depósito inferior	Depósito superior	Depósito superior	Depósito superior	
Depósito inferior	Emplazamiento	Presa de la Encantadora	Llano Campos	Lepe (Aguilos)	Valle Abajo	
	Cota máxima (msnm)	325.00	100.00	100.00	100.00	
	Capacidad (m3)	750,000.00	200,000.00	100,000.00	200,000.00	
Depósito superior	Emplazamiento	Raso del Quebradón	Embalse de Mulagua	Presa de la Palmita	Presa de la Encantadora	
	Cota máxima (msnm)	1,034.00	396.00	530.00	325.00	
	Capacidad (m3)	237,515.00	700,000.00	350,000.00	750,000.00	
Conducción forzada	Distancia en planta (m)	1,831.00	3,780.00	1,538.00	2,624.00	
	Longitud (m)	2,010.00	3,799.00	1,676.00	2,642.00	
	Salto (m)	709.00	296.00	430.00	225.00	
	Longitud / Salto	2.83	12.83	3.90	11.74	
	Caudal (m3/s)	3.35	2.84	1.86	3.66	
	Diámetro (m)	1.14	1.17	0.94	1.32	
	Velocidad (m/s)	2.66	2.66	2.66	2.66	
	Rugosidad n (Manning)	0.011	0.011	0.011	0.011	
	i (m/km)	4.787	4.435	5.868	3.738	
	Pérdidas lineales (mca)	9.62	16.85	9.83	9.88	
	% Pérdidas elementos singulares	30%	30%	30%	30%	
	Pérdidas en conducción (mca)	12.51	21.90	12.79	12.84	
	Pérdidas en la conducción	1.76%	7.40%	2.97%	5.71%	
Bombeo	Rendimiento mecánico	88.00%	88.00%	88.00%	88.00%	
	Rendimiento motor	96.00%	96.00%	96.00%	96.00%	
	Rendimiento i. eléctrica	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	
	Rendimiento motor + i.eléctrica	95.04%	95.04%	95.04%	95.04%	
	Rendimiento total	83.64%	83.64%	83.64%	83.64%	
Turbinación	Rendimiento mecánico	92.00%	92.00%	92.00%	92.00%	
	Rendimiento motor	96.00%	96.00%	96.00%	96.00%	
	Rendimiento i. eléctrica	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	
	Rendimiento motor + i.eléctrica	95.04%	95.04%	95.04%	95.04%	
	Rendimiento total	87.44%	87.44%	87.44%	87.44%	
Rendimiento global		70.57%	62.71%	68.84%	65.02%	65.52%
Estación de bombeo	Potencia hidráulica Ph (MW)	15.05	5.02	5.02	5.02	15.05
	Potencia mecánica Pm (MW)	17.11	5.70	5.70	5.70	17.11
	Potencia eléctrica Pe(MW)	18.00	6.00	6.00	6.00	18.00
Central hidroeléctrica	Potencia hidráulica Ph (MW)	22.87	7.62	7.62	7.62	22.87
	Potencia mecánica Pm (MW)	21.04	7.01	7.01	7.01	21.04
	Potencia eléctrica Pe(MW)	20.00	6.67	6.67	6.67	20.00
Energía almacenada (MWh)		458.88	161.32	117.18	122.63	401.12
Energía útil almacenada (MWh)		394.15	130.62	99.41	101.10	331.13
Cobertura de la potencia pico (%)		66%	22%	22%	22%	66%
Horas de funcionamiento a plena potencia		19.71	19.59	14.91	15.17	16.56
Cobertura energética (horas) Cp		24.03	7.96	6.06	6.16	20.18
Cobertura energética (días) Cp		1.00	0.33	0.25	0.26	0.84

Tabla 2. Salto, potencia y capacidad de almacenamiento de energía. Estudio de alternativas. Alternativas 1,2 y 3 conjuntas.

c. Hidrología y usos del agua.

Los emplazamientos estudiados para la construcción de la central de bombeo reversible se encuentran en la vertiente norte de la isla, la cual es bastante más húmeda y rica en recursos hídricos superficiales que la sur, ya que los alisios, vientos frescos y húmedos de dirección NE, y las borrascas noratlánticas, lo afectan en mayor medida. Cuenta con numerosas infraestructuras de regulación, algunas de las cuales se aprovechan en las alternativas estudiadas. La mayoría de los recursos superficiales almacenados por estos embalses se destinan a riego, la mayor parte en verano. A pesar de que el aprovechamiento no implica un uso consuntivo del agua, sí puede perjudicar los otros usos del agua de carácter prioritario. Por tanto deben tomarse las correspondientes medidas preventivas en la gestión del agua.

Del sistema hidráulico de embalses, de acuerdo el Plan Hidrológico Insular de La Gomera (PHIG), hay que destacar que el volumen de recursos finalmente utilizado en realidad – 2,190 hectómetros cúbicos anuales – no es más que el 46% de la capacidad total, o el 64% del volumen medio almacenado, resultando particularmente llamativas estas diferencias en algunos casos como los municipios de Agulo, Alajeró o Vallehermoso. Como causas principales concurren el sobredimensionamiento de algunos embalses en relación con los recursos captados, una deficiente gestión, que puede conducir al desperdicio de recursos por no haberlos utilizado en el momento adecuado, y, en algunos casos, las pérdidas.

Alt.	Embalse	Capacidad (hm ³)	Almacenamiento medio (hm ³)	Utilizado (hm ³)	Observaciones
1	Mulagua	0,700	0,500	0,500	Filtraciones en la presa, corregidas parcialmente.
2	Presa de la Palmita	0,350	0,250	0,075	Filtraciones en la presa, corregidas parcialmente. Estabilidad precaria
3 y 4	La Encantadora	0,750	0,750	0,415	Gran eutrofización. Malos accesos.

Tabla 3. Características de los embalses estudiados en las alternativas.

La información relativa a los embalses en el PHIG – capacidad, aportaciones, consumo – señala al embalse de la Encantadora como el idóneo para implantar el aprovechamiento de bombeo y turbinación: su capacidad es mayor, posee un almacenamiento medio mayor – absoluto y relativo – por lo que las restricciones por prioridad de uso de agua para riego serán menores y se encuentra en mejor estado.

En cuanto a la gestión de la demanda de agua, la alternativa 4 presenta cierta ventaja con respecto a las demás. Es la única en que la infraestructura de almacenamiento aprovechada es la correspondiente al depósito inferior. Por tanto, si en un determinado momento existe demanda de agua, y esta se encuentra en el depósito inferior, la gestión de encuentra en el depósito inferior, la gestión de la misma es más sencilla y flexible. En el resto de casos, de no existir recurso eólico, podría ser necesaria la generación diesel para bombear el agua.

d. Aspectos geológicos, geomorfológicos, geotécnicos e hidrogeológicos

La Gomera es una isla de contorno circular, con una extensión de 378 km², formada por la acumulación sucesiva de materiales volcánicos en sucesivos episodios de actividad magmática. Destaca en su orografía con una red radial -muy desarrollada- de profundos barrancos con escarpadas pendientes a causa de la acción remontante erosiva. Esto plantea graves problemas en el trazado y diseño de todo tipo de infraestructuras, incluidas las estudiadas en este documento.

Durante los largos periodos de viento que separan los episodios de actividad magmática, los procesos de erosión, alteración y compactación han ido desmantelando el edificio volcánico previamente erigido. Por tanto, cada uno de estos edificios viene a constituir una unidad estratigráfica, separada de la inferior y superior por sendas superficies de erosión muy marcadas.

El tiempo transcurrido entre los episodios ha influido enormemente en las propiedades de cada uno de los estratos. Estas son función del tipo de producto volcánico – piroclasto, lava o dique – y de los procesos de meteorización, alteración y compactación que han modificado su permeabilidad, densidad, composición y compacidad. Resultan destacables los procesos de alteración por la transformación de los materiales de naturaleza basáltica en arcillas, intenso particularmente en las zonas más elevadas del norte de la isla – donde las precipitaciones son más elevadas –, y los erosivos en el fondo de los barrancos que han dado lugar a depósitos aluviales, los cuales condicionan la selección del emplazamiento para el aprovechamiento.

En cuanto a las condiciones hidrogeológicas de la isla, puede establecerse una correspondencia entre unidades estratigráficas y unidades hidrogeológicas, siendo el comportamiento de cada una de ellas bastante homogéneo. La permeabilidad de cada unidad depende básicamente del tipo de material volcánico que lo forma y, como se ha dicho, de los procesos de alteración a que se ha visto sometido, a la que presentan distintas distinta; así, las lavas y piroclastos parten de una permeabilidad muy alta, pero las primeras, por muy antiguas que sean, siempre conservan alguna permeabilidad residual, pero los piroclastos terminan siendo impermeables; por su parte, los aglomerados tienen una permeabilidad inicial baja que acaba desapareciendo, mientras los diques, según que estén fracturados o no, tienen una permeabilidad inicial que puede incluso ser alta o son muy poco permeables, y acaban teniendo una permeabilidad baja o nula.

Como consecuencia pues de los procesos descritos, dentro de cada unidad estratigráfica -suavemente inclinada desde la zona central hacia el mar, aunque ninguna ocupe toda la isla- la permeabilidad disminuye gradualmente con la profundidad, cambiando bruscamente -aumentando o disminuyendo- al pasar a la unidad inferior.

Junto a estos cambios verticales de permeabilidad, se producen también cambios bruscos horizontales por efecto de la red de diques subverticales; están asociados a una cierta distribución radial respecto a la zona efusiva central correspondiente a cada período o edificio volcánico, pero sin una disposición claramente definida respecto al relieve actual, por lo que la red se entrecruza y forma un conjunto de compartimentos hidrogeológicos que represan el agua; en general, la densidad de esta red aumenta en profundidad, con la antigüedad de cada edificio, y disminuye desde la zona central hacia la periferia.

Las unidades estratigráficas que definen la naturaleza volcánica de la Gomera se pueden clasificar del siguiente modo:

- Complejo Basal

Anterior a los edificios volcánicos subaéreos, el Complejo Basal se formó en la etapa submarina preinsular y es la unidad más antigua de la isla, en cuya parte norte aflora ampliamente, pero que no aparece ni en los barrancos más profundos del sur ni tampoco ha sido alcanzada por las perforaciones hechas, por lo que su configuración espacial es mal conocida. Está constituida por una densa red filoniana que puede llegar a ocupar hasta el 90% del subsuelo, con una gran diversidad de materiales que, sin embargo, son homogéneos en cuanto a su comportamiento hidrogeológico impermeable, en razón de su inicial porosidad muy reducida, de la gran compactación a que han sido sometidos y de su alteración hidrotermal, con depósitos de minerales secundarios cerrando poros y fisuras.

- Serie Basáltica Antigua.

Es la formación volcánica subaérea de más edad – 10 millones de años – y yace sobre el sustrato de rocas basales. Se compone, fundamentalmente, de coladas basálticas alternantes compactas y escoriacéas. La potencia de estas capas es muy irregular, y generalmente presentan forma de coladas buzando ligeramente hacia la costa.

Los afloramientos de esta serie ocupan una amplia banda de este a oeste, que en general en superficie está cubierta por suelos de potencia variable (menos de 2 metros en general) y de naturaleza arcillosa, con gran cantidad de fragmentos rocosos angulosos. Por tanto, debe estarse atento a la presencia de estos suelos que condicionan la capacidad de carga y los asientos de los distintos emplazamientos estudiados, siendo quizás necesaria su retirada.

Los procesos erosivos han excavado en esta serie profundos barrancos, con taludes semi-verticales, al pie de los cuales se producen acumulación de materiales derrubiales.

La permeabilidad de esta serie es muy reducida – en parte debida a la gran compactación al tratarse de una serie muy antigua – y constituye junto con el complejo basal el zócalo que limita la circulación hidrogeológica.

- Aglomerados volcánicos.

Sin presencia relevante en el norte de la isla, la Unidad BA2 está constituida por innumerables coladas y mantos piroclásticos -con espesores totales mayores de 500 metros normalmente-, suavemente inclinados hacia el mar desde el centro de la isla pero que no tienen presencia relevante en el norte; la base está formada por mantos de aglomerado de matriz arcillosa muy compactos, que descansan discordantemente sobre la Serie Basáltica Antigua y, en ocasiones, posiblemente sobre el Complejo Basal, de modo que, al ir

ascendiendo, van desapareciendo los aglomerados para ser sustituidos progresivamente por lavas y piroclastos.

Dentro de una reducción de la permeabilidad con la profundidad, el comportamiento hidrogeológico de la Unidad BA2 es muy variable vertical y horizontalmente en función de la proporción relativa de lavas y piroclastos - mayor permeabilidad a mayor contenido de lavas-, proporción que tiene tendencia a crecer con el desplazamiento desde el centro hacia el mar, y en particular del tipo de lavas predominante.

- Pitones, coladas siálicas y diques.

Están distribuidos de modo irregular por toda la superficie de la isla y corresponden a chimeneas o coladas de erupciones de lavas pastosas de naturaleza ácida. Su morfología es diversa, relacionada con el modo de emisión, según haya sido fisural o puntual, y con el grado de erosión. Con frecuencia las formas iniciales han sido desmanteladas por la erosión, formando resaltes topográficos aislados que destacan sobre el terreno.

Los diques se forman en episodios intrusivos y destacan a menudo por su continuidad y abundancia en toda la isla.

En el presente caso su importancia reside en la posible retención y acumulación de las aguas de circulación subterránea.

- Serie Basáltica III

Esta es la formación volcánica más reciente tiene no obstante 3 ó 4 millones de años, por lo que estos basaltos horizontales son en realidad contemporáneos de los Basaltos Antiguos de Tenerife o La Palma; está constituida por gruesas y extensas coladas de lavas basálticas y traquibasálticas, intercaladas con mantos piroclásticos rojizos asimismo extensos y con gran continuidad horizontal.

Dada la permeabilidad de los huecos y fisuras de las lavas y la impermeabilidad y continuidad de los piroclastos intercalados, el agua infiltrada circula horizontal y escalonadamente a lo largo de estos últimos hasta que algún horizonte aflora en el terreno, originando así los numerosos manantiales colgados de la zona central de cumbres que han dado a la isla sus tradicionales características de abundancia en aguas.

- Formas sedimentarias recientes.

Están constituidos por acarreo depositados en los tramos medio y bajo de los barrancos, más anchos y potentes cuanto más bajos, formados por de gravas y conglomerados.

En el norte, estos aluviones descansan normalmente sobre el Complejo Basal impermeable, por lo que canalizan unas escorrentías que son especialmente importantes en los tramos más bajos de cuencas grandes y con precipitaciones abundantes, como las de los barrancos de Vallehermoso y Hermigua.

Su compacidad es baja, lo cual influye sobre la capacidad de carga y asentos de las infraestructuras proyectadas, siendo quizás necesaria su retirada.

En definitiva, la naturaleza geológica de la Gomera es muy variada, siendo posible encontrarnos un sustrato de naturaleza lávica, prácticamente impermeable y con elevada capacidad portante, ideal para la construcción de una presa; un depósito de materiales arcillosos con asentos inadmisibles que obliga al empleo de cimentaciones profundas y/o consolidación de los terrenos en el caso de construir una balsa; un valle donde es relativamente sencillo ejecutar una obra lineal – la tubería forzada – o profundos barrancos donde ocurre todo lo contrario.

El estudio detallado de los condicionantes de naturaleza geológica, geotécnica e hidrogeológica, que influyen en la toma de decisiones y diseño de las infraestructuras – al depender de ellos variables tan importantes como la capacidad de carga del terreno, riesgo de deslizamientos, la impermeabilización de los depósitos, etc. – excede el ámbito de este documento. Sin embargo dan unas pinceladas básicas de los aspectos más relevantes para cada alternativa en la Tabla 4.

Alternativa		1	2	3	4
		Barranco de Monteforte	Barranco de la Vieja	Barranco de Macayo	Bombeo de El Quebradón
Infraestructuras aprovechadas		Depósito superior	Depósito superior	Depósito superior	Depósito inferior
Depósito inferior	Emplazamiento	Llano Campos	Lepe (Aguilos)	Valle Abajo	Presa de la Encantadora
	Condiciones constructivas	Aceptables	Muy desfavorables	Muy desfavorables	Aceptables
	Problemas tipo	Geomorfológicos y geotécnicos	Geomorfológicos e hidrológico	Geomorfológicos e hidrológico	Geomorfológicos e hidrológico
	Formación	Complejo basal y formaciones volcánicas antiguas, con formas de relieve acusada. Constituida por rocas plutónicas y subvolcánicas del Complejo Basal aflorante. Relieves acusados, con grandes escarpes y formas morfológicas muy elaboradas. Conjunto de permeabilidad y drenaje bien desarrollados. La capacidad de carga es media con posibilidad de asientos tolerables	Volcánica moderna y depósitos sedimentarios superficiales, con formas de relieve acusadas. Está configurada por depósitos detríticos de tipo coluvial y coluvial-aluvial. La red de drenaje está bien desarrollado. Es posible la aparición de acuíferos en las zonas más deprimidas	Volcánica moderna y depósitos sedimentarios superficiales, con formas de relieve acusadas. Está configurada por depósitos detríticos de tipo coluvial y coluvial-aluvial. La red de drenaje está bien desarrollado. Es posible la aparición de acuíferos en las zonas más deprimidas	Volcánica moderna y depósitos sedimentarios superficiales, con formas de relieve acusadas. Está configurada por depósitos detríticos de tipo coluvial y coluvial-aluvial. La red de drenaje está bien desarrollado. Es posible la aparición de acuíferos en las zonas más deprimidas
	Comentarios	En cuanto al relieve de la zona, el depósito se ubica en el fondo del valle del barranco, bastante ancho (200m), cuyos límites son escarpados, donde a la vista de los terrenos de cultivo observados se ha desarrollado un suelo debajo del cual habrá un estrato de sedimentos de potencia variable. Habría que retirar ambos, hasta llegar al sustrato competente, para construir la contención de la balsa, de materiales sueltos.	El depósito inferior se emplaza en el fondo del valle donde se encontrará un espesor de suelo vegetal y un estrato de de depósitos detríticos importante, que habría que retirar hasta llegar a un sustrato competente sobre el que asentar la contención de la balsa. Las laderas del valle son escarpadas dificultando el acceso	El depósito inferior se emplaza en el fondo del valle donde se encontrará un espesor de suelo vegetal y un estrato de de depósitos detríticos importante, que habría que retirar hasta llegar a un sustrato competente sobre el que asentar la contención de la balsa. El acceso no plantea dificultades	En este caso el depósito inferior lo constituye un embalse existente, por lo que las condiciones constructivas serán relevantes a efectos de la construcción de las casas de máquinas. En particular, se presenta complicada la construcción de la central de bombeo en la margen derecha del río aguas abajo de la presa
Depósito superior	Emplazamiento	Embalse de Mulagua	Embalse de Agulo	Presa de la Encantadora	Raso del Quebradón
	Condiciones constructivas	Desfavorables	Aceptables	Aceptables	Desfavorables
	Problemas tipo	Litológicos, geomorfológicos e hidrológicos	Geomorfológicos	Geomorfológicos e hidrológico	Litológicos, geomorfológicos e hidrológicos.
	Formación	Volcánica moderna y depósitos sedimentarios superficiales, con formas de relieve llanas a suaves. Está configurada por depósitos cuaternarios eminentemente detríticos y arcillosos de potencia variable. Las características hidrológicas y mecánicas son desfavorables.	Complejo basal y formaciones volcánicas antiguas, con formas de relieve de suaves a acusadas. Constituida por basaltos de las series volcánicas en potentes coladas de hábito columnar y escoriáceo. Las condiciones hidrológicas son aceptables, viéndose favorecidas por el diaclasado y el carácter permeable del material.	Volcánica moderna y depósitos sedimentarios superficiales, con formas de relieve acusadas. Está configurada por depósitos detríticos de tipo coluvial y coluvial-aluvial. La red de drenaje está bien desarrollado. Es posible la aparición de acuíferos en las zonas más deprimidas	Volcánica moderna y depósitos sedimentarios superficiales, con formas de relieve llanas a suaves. Está configurada por depósitos cuaternarios eminentemente detríticos y arcillosos de potencia variable. Las características hidrológicas y mecánicas son desfavorables.
	Comentarios	En principio, al aprovechar en este caso una infraestructura existente las condiciones constructivas del emplazamiento tienen un peso menor: solamente habría que construir la casa de válvulas. La caracterización geológica y geotécnica de la zona concuerda con la tipología de la presa: de materiales sueltos	La actual presa deberá ser reparada para mitigar las filtraciones que hoy día sufre, favorecidas por las condiciones hidrológicas descritas	En este caso el depósito inferior lo constituye un embalse existente, por lo que las condiciones constructivas serán relevantes a efectos de la construcción de las casas de máquinas.	La balsa superior se asentará sobre un estrato arcilloso de potencia variable y poco permeable. Será necesario un estudio de mayor detalle, siendo posible la necesidad de consolidar el estrato arcilloso.
Conducción forzada	Emplazamiento	Valle de Hermigua	Valle de Agulo	Valle de Vallehermoso	Ladera del valle de Ambrosio
	Condiciones constructivas	Desfavorables	Aceptables	Muy desfavorables	Aceptables
	Problemas tipo	Geomorfológicos e hidrológico	Geomorfológicos	Geomorfológicos e hidrológico	Geomorfológicos e hidrológico
	Formación	Volcánica moderna y depósitos sedimentarios superficiales, con formas de relieve acusadas. Está configurada por depósitos detríticos de tipo coluvial y coluvial-aluvial. La red de drenaje está bien desarrollada. Es posible la aparición de acuíferos en las zonas más deprimidas	Complejo basal y formaciones volcánicas antiguas, con formas de relieve de suaves a acusadas. Constituida por basaltos de las series volcánicas en potentes coladas de hábito columnar y escoriáceo. Las condiciones hidrológicas son aceptables, viéndose favorecidas por el diaclasado y el carácter permeable del material	Volcánica moderna y depósitos sedimentarios superficiales, con formas de relieve acusadas. Está configurada por depósitos detríticos de tipo coluvial y coluvial-aluvial. La red de drenaje está bien desarrollada. Es posible la aparición de acuíferos en las zonas más deprimidas	Volcánica moderna y depósitos sedimentarios superficiales, con formas de relieve acusadas. Está configurada por depósitos detríticos de tipo coluvial y coluvial-aluvial. La red de drenaje está bien desarrollada. Es posible la aparición de acuíferos en las zonas más deprimidas
	Comentarios	Las características del terreno deberán tenerse en cuenta en el diseño del trazado, movimientos de tierra y dados de anclaje, que deberán transmitir los esfuerzos de la tubería a un terreno no competente en general. En tramos urbanos puede ser necesario su soterramiento.	El terreno es en general competente. En algún tramo de la conducción la orografía es complicada.	La tubería forzada se desarrolla por el fondo del valle. Las características del terreno deberán tenerse en cuenta en el diseño del trazado, movimientos de tierra y dados de anclaje, que deberán transmitir los esfuerzos de la tubería a un terreno no competente en general. En tramos urbanos puede ser necesario su soterramiento.	El trazado de la tubería se desarrolla por una zona de complicada orografía y acceso.

Tabla 4. Aspectos geológicos, geotécnicos e hidrogeológicos.

e. Urbanismo y ordenación del territorio.

Se ha valorado la incidencia territorial de las alternativas en base a los planeamientos de ordenación municipal de los municipios en que se implantaría el aprovechamiento y la legislación urbanística de las Islas Canarias⁴.

En la Alternativa 1, de acuerdo con el Planeamiento de Ordenación Municipal de Hermigua, municipio donde se desarrolla, la práctica totalidad de los terrenos afectados están clasificados como rústicos, de protección agraria. De acuerdo con la legislación urbanística de Canarias, en esta clase de suelo se pueden autorizar proyectos de infraestructuras o servicios públicos, como es el caso. Sin embargo, la traza de la tubería y la balsa inferior de nueva construcción se encuentran muy cercanos a los lugares de La Poyata de Abajo, Borge y Llano Campos, lo cual pudiera afectar en un futuro a su desarrollo urbano. La cercanía a los núcleos de población que predominan sobre la margen izquierda del barranco es también considerable, pero no se prevé influencia sobre su crecimiento urbano. Sin embargo, dicha cercanía sí incrementa el potencial impacto visual del aprovechamiento.

La Alternativa 2 ocuparía suelo rústico de protección agraria, paisajística y de protección de infraestructuras de acuerdo con el Planeamiento de Ordenación Municipal de Agulo. De nuevo, según la legislación urbanística se puede autorizar un proyecto como este, aunque, evidentemente, las medidas correctoras y preventivas a adoptar – en el suelo rústico de protección paisajística – serán mayores. La cercanía al casco urbano de Agulo es elevada en el tramo inferior de la tubería, lo que puede limitar su desarrollo en un futuro. La tubería también discurre cercana a la carretera que comunica Agulo y Hermigua, debiendo respetarse las correspondientes servidumbres. Como se ha mencionado al valorar la anterior alternativa, la cercanía a los núcleos de población multiplica el impacto visual de tanto la tubería como del depósito inferior.

En el caso de la Alternativa 3, la información del Planeamiento de Ordenación Municipal de Vallehermoso es incompleta: únicamente define el suelo urbano e urbanizable. Es de suponer que el resto de suelo responderá a la clasificación de suelo rústico. De acuerdo a este, parte del trazado de la tubería tendría que discurrir por suelo urbano – previsiblemente enterrada – y en el resto de los tramos que discurren por suelo rústico – la mayor parte de ellos responden a terrenos de cultivo – la cercanía a núcleos de población es también elevado.

En cuanto a la alternativa 4, los terrenos afectados pertenecen a las categorías de suelo rústico de protección paisajística y – un tramo de unos 250 m de la tubería forzada – de espacios naturales. Deberán preverse por tanto la adopción de especiales medidas de integración paisajística y el soterramiento del tramo que discurre por suelo de protección de espacios naturales. En todos los casos, pero en este último especialmente si resulta viable, reglamentariamente la Administración definirá los requisitos que deberán cumplir, en cada caso, los proyectos técnicos exigibles para su viabilidad.

⁴ Texto Refundido de las Leyes de Ordenación del Territorio de Canarias y de Espacios Naturales de Canarias (Decreto Legislativo 1/2000, de 8 de mayo)

Alternativa	Clase y categorías de suelo afectado	Incidencia territorial	Comentarios
1	Suelo rústico de protección agrícola	Moderada-Elevada	Cercanía a suelo urbano de la traza de la tubería y la balsa inferior
2	Suelo rústico de protección agraria, hidrológica y paisajística	Moderada	
3	Suelo rústico de protección agraria y suelo urbano consolidado	Elevada	Será necesaria el soterramiento de parte de la tubería forzada
4	Suelo rústico de protección paisajística y de espacios naturales	Moderada-Elevada	Será necesario el soterramiento de parte de la tubería forzada.

Tabla 5. Incidencia territorial.

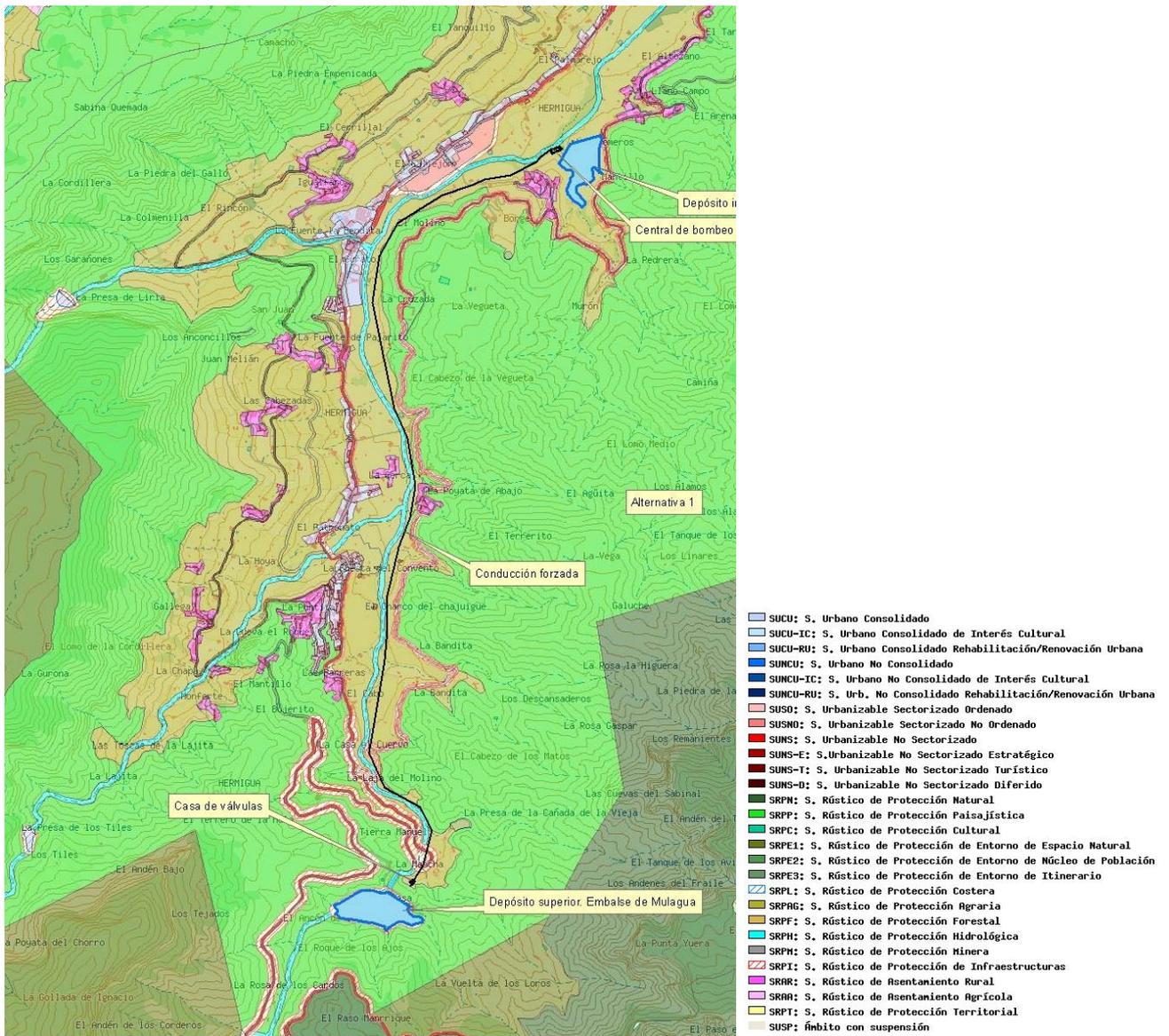
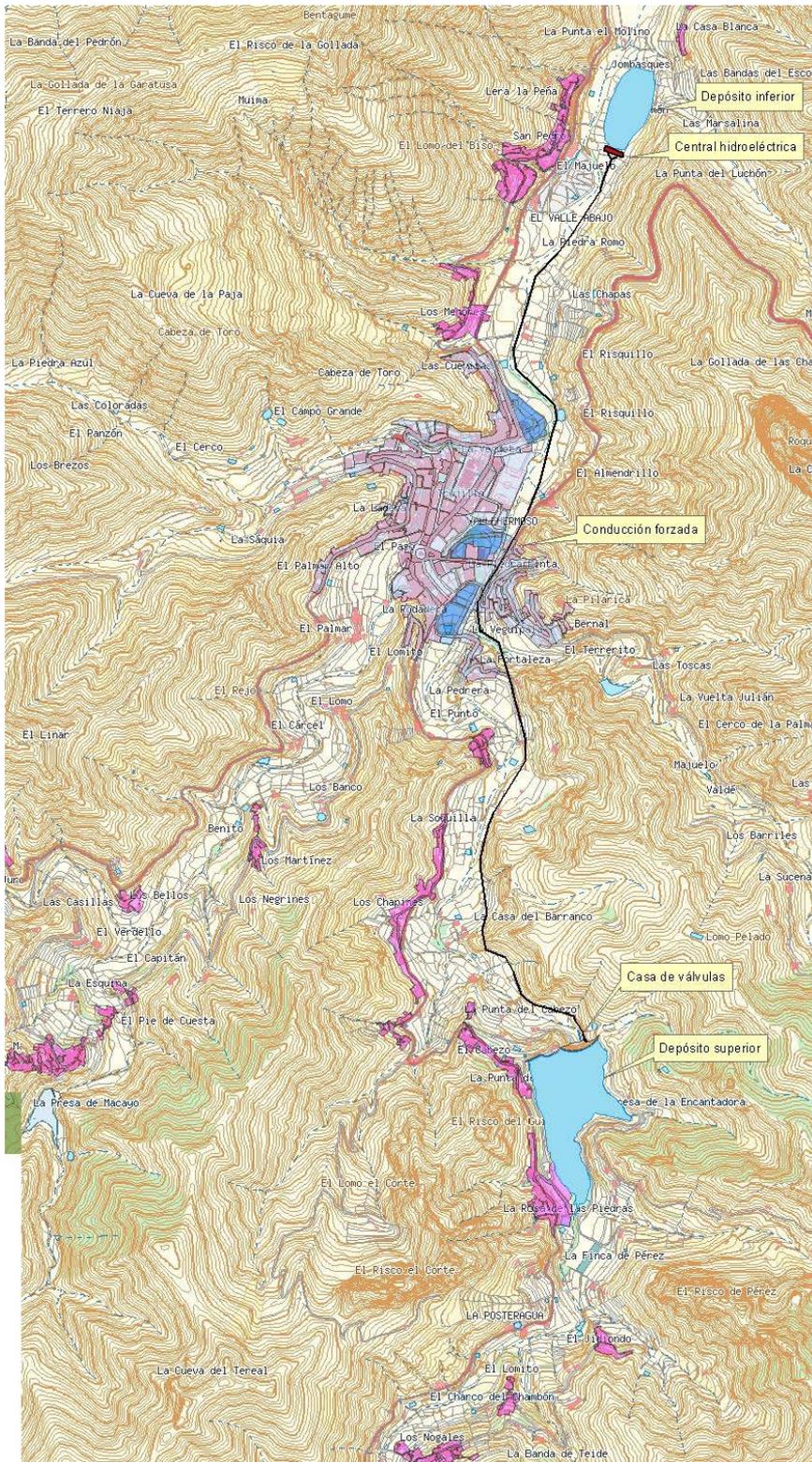


Ilustración 11. Planeamiento de Ordenación Municipal de Hermigua. Alternativa 1.



- SUCU: S. Urbano Consolidado
- SUCU-IC: S. Urbano Consolidado de Interés Cultural
- SUCU-RU: S. Urbano Consolidado Rehabilitación/Renovación Urbana
- SUNCU: S. Urbano No Consolidado
- SUNCU-IC: S. Urbano No Consolidado de Interés Cultural
- SUNCU-RU: S. Urb. No Consolidado Rehabilitación/Renovación Urbana
- SUSO: S. Urbanizable Sectorizado Ordenado
- SUSNO: S. Urbanizable Sectorizado No Ordenado
- SUNS: S. Urbanizable No Sectorizado
- SUNS-E: S. Urbanizable No Sectorizado Estratégico
- SUNS-T: S. Urbanizable No Sectorizado Turístico
- SUNS-D: S. Urbanizable No Sectorizado Diferido
- SRPN: S. Rústico de Protección Natural
- SRPP: S. Rústico de Protección Paisajística
- SRPC: S. Rústico de Protección Cultural
- SRPE1: S. Rústico de Protección de Entorno de Espacio Natural
- SRPE2: S. Rústico de Protección de Entorno de Núcleo de Población
- SRPE3: S. Rústico de Protección de Entorno de Itinerario
- SRPL: S. Rústico de Protección Costera
- SRPAG: S. Rústico de Protección Agraria
- SRPF: S. Rústico de Protección Forestal
- SRPH: S. Rústico de Protección Hidrológica
- SRPM: S. Rústico de Protección Minera
- SRPI: S. Rústico de Protección de Infraestructuras
- SRAR: S. Rústico de Asentamiento Rural
- SRPA: S. Rústico de Asentamiento Agrícola
- SRPT: S. Rústico de Protección Territorial
- SUSP: S. Ámbito con suspensión

Ilustración 12. Planeamiento de ordenación municipal de Vallehermoso. Alternativa 3.

- SUCU: S. Urbano Consolidado
- SUCU-IC: S. Urbano Consolidado de Interés Cultural
- SUCU-RU: S. Urbano Consolidado Rehabilitación/ Renovación Urbana
- SUNCU: S. Urbano No Consolidado
- SUNCU-IC: S. Urbano No Consolidado de Interés Cultural
- SUNCU-RU: S. Urb. No Consolidado Rehabilitación/ Renovación Urbana
- SUSO: S. Urbanizable Sectorizado Ordenado
- SUSNO: S. Urbanizable Sectorizado No Ordenado
- SUMS: S. Urbanizable No Sectorizado
- SUMS-E: S. Urbanizable No Sectorizado Estratégico
- SUMS-T: S. Urbanizable No Sectorizado Turístico
- SUMS-D: S. Urbanizable No Sectorizado Diferido
- SRPN: S. Rústico de Protección Natural
- SRPP: S. Rústico de Protección Paisajística
- SRPC: S. Rústico de Protección Cultural
- SRPE1: S. Rústico de Protección de Entorno de Espacio Natural
- SRPE2: S. Rústico de Protección de Entorno de Núcleo de Población
- SRPE3: S. Rústico de Protección de Entorno de Itinerario
- SRPL: S. Rústico de Protección Costera
- SRPAG: S. Rústico de Protección Agraria
- SRPF: S. Rústico de Protección Forestal
- SRPH: S. Rústico de Protección Hidrológica
- SRPM: S. Rústico de Protección Minera
- SRPI: S. Rústico de Protección de Infraestructuras
- SRRR: S. Rústico de Asentamiento Rural
- SRRA: S. Rústico de Asentamiento Agrícola
- SRPT: S. Rústico de Protección Territorial
- SUSP: Ámbito con suspensión

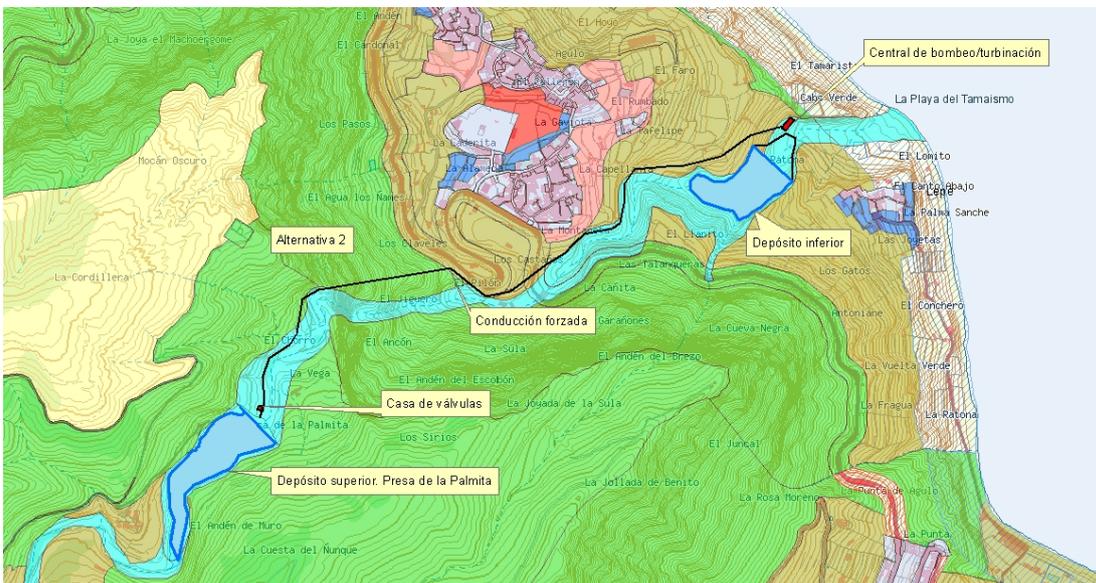


Ilustración 13. Planeamiento de Ordenación Municipal de Agulo. Alternativa 2.

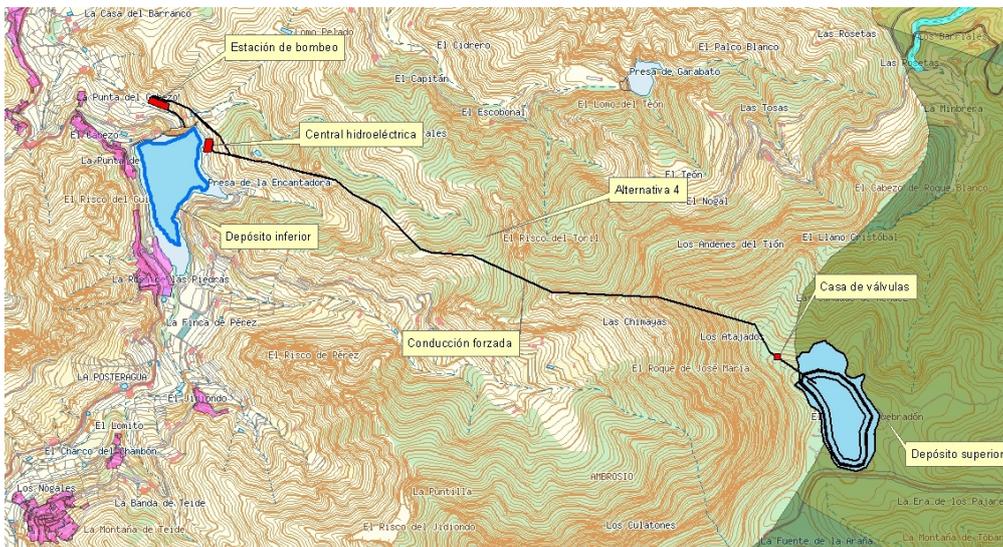


Ilustración 14. Planeamientos de Ordenación Municipal de Vallehermoso y Agulo.

f. Análisis ambiental de alternativas.

Para establecer la alternativa más adecuada desde un punto de vista global, se han considerado los resultados obtenidos en el análisis ambiental realizado para el presente estudio.

A continuación se incluyen una serie de ilustraciones que muestran los resultados del análisis ambiental realizado, para cada alternativa estudiada.

Restricciones derivadas de la valoración del territorio:

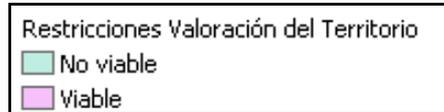


Ilustración 15. Leyenda



Ilustración 16. Restricciones Valor del territorio Alternativa 1.



Ilustración 17. Restricciones Valor del territorio Alternativa 2.



Ilustración 18. Restricciones Valor del territorio Alternativa 3.



Ilustración 19. Restricciones Valor del territorio Alternativa 4.

A partir del diagnóstico realizado de la valoración del territorio, se observa como todas las opciones planteadas para la localización de la explotación hidroeléctrica son viables, debido a que se plantea soterrar la parte del trazado de la Alternativa 4 que discurre por el Parque Nacional de Garajonay, considerándose una condición limitante a la viabilidad de la alternativa. El resto de alternativas presentan viabilidad en sus respectivos recorridos de la tubería forzada, así como en la ubicación de los depósitos de nueva ejecución.

Restricciones derivadas de la capacidad de acogida del territorio:

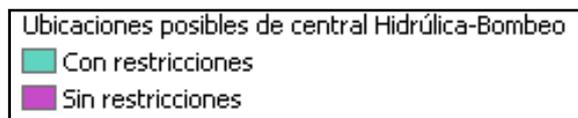


Ilustración 20. Leyenda.



Ilustración 21. Posibilidades de ubicación de la central hidráulica-bombero, Alternativa 1.



Ilustración 22. Posibilidades de ubicación de la central hidráulica-bombero, Alternativa 2.



Ilustración 23. Posibilidades de ubicación de la central hidráulica-bombeo, Alternativa 3.



Ilustración 24. Posibilidades de ubicación de la central hidráulica-bombeo, Alternativa 4.

Analizando la capacidad de acogida del territorio, para el caso de la central hidráulica-bombeo, se observa como todas las opciones planteadas atraviesan zonas con baja capacidad de acogida. Esta procede de la limitación que plantea el recorrido de la tubería forzada, por su transcurso por zonas urbanas, en los casos de las Alternativas 1, 2 y 3. La Alternativa 4 es la que mejor capacidad de acogida presenta, a pesar de ello, presenta 2 tramos de conducción que, con los condicionantes de valoración contemplados, plantean la necesidad de establecer medidas de prevención, protección, corrección y compensación que minimicen las posibles afecciones que pudiera provocar su ejecución. El tramo conflictivo superior viene

limitado por el paso de la conducción por el Parque Nacional, mientras que el tramo inferior queda limitado por la suma de las valoraciones del resto de variables, siendo la distancia a la carretera que llega a la presa existente y el edificio de la misma lo que plantea la limitación. Por lo tanto se estima que en este caso dicha limitación se puede obviar, ya que si no fuera así resultaría excluyente.

Por lo tanto, se puede concluir que la alternativa más adecuada es la nº4, siempre teniendo presente la necesidad de minimizar las afecciones de la tubería forzada a su paso por el Parque Nacional.

B.iii. Solución adoptada.

Entre los emplazamientos analizados para el sistema de almacenamiento de energía del sistema hidroeléctrico de la Isla de La Gomera se considera la Alternativa 4 – bombeo y turbinación entre la Presa de la Encantadora y una balsa de nueva construcción sita en el Raso del Quebradón – como la óptima.

La elección responde principalmente a dos motivos.

- El primero de ellos es que esta alternativa destaca sobre las demás desde el punto de vista energético. La capacidad de almacenamiento de energía dota al sistema de mucha mayor autonomía que el resto de las opciones barajadas, y la baja relación longitud/salto (L/H) – derivada del desnivel existente entre presa y balsa – dota al sistema de una elevada eficiencia. Es además aquella alternativa en que menor es el caudal a turbinar/bombear, lo cual resulta ventajoso en la adquisición de los equipos electromecánicos, ya que en general a igualdad de potencia resultan más económicos los equipos con menor caudal nominal.
- El segundo argumenta deriva de su menor impacto sobre el medio de la isla. Si bien parte del trazado de la tubería transcurre por el Parque Nacional del Garajonay, este puede ejecutarse en túnel, reduciéndose el impacto sobre el parque a exclusivamente los trabajos de construcción. El resto de alternativas discurren muy cercanas a suelo urbano, siendo su potencial afección sobre el desarrollo de los núcleos de población más elevada y amplificando notablemente el resto de impactos.

Desde el punto de vista hidrológico, prácticamente todas las alternativas son viables, pudiendo esperar que ninguna afectase a los usos del agua en la isla.

En cuanto a los aspectos geológico-geotécnicos, la Alternativa 4 presenta alguna dificultad adicional sobre las demás, pudiendo resolverse esta desde el punto de vista técnico.

V. Análisis Ambiental de Alternativas

V. ANÁLISIS AMBIENTAL DE ALTERNATIVAS

V.i. Antecedentes.

El Gobierno de la Comunidad Autónoma de Canarias, ante la dependencia del petróleo y la vulnerabilidad energética de las islas, ha formulado diversos Planes Energéticos con el objetivo de afrontar dicho problema. Al mismo tiempo, la Administración del Estado, los objetivos planteados por la Unión Europea para el fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y el cumplimiento del protocolo de Kioto, muestran la creciente sensibilización por la protección del medio ambiente de la sociedad actual.

Lo indicado anteriormente ha motivado la realización del presente estudio de viabilidad, como planteamiento de una posible solución al problema existente en los sistemas energéticos insulares, más concretamente en el sistema eléctrico de la isla de La Gomera, el cual presenta prácticamente una dependencia eléctrica total del exterior, puesto que el grueso de la generación eléctrica está basado en una central térmica con motor Diesel, cuya fuente de combustible es de origen foráneo y fósil.

El presente estudio de viabilidad busca, a través de una central hidroeléctrica, el autoabastecimiento eléctrico de la isla a partir de la producción de energía eléctrica con la mayor cantidad posible de energía renovable, la regulación de la red del sistema, la reducción de las emisiones de CO₂ y la mejora de la calidad de la energía suministrada afrontando la fragilidad de la red.

En caso de considerarse viable alguna de las alternativas planteadas, la energía eléctrica se produciría y consumiría equilibradamente, ya que sólo con producción eólica, en determinados momentos sobra energía y en otros falta, puesto que la producción eólica no coincide con la demanda. El equilibrio se consigue integrando en el sistema una central hidroeléctrica junto con un bombeo, que bombea cuando sobra energía eólica y genera cuando falta. La regulación instantánea se efectúa con el generador hidráulico que funciona continuamente.

V.ii. Introducción.

El estudio ambiental de alternativas es uno de los principales componentes de la evaluación ambiental de cualquier tipo de proyecto. Su ausencia o mala consideración puede provocar, la anulación del procedimiento administrativo de evaluación de impacto ambiental, generando graves perjuicios. Sin embargo, no sólo por los efectos legales es necesario realizar un buen estudio de alternativas, sino que desde la correcta realización de la evaluación de impacto la valoración y análisis de diferentes opciones de ubicación de un proyecto, así como sus procesos constructivos, de explotación y posterior abandono, son fundamentales para obtener una correcta estimación del impacto y, en definitiva, facilitar la toma de decisiones para buscar la mejor solución global.

Todo lo anterior cobra una mayor relevancia cuando las alternativas se plantean en espacios naturales protegidos o en territorios incluidos en la Red Natura 2000, como las Zonas de Especial Protección para las aves (ZEPA) o los Lugares de Importancia Comunitaria (LIC). Precisamente todas estas situaciones están presentes en el caso que nos compete, estudio de alternativas para una central hidroeléctrica en la isla de La Gomera, planteado con objeto de

valorar la posibilidad de reducir la dependencia energética exterior de la isla, sustituyendo un elevado porcentaje de la energía primaria de origen fósil e importada, empleada en la generación de energía eléctrica, por energía primaria de origen renovable y autóctona.

En el presente diagnóstico se exponen la estrategia y metodología práctica utilizada para el análisis ambiental de alternativas. Así mismo se incluye como anexo una memoria-resumen ambiental, con objeto de que la autoridad ambiental competente determine el alcance de la evaluación de impacto ambiental de la alternativa propuesta, en caso de que esta prospere.

V.iii. Objetivo.

El principal objetivo de este análisis de viabilidad ambiental es servir de apoyo a la elección del emplazamiento más adecuado para la central hidroeléctrica, planteada desde el punto de vista medioambiental, y teniendo presente en todo momento la viabilidad técnica y económica de la misma. Se ha pretendido incorporar desde las primeras fases de estudio un conjunto de criterios de valoración ambiental para poder seleccionar la mejor alternativa de manera objetiva desde un punto de vista global del proyecto.

V.iv. Localización y ámbito del estudio.

La isla de La Gomera se localiza en la parte occidental del archipiélago canario y pertenece a la provincia de Santa Cruz de Tenerife. El conjunto total de la isla tiene una extensión aproximada de 36.976 hectáreas. Su punto más alto es el pico Garajonay, con 1.487 m de altitud, que pertenece al Parque Nacional de Garajonay, espacio natural de mayor relevancia de la isla.

El citado espacio protegido se extiende por una superficie que supera el 10 % de la isla, ocupando parte del territorio de todos los municipios de la isla, por lo que se debe prestar especial atención a las posibles afecciones a las que pueda verse sometido por las diferentes alternativas planteadas. Este parque nacional fue declarado por la Ley 3/1981, de 25 de marzo, de Creación del Parque Nacional de Garajonay, y reclasificado de nuevo como tal en la Ley 4/1989, de 27 de marzo, de Conservación de los Espacios Naturales y de la Flora y Fauna Silvestres, donde además se integró en la red estatal de parques nacionales. El parque es por definición área de sensibilidad ecológica en toda su superficie, a efectos de lo indicado en la Ley 11/1990, de 13 de julio, de Prevención de Impacto Ecológico. Además, tiene la consideración de zona de especial protección para las aves (ZEPA) según lo establecido en la Directiva 79/409/CEE relativa a la Conservación de las Aves Silvestres.

La Gomera está dividida en 6 municipios:

- Agulo
- Alajeró
- Hermigua
- San Sebastián de la Gomera
- Vallehermoso
- Valle Gran Rey

La descripción exhaustiva de las diferentes alternativas tanto para la central de hidráulica y de bombeo como del parque eólico se corresponde a lo indicado en los apartados correspondientes a los estudio de viabilidad sitios en el presente documento.

En la siguiente ilustración se pueden observar las diferentes alternativas planteadas para la central hidroeléctrica-bombeo y el parque eólico.

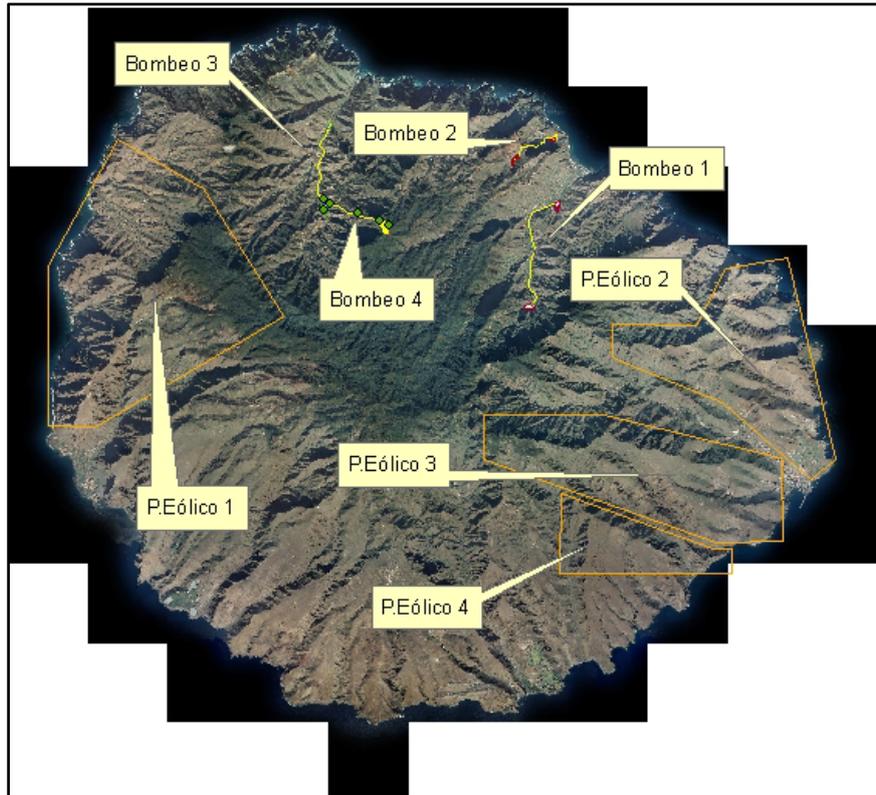


Ilustración 1. Alternativas planteadas. Ortofoto.

Las alternativas planteadas para el parque eólico se localizan en las zonas este y oeste de la isla, donde el potencial eólico es mayor, mientras que las alternativas para la central de bombeo se sitúan en la zona norte de la isla, zona con mayores recursos hídricos.

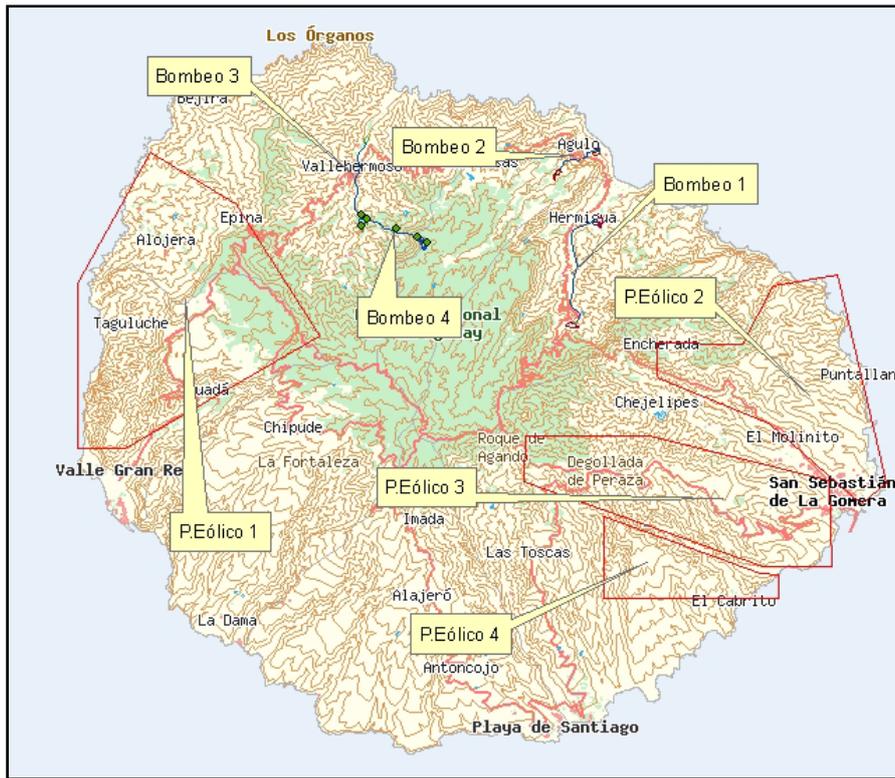


Ilustración 2. Alternativas planteadas. Topográfico.

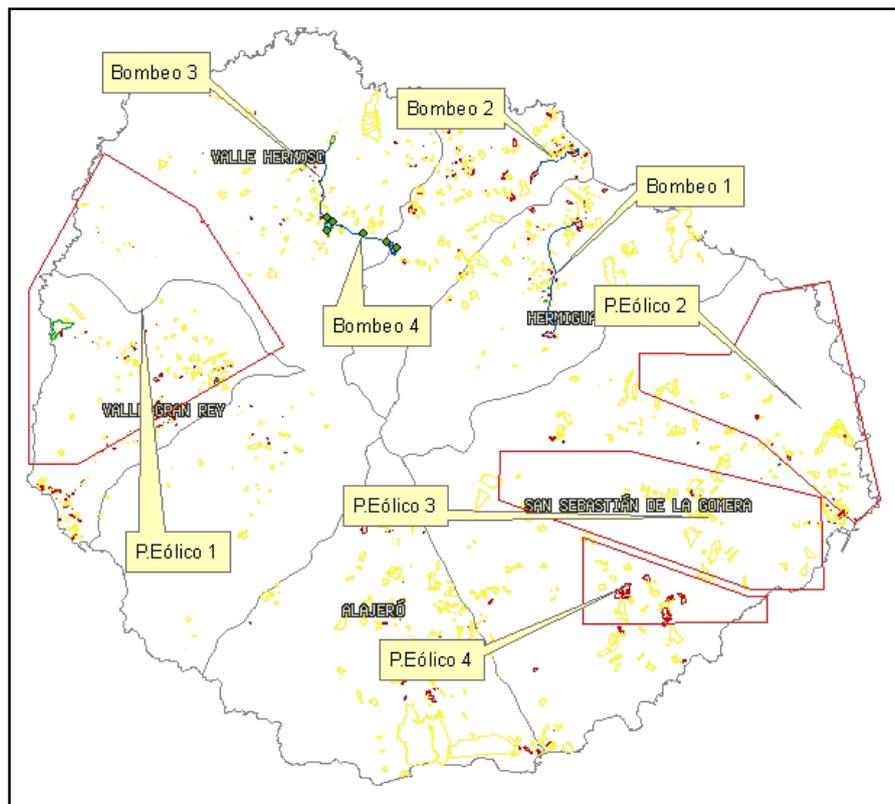


Ilustración 3. Alternativas planteadas. Municipios.

Tal y como se puede advertir en la ilustración “Alternativas planteadas Municipios”, todos los municipios de la isla contienen alguna de las alternativas objeto de estudio en su territorio, a excepción del municipio de Alajeró, por lo que se ha considerado oportuno realzar este primer estudio ambiental del conjunto de la isla.

V.v. Descripción general del estudio.

Como se ha señalado en apartados anteriores, se tratará de cubrir de este modo la práctica totalidad de la demanda de energía eléctrica con recursos renovables, si bien se mantendrá la actual central térmica como apoyo en casos puntuales, como por ejemplo para cubrir puntas de demanda. La central hidroeléctrica propuesta para el abastecimiento eléctrico de la isla estará compuesta por un parque de aerogeneradores, una central de hidroeléctrica y una central de bombeo, diseñada de tal modo que posibilite la regulación de la energía vertida a la red eléctrica de la Isla de la Gomera y la estabilidad del sistema.

Con el propósito de hacer efectiva la viabilidad de la propuesta se intentará aprovechar las infraestructuras de la isla en la medida de la posible; presas, red eléctrica de transporte, red de carreteras, etc. En función de la alternativa adoptada como solución definitiva, se deberán adoptar diferentes soluciones constructivas, siendo necesario en todos los casos la ejecución de las infraestructuras, inexistentes en la actualidad:

- El parque eólico.
- Central hidroeléctrica.
- Central de bombeo.
- La subestación y líneas eléctricas de evacuación hasta el punto de conexión, tanto de la central hidráulica y de bombeo como del parque eólico.
- La tubería forzada.
- Depósito, bien sea inferior o superior dependiendo de la alternativa adoptada.
- Edificio de la central/es.

V.vi. Cuestiones ambientales previas.

Con el fin de garantizar un correcto estudio ambiental de las diferentes alternativas, se ha integrando la valoración de los condicionantes ambientales desde las primeras fases del estudio y se ha adoptando un enfoque “proactivo” y de localización “óptima”, con la finalidad de determinar el grado de afección ambiental que tendría la ejecución de las alternativas sobre la integridad de los espacios naturales protegidos y la red ecológica europea “Natura 2000”.

En la siguiente tabla se incluyen los espacios naturales protegidos, LIC’s y ZEPA’s de La Gomera en el espacio de influencia de las diferentes alternativas planteadas.

Código	Tipo	Nombre	Área (Ha)	Coincidencia Alternativa
G-0	Parque Nacional	Garajonay	3984	Eólica 1-Eólica 3-Bombeo 4
G-11	Monumento Natural	Lomo del Carretón	248.536	Eólica 1
G-4	Parque Rural	Valle de Gran Rey	1944.507	Eólica 1
G-7	Monumento Natural	Roque Blanco	29.886	Bombeo 4
G-3	Parque Natural	Majona	1975.745	Eólica 2
G-2	Reserva Natural Especial	Puntallana	285.754	Eólica 2
G-9	Monumento Natural	Barranco del Cabrito	1160.403	Eólica 3
G-1	Reserva Natural Integral	Benchijigua	483.305	Eólica 3
ES7020108	LIC	Taguluche	139.566	Eólica 1
ES7020104	LIC	Valle Alto de Valle Gran Rey	706.832	Eólica 1
ES7020037	LIC	Lomo del Carretón	248.536	Eólica 1
ES0000044	LIC	Garajonay	3984	Eólica 1-Eólica 3-Bombeo 4
ES7020097	LIC	Teselinde - Cabecera de Vallehermoso	2341.001	Eólica 1-Bombeo 4
ES7020127	LIC	Risco de la Mérica	38.651	Eólica 1
ES7020101	LIC	Laderas de Enchereda	682.675	Bombeo 1
ES7020098	LIC	Montaña del Cepo	1162.008	Bombeo 2-Bombeo 3
ES7020030	LIC	Majona	1975.745	Eólica 2
ES7020105	LIC	Barranco del Águila	164.438	Eólica 2
ES7020029	LIC	Puntallana	285.753	Eólica 2
ES7020106	LIC	Cabecera Barranco de Aguajilva	140.317	Eólica 2
ES7020035	LIC	Barranco del Cabrito	1160.403	Eólica 3-Eólica 4
ES7020028	LIC	Benchijigua	483.218	Eólica 4
ES0000044	ZEPAS	Garajonay	3984	Eólica 1-Eólica 3-Bombeo 4
ES0000105	ZEPAS	Acantilados de Alajeró, La Dama y Valle Gran Rey	668.104	Eólica 1
ES0000342	ZEPAS	Costa de Majona, El Águila y Avalo	168.092	Eólica 2
LIC:	Lugar de importancia comunitaria			
ZEPAS:	Zona de especial protección para las aves			

Tabla 1. Red de espacios naturales protegidos, LIC's y ZEPAS localizados en el espacio de influencia de las alternativas planteadas.

Como refleja la tabla anterior, todas las alternativas propuestas tienen presencia, en mayor o menor medida, en zonas del territorio de La Gomera con alto valor ecológico.

A continuación se muestra en diferentes ilustraciones la localización los espacios naturales protegidos, los LIC's y las ZEPAS de la isla.

En los anexos Memoria-Resumen y Fichas de LIC's y ZEPAS se recogen las características principales de cada uno de los espacios incluidos en la tabla anterior.

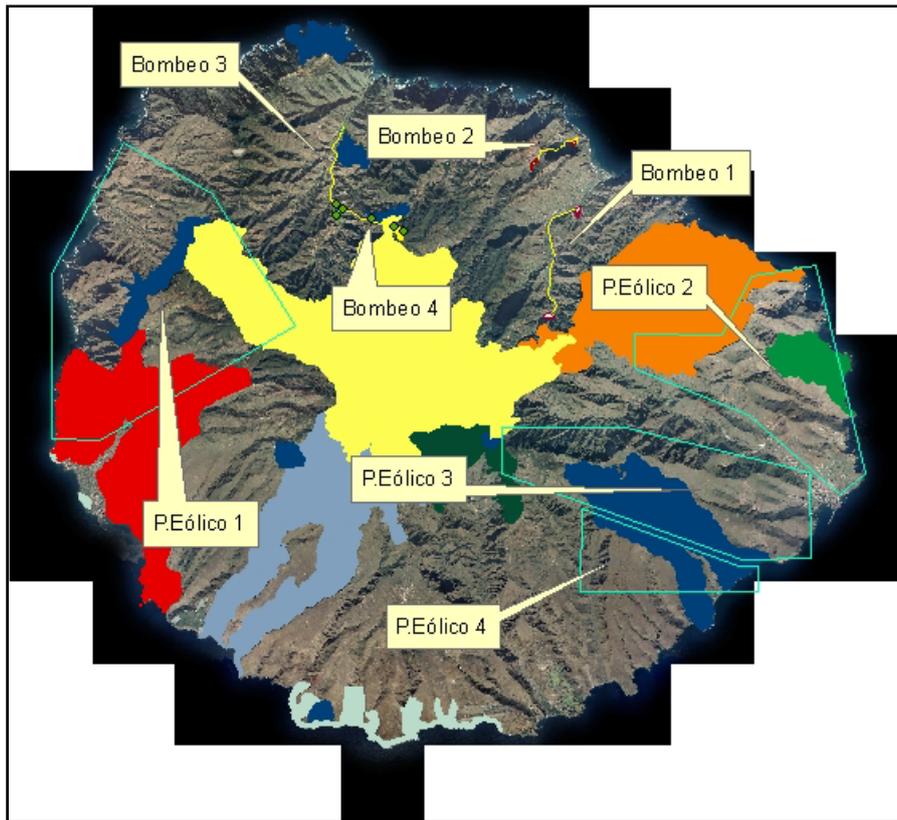


Ilustración 4. Espacios naturales protegidos localizados en La Gomera.

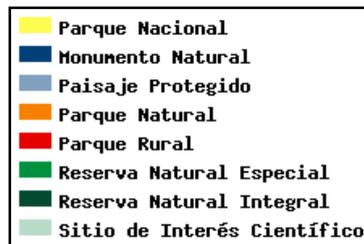


Ilustración 5. Leyenda.

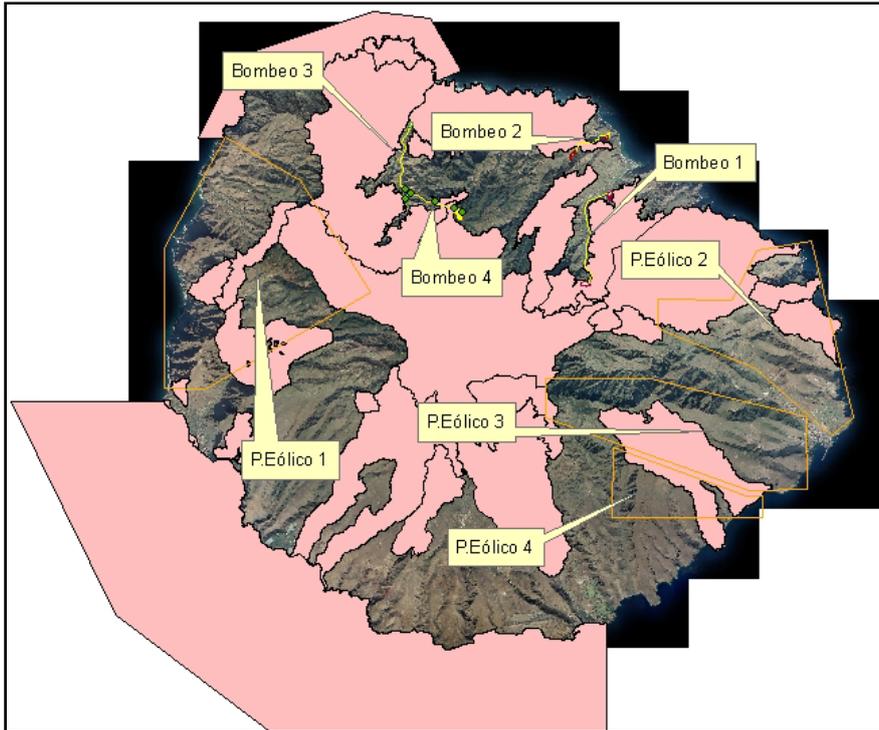


Ilustración 6. LIC'S localizados en La Gomera.

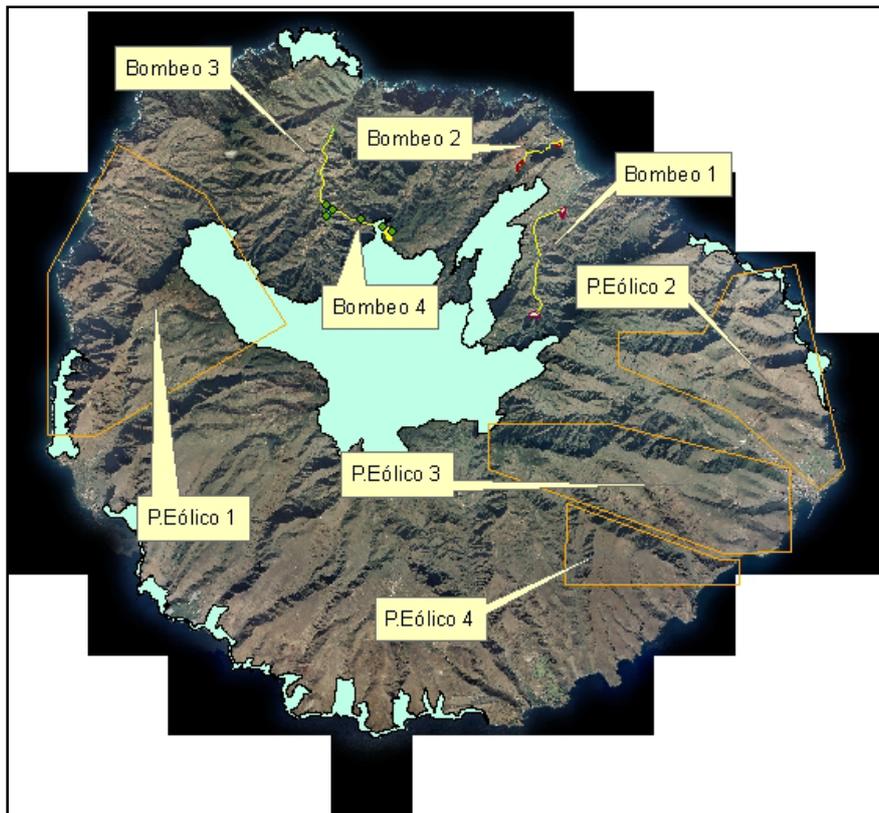


Ilustración 7. ZEPAS localizadas en La Gomera.

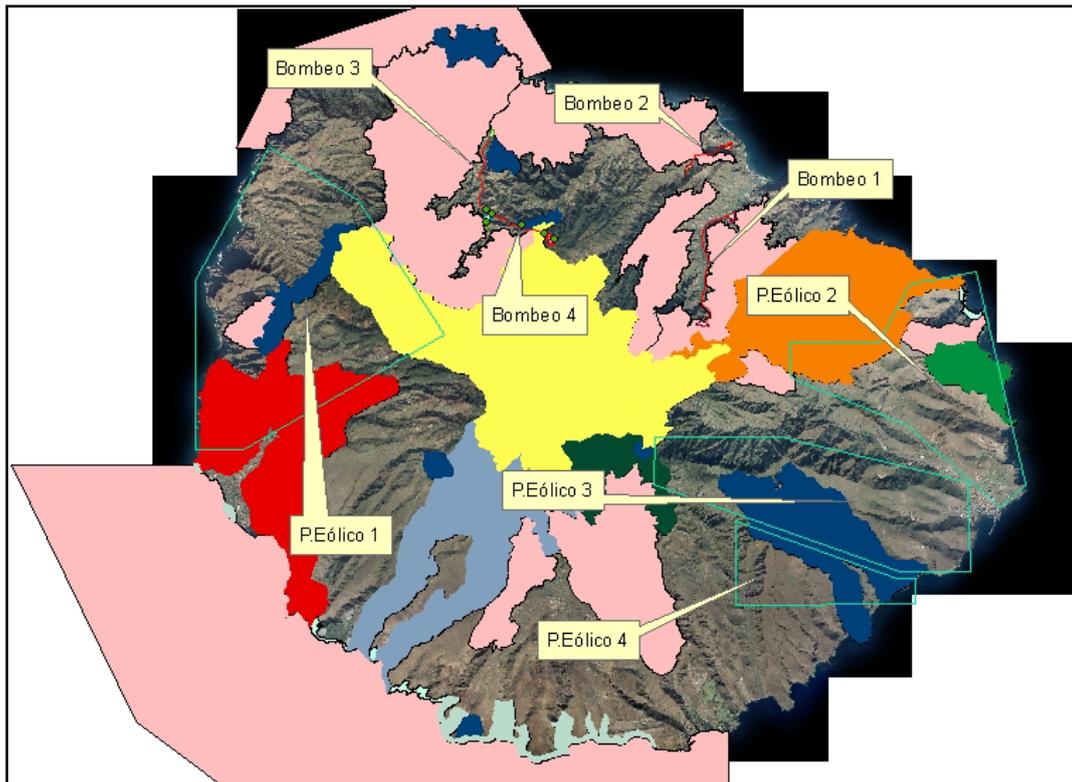


Ilustración 8. Espacios naturales protegidos, LIC's y ZEPAS localizados en La Gomera.

Cabe destacar que aproximadamente 20.000 hectáreas del territorio de la isla, más del 50 % de la misma, tienen algún tipo de protección ambiental. Esto da una primera muestra de la dificultad para encontrar un emplazamiento idóneo desde un punto de vista global, es decir, que sea medioambiental, técnica y económicamente viable.

V.vii. Metodología general para el estudio de alternativas

Para poder escoger de manera objetiva el emplazamiento óptimo que suponga la solución a adoptar para la consecución del estudio planteado, se ha realizado un análisis multicriterio teniendo en cuenta diferentes variables ambientales y sociales. En primera instancia se ha realizado la valoración del territorio, a partir de la cual se obtienen las zonas del territorio donde a priori es viable o no la localización de las alternativas. A continuación se ha calculado la capacidad de acogida del territorio, con criterios más restrictivos, para establecer si las alternativas objeto de estudio se encuentran en zonas de la isla en las que sea posible su ubicación.

Una de las principales variables que va a condicionar la elección de la solución a adoptar y que ha de ser valorada de manera objetiva, es el medio en el que localiza cada una de las alternativas propuestas. Para llegar a la solución más adecuada se ha realizado un análisis multivariante empleando un SIG, sistema de información geográfica, para la generación de resultados gráficos obtenidos con el análisis, que facilitan su correcta lectura. Los SIG, constituyen una herramienta de gran importancia en los estudios del medio físico como el análisis de viabilidad medioambiental presentado en este estudio. En el sistema se introducen una serie de mapas que contienen factores ambientales determinantes en la valoración de la viabilidad de alternativas (Espacios Naturales Protegidos, LIC's, ZEPAS, Núcleos Urbanos, Usos del Suelo-Vegetación, Carreteras e Hidrología), y mediante técnicas simples de

correlación con los mapas de inventario de las alternativas establecidas, se obtiene una valoración del territorio zonificada, que sirve para indicar la viabilidad ambiental de dichas alternativas.

La valoración del territorio se ha realizado a partir de diferentes indicadores, teniendo en cuenta tanto el valor ecológico como el valor social del mismo.

a. Valor del territorio

Valor ecológico del territorio

En primera instancia se ha procedido a evaluar el valor ecológico del territorio, analizando las siguientes variables:

- Espacios naturales protegidos
- LIC'S
- ZEPAS

Con el fin de identificar con precisión el grado real y objetivo de afección a la Red Natura 2000, la metodología aplicada en el estudio de alternativas integra la revisión de la cartografía general de hábitats del Anexo I de la Directiva 92/43/CEE disponible en la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación Territorial del Gobierno de Canarias y en los Formularios Normalizados de Datos de la Red Natura 2000 existentes en el Banco de Datos de la Naturaleza del Ministerio de Medio Ambiente para los LIC's y las ZEPAS presentes en el ámbito de las alternativas estudiadas.

Se procede de forma similar para realizar la identificación de las afecciones a los espacios naturales protegidos localizados en la isla. El artículo 9 de la ley 12/94 crea la Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos y contempla las diferentes categorías de protección. Su localización se encuentra disponible en la cartografía facilitada por la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación Territorial del Gobierno de Canarias.

Respecto al ámbito territorial del estudio, partiendo de la información recopilada se elabora una cartografía temática ambiental, sobre la ortoimagen de La Gomera. Se valoran las afecciones directas debido a la ocupación del terreno. No se tienen en cuenta las afecciones indirectas derivadas en las zonas asociadas a una banda de 25-50 metros de anchura a lo largo del perímetro de cada alternativa propuesta. Dicha banda puede ser considerada una zona de afección secundaria, puesto que no es objeto de afección por ocupación permanente, pero sí lo puede ser por el resultado de la propia ejecución de la obra (tránsito de maquinaria, zonas de acopios, etc.). Esto se señala para que se tenga en cuenta en el caso de que alguna de las alternativas fructifique, se tenga en cuenta en futuros estudios y sea valorado de forma detallada.

El criterio de valoración seguido ha sido el indicado a continuación:

VALOR ECOLÓGICO DEL TERRITORIO
 Suma del valor territorial según:

VARIABLE	VALOR
ENP	4
LIC	3
ZEPAS	2
Resto	0

Valor Ecológico:

Muy alto	8-9
Alto	5-7
Medio	1-4
Bajo	0

Tabla 2. Valoración Valor ecológico del territorio.

Introducida la valoración de para cada variable, se evalúa el valor ecológico del territorio, a partir del valor ecológico de cada variable, obteniendo:

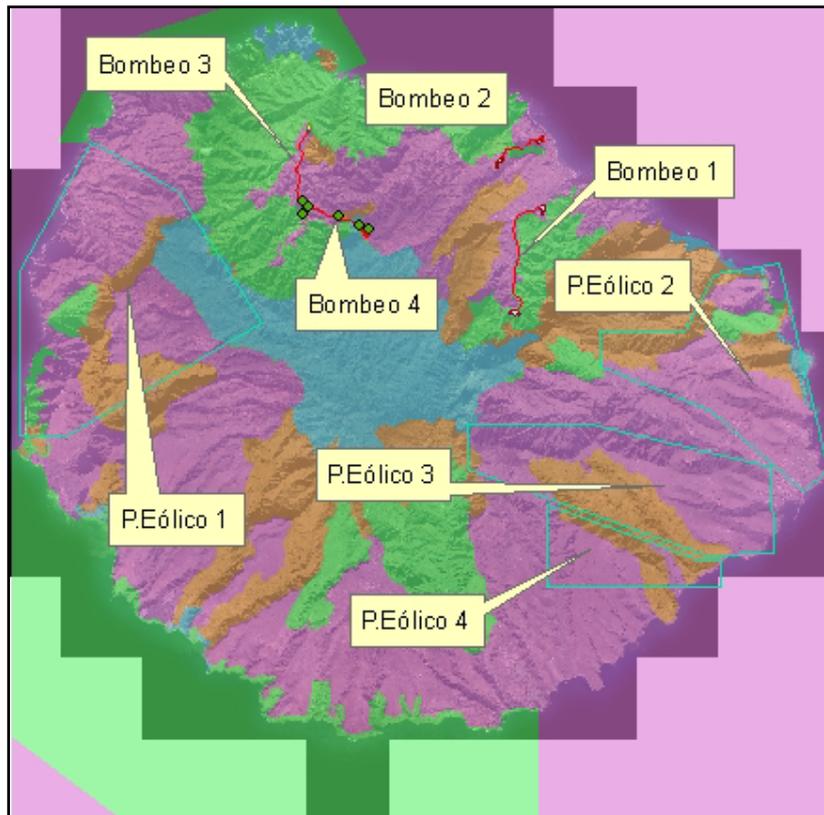


Ilustración 9. Valor ecológico del territorio.

Valor Ecológico	
	Bajo
	Medio
	Alto
	Muy Alto

Ilustración 10. Leyenda

Se observa como las zonas de mayor valor ecológico son las que disponen de varios niveles de protección, catalogadas simultáneamente como espacios naturales protegidos, LIC y ZEPAS.

Valor social del territorio

Para analizar el valor social del territorio, se han valorado las variables:

- Usos recreativos del suelo.
- Distancia a núcleos urbanos.

VALOR SOCIAL

Se valorará si está o no en la siguiente zona:

Distancia a área recreativa	500 m
Distancia a área zona urbana	500 m

Tabla 3. Delimitación valor social.

Se obtiene:

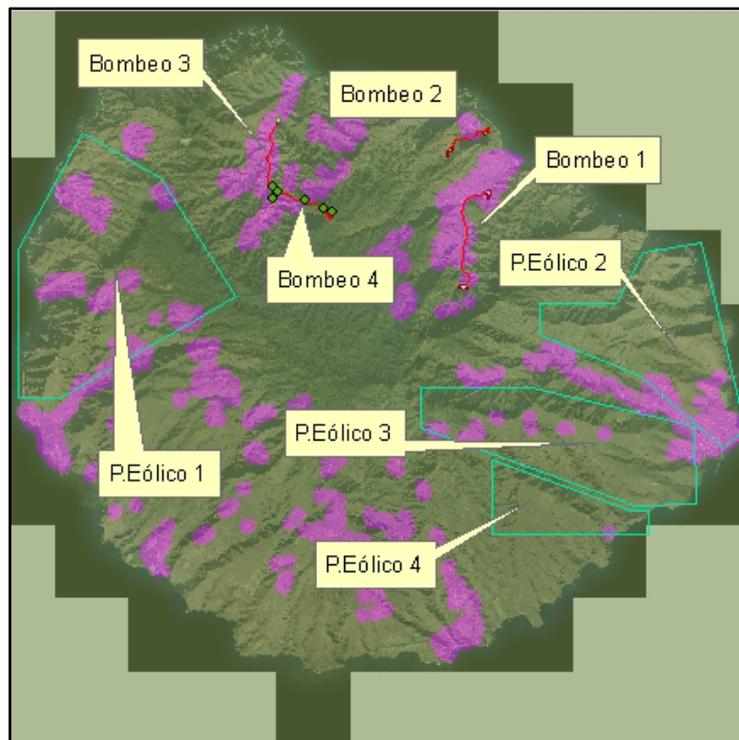


Ilustración 11. Valor social del territorio.

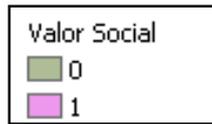


Ilustración 12. Leyenda.

Las zonas con valor social 1 indican zonas del territorio alto valor social y zonas con valor social 0 indican zonas con bajo valor social.

Cálculo del Valor del territorio

Combinando los resultados del valor ecológico y el valor social del territorio se ha obtenido el valor del territorio combinando en una matriz de valoración los valores anteriormente evaluados.

VALORACIÓN DEL TERRITORIO

		Valor Ecológico			
		B (1)	M (2)	A (3)	MA (4)
Valor Social	No (0)	B (1)	M (2)	A (3)	MA (4)
	Si (1)	M (2)	A (3)	MA (4)	MA (5)

Tabla 4. Matriz de valoración del territorio

Se obtiene:

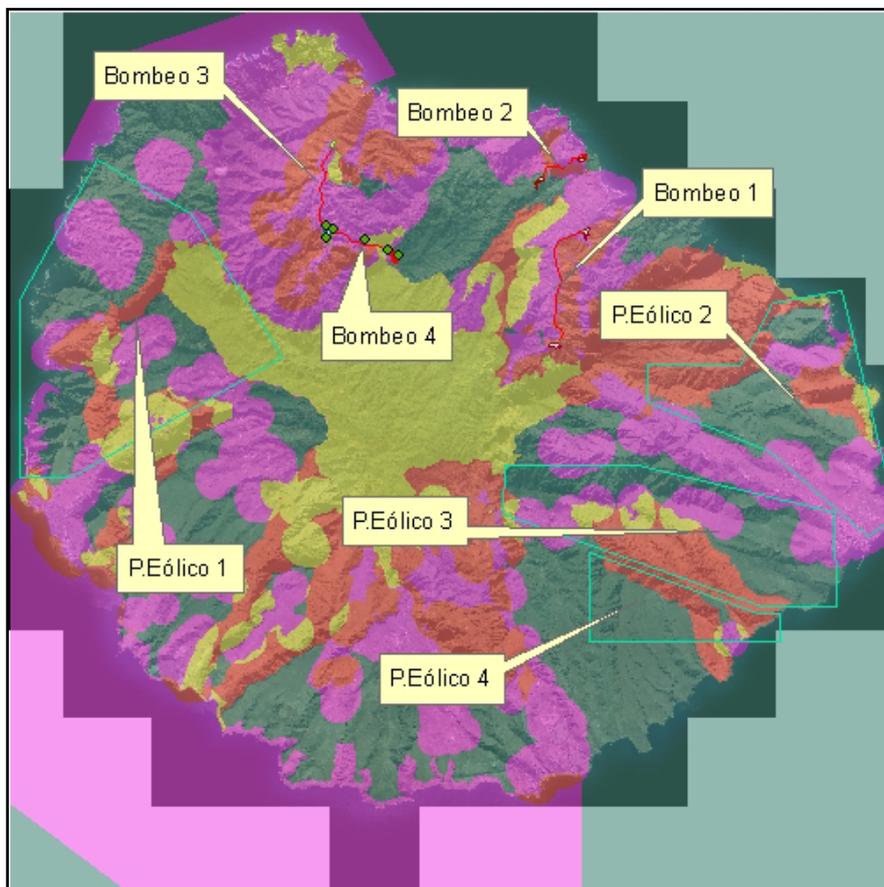


Ilustración 13. Valor del territorio.



Ilustración 14. Leyenda.

Restricciones de actuación

Una vez conocido el valor final del territorio se establece la restricción inicial de actuar en las zonas en las que el valor del territorio sea Muy Alto, para contrastar la ubicación planteada para cada alternativa. De dicha restricción se obtiene la localización de zonas en las que para que sea viable cualquier tipo de actuación se deberán adoptar medidas protectoras, correctoras e incluso compensatorias para minimizar posibles afecciones al medio.

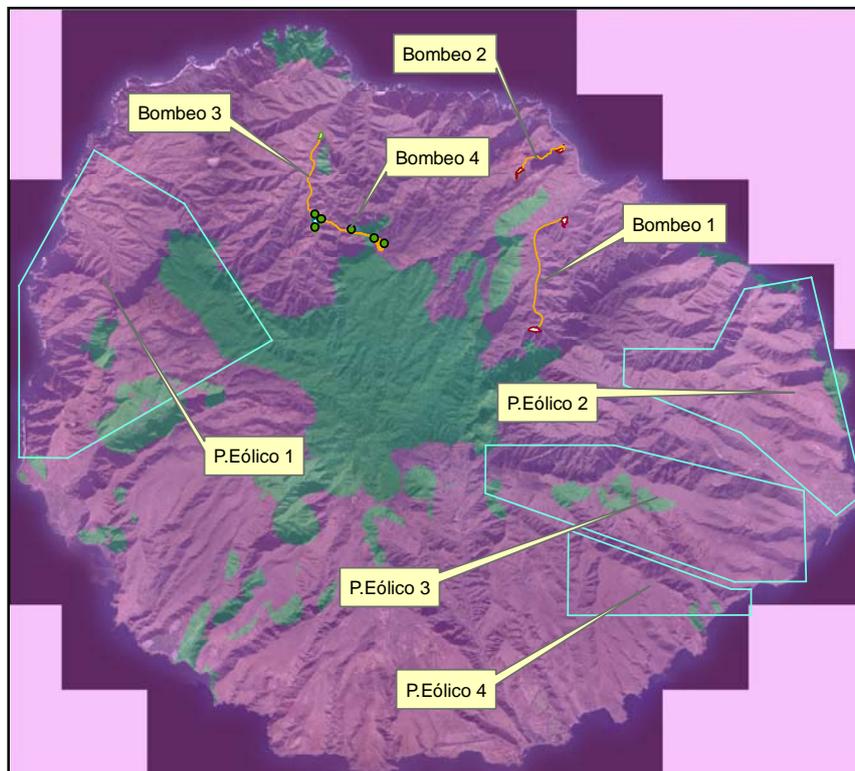


Ilustración 15. Restricciones derivadas de la valoración del territorio.

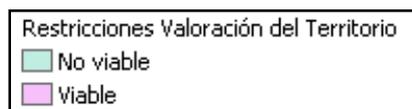


Ilustración 16. Leyenda.

De forma general, una vez establecidas las restricciones puede ocurrir que terminada esta fase se planteen las siguientes posibilidades:

- Que no quede ninguna alternativa; es decir, que ambientalmente ninguna de las soluciones propuestas cumpla con los requisitos mínimos de calidad ambiental exigibles teniendo en cuenta los valores ambientales que deben ser objeto de protección.
- Que queden una o varias alternativas que superen los indicadores de restricción y que constituirían una propuesta reducida de alternativas, identificado como el grupo de alternativas ambientalmente viables.
- Que se planteen medidas preventivas, correctivas y compensatorias para que las soluciones no viables inicialmente, puedan serlo.

A partir de esta primera valoración se han obtenido las zonas de la isla en las que a priori es viable o no la implantación de la central hidroeléctrica.

Se observa como en todas las opciones planteadas para el parque eólico existen zonas en las que a priori se plantea inviable la ubicación del mismo por el valor del territorio, por lo que se plantea que la solución adoptada se deberá ubicar fuera de las citadas zonas. Para el caso de la central de bombeo y la central hidroeléctrica, a priori son viables todas las alternativas propuestas, siendo la Alternativa 4 viable pero con condicionantes, ya que presenta un tramo de la tubería forzada que pasa por el Parque Nacional de Garajonay.

b. Capacidad de acogida del territorio.

Una vez obtenido el primer nivel de restricción, calculado a partir de la valoración del territorio, se ha aplicado un segundo nivel de restricción ambiental y social, más intenso y detallado, mediante la aplicación de indicadores de capacidad de acogida del territorio. Las zonas del territorio que superen esta segunda fase se pueden considerar zonas ambiental y socialmente preferentes para la localización de la alternativa.

Sin embargo, es evidente que para cada alternativa no todos los impactos ambientales son iguales, pues dependen de factores como el tipo de solución constructiva particular o de la forma de ejecutar la obra, entre otros aspectos fundamentales. Por lo tanto, estas cuestiones deben tenerse en cuenta a la hora de valorar cada alternativa.

Se define a continuación la capacidad de acogida considerada para cada una de las variables estudiadas.

Con la representación en un plano de los diferentes aspectos sensibles del medio se consigue una primera aproximación de carácter básico para poder identificar los ámbitos de capacidad de acogida admisible, es decir, de aquellas zonas en las que la implantación de una infraestructura con características similares a las planteadas en el presente estudio tendría una repercusión ambiental y social mínima.

Estos ámbitos de capacidad de acogida son el punto de partida para el estudio previo de alternativas, objeto del presente estudio, y posterior desarrollo de la alternativa más adecuada.

Para la valoración de la capacidad de acogida se han tenido en cuenta tres niveles básicos de referencia, es decir, el medio físico, el ambiental y el territorial. Para esta fase inicial, la valoración se ha establecido de la siguiente manera:

- Capacidad de Acogida Muy Baja: Son aquellas áreas en las que sus condiciones ambientales, físicas y territoriales de calidad o de fragilidad (capacidad de absorción)

hacen que la construcción de la central no sea directamente asumible, obligando el establecimiento de una serie de medidas no sólo correctoras sino además compensatorias.

- Capacidad de Acogida Baja: Son aquellas áreas en las que la viabilidad de la futura construcción de la central exige que, para minimizar los efectos a grados admisibles, se incorporen al proyecto medidas de naturaleza estructural que afecten a la esencia de su diseño, tales como conducciones enterradas, ajustes del trazado de tubería, reubicación de aerogeneradores, etc.
- Capacidad de Acogida Media: Son aquellas áreas en las que la viabilidad global de la construcción de la central se consigue mediante la aplicación de medidas preventivas y correctoras de manera convencional, tales como planes de revegetación, integración paisajística, etc.
- Capacidad de Acogida Alta: Son aquellas áreas cuya fragilidad global se encuentra ya disminuida por la presencia de otras infraestructuras, o cuyos terrenos se encuentran muy degradados. Aún así se considera que requieren medidas preventivas y correctoras.

Para estimar la capacidad de acogida del territorio de la isla se han tenido en cuenta las siguientes variables:

- Distancia a ríos
- Distancia a núcleos urbanos
- Distancia a carreteras
- Usos del suelo-Vegetación
- Valor del territorio

Cabe señalar que en el estudio de viabilidad técnica de alternativas para la central de bombeo y la central hidroeléctrica se han tenido en cuenta las características hidrogeológicas del terreno para la valoración de la alternativa más adecuada. A su vez, el estudio de viabilidad técnica de alternativas para el parque eólico ha tenido en cuenta las pendientes del terreno para valorar la alternativa más adecuada.

El criterio de valoración seguido para la capacidad de acogida es el indicado a continuación para cada variable estudiada:

Distancia a ríos

Se han establecido 30 metros como distancia mínima a los ríos, que es la distancia de policía establecida en el Art. 5.3 del Plan Hidrológico Insular de La Gomera, aprobado por el Decreto 101/2002, de 26 de julio.

RIOS	
Distancia en m	Valor
Menos de 30	0
30-60	1
60-90	2
90-120	3
Más de 120	4

Tabla 5. Delimitación zona de policía.

Distancia a núcleos urbanos y viviendas

A la hora de establecer restricciones respecto a la distancia mínima establecida a núcleos urbanos para las actuaciones a realizar, se ha establecido una diferenciación entre la tubería forzada y los aerogeneradores.

Para el caso de la tubería forzada se han establecido 100 metros como distancia mínima, puesto que se considera una distancia adecuada para minimizar afecciones a la población. Para los aerogeneradores se han establecido 250 metros como distancia mínima, puesto que es la distancia mínima establecida en el Art. 25 del Decreto 32/2006, de 27 de marzo, por el que se regula la instalación y explotación de los parques eólicos en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias.

NUCLEOS-AEROGENERADORES		NUCLEOS-TUBERÍA FORZADA	
Distancia en m	Valor	Distancia en m	Valor
Menos de 250	0	Menos de 100	0
250-500	1	100-200	1
500-750	2	200-300	2
750-1000	3	300-400	3
Más de 1000	4	Más de 500	4

Tabla 6. Delimitación distancia a núcleos.

Distancia a carreteras

Se han establecido 100 metros como distancia mínima a carreteras, puesto que se considera una distancia de seguridad adecuada para minimizar afecciones a las vías de comunicación.

CARRETERAS	
Distancia en m	Valor
Menos de 100	0
100-200	1
200-300	2
300-400	3
Más de 500	4

Tabla 7. Delimitación distancia a carreteras.

Usos del suelo-Vegetación

La capacidad de acogida para la variable usos del suelo se ha establecido en función de los tipos de vegetación existentes en la zona de estudio.

USOS DEL SUELO-VEGETACIÓN	
Clasificación	Valor
Laurasia	0
Bosques	1
Prados-Herbazal	2
Agrícolas-Matorral	3
Sin vegetación	4

Tabla 8. Valoración usos del suelo.

Valor del territorio

La capacidad de acogida para la variable valor del territorio se ha establecido en función inversa a la valoración del territorio calculada anteriormente.

VALOR TERRITORIO

Territorio	Valor
Muy Alto = 4	0
Alto = 3	1
Medio = 2	2
Bajo = 1	3
Muy Bajo = 0	4

Tabla 9. Valoración del territorio.

Una vez valorada la capacidad de acogida de cada variable, se realiza la valoración final de capacidad de acogida del territorio, para lo cual se da un peso a cada variable estudiada.

PESO EN LA VALORACIÓN

Variable	Peso (%)
Núcleos	10
Carreteras	10
Ríos	20
Usos del suelo-Vegetación	30
Territorio	30

Tabla 10. Peso en la valoración de capacidad de acogida.

En las ilustraciones incluidas a continuación se puede observar la capacidad de acogida del territorio para el parque eólico y para la central hidráulica-bombeo.

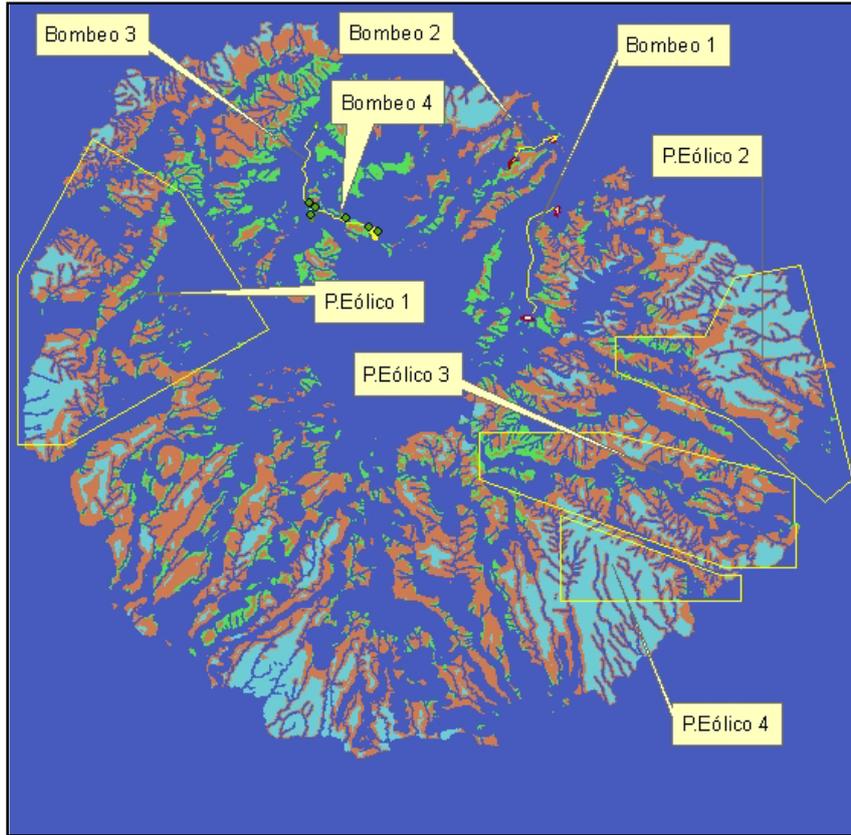


Ilustración 17. Capacidad de acogida Parque Eólico Central

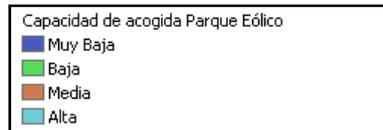


Ilustración 18. Leyenda

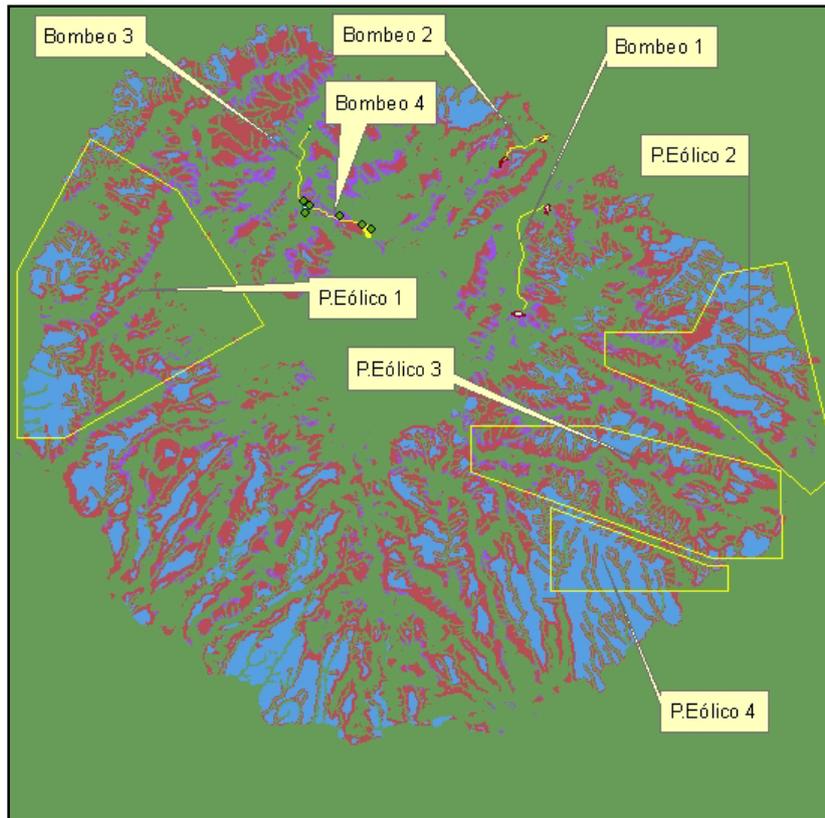


Ilustración 19. Capacidad de acogida Hidráulica-Bombeo

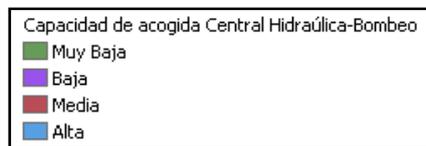


Ilustración 20. Leyenda.

Restricciones

A partir de la valoración de la capacidad de acogida de cada una de las variables estudiadas, se establecen restricciones, que se corresponden con el “Valor = 0” de cada una de las variables.

Restricciones	
Valor Origen	Tipificado
Valor = 0	Restricción = 0
Valor > 0	No restricción = 1

Tabla 11. Valoración de restricciones.

Establecidas las restricciones individuales, se calcula la restricción final, producto de las individuales.

Restricción Final

Valor Origen	Tipificado
Restricción = 0	Restricción = 0
No restricción = 1	No restricción = 1

Tabla 12. Valoración final de restricciones.

Una vez establecidas las valoraciones y restricciones finales se obtienen las zonas donde se podrían localizar las alternativas propuestas. A continuación se muestran las posibilidades de ubicación para los aerogeneradores y la tubería forzada desde el punto de vista medioambiental.

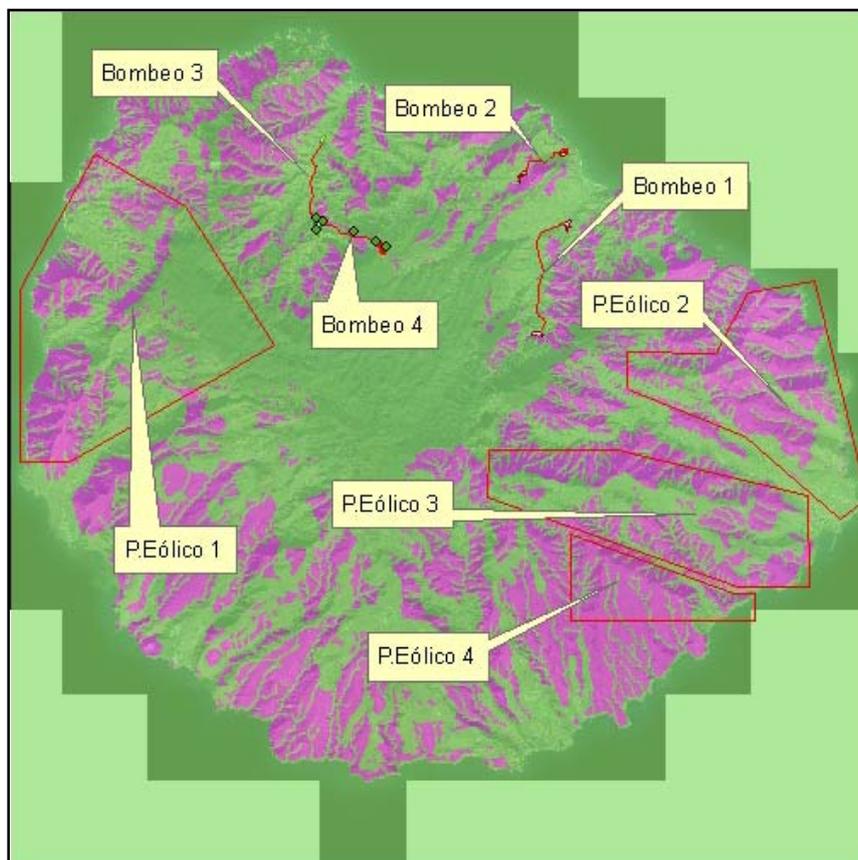


Ilustración 21. Zonas de posible ubicación de los aerogeneradores.

Ubicaciones posibles de Parque Eólico	
■	Con restricciones
■	Sin restricciones

Ilustración 22. Leyenda.

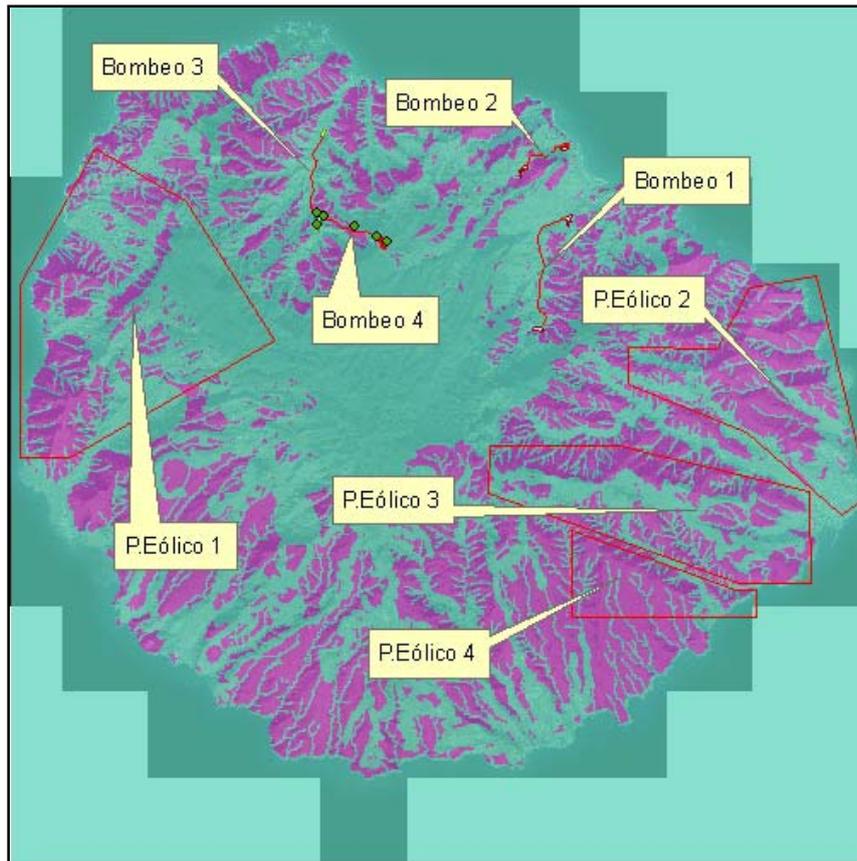


Ilustración 23. Zonas de posible ubicación de la central de bombeo y la central hidráulica.

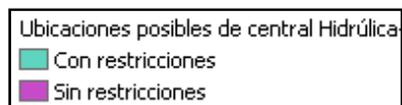


Ilustración 24. Leyenda.

Una vez analizada la capacidad de acogida del territorio se observa como las opciones para ubicar el parque eólico quedan notablemente limitadas en cada una de las zonas propuestas, por los condicionantes establecidos para la ubicación de los aerogeneradores. Ocurre lo mismo con el caso de la central de bombeo, quedando todas las opciones limitadas por el recorrido de la tubería forzada, bien por su transcurso por zonas de alto valor ecológico, caso de la Alternativa 4, o por zonas urbanas, como es el caso de las Alternativas 1, 2 y 3.

Por lo tanto en el caso de que se decida proceder a la ejecución de la central, a la vista de los resultados del análisis multivariante se deberá realizar un estudio de impacto ambiental exhaustivo para analizar y valorar los impactos presentes, y establecer las medidas de protección, corrección y compensación.

c. Comparación de alternativas.

A partir de los resultados obtenidos en el análisis multivariante y el estudio del territorio, las principales afecciones al medio de cada alternativa quedan resumidas en la siguiente tabla.

ALTERNATIVAS CENTRAL HIDRAÚLICA-BOMBEO	1	2	3	4
	Barranco de Monteforte	Barranco de la Viea	Barranco de Macayo	Bombeo de El Quebradón
Infraestructuras aprovechadas	Depósito superior	Depósito superior	Depósito superior	Depósito inferior
Espacios Naturales protegidos y red Natura	LIC	LIC	LIC	Parque Nacional-LIC (3)-ZEPAS-
Longitud de tubería forzada por Espacios Naturales protegidos (m)	0	0	0	300
Longitud de tubería forzada por red Natura 2000 (m)	543	660	0	300
Valor territorio	Alto-Medio	Alto-Medio-Bajo	Alto-Bajo	Bajo-Medio-Alto-Muy Alto
Restricciones	NO	NO	NO	SI
Capacidad de acogida del territorio	Muy Baja	Muy Baja-Baja-Media	Muy Baja	Muy Baja-Baja-Media
Restricciones	SI	SI	SI	SI
Posibilidad de Impacto Visual	Alta	Alta	Alta	Alta
ALTERNATIVAS PARQUE EÓLICO	1	2	3	4
Espacios Naturales protegidos y red Natura 2000	Parque Nacional-Monumento Natural-Parque Rural-LIC (6)-ZEPAS(2)	Parque Natural-Reserva Natural Especial-LIC (4)-ZEPAS	Parque Nacional-Monumento Natural-Reserva Natural Integral-LIC (2)-ZEPAS	LIC
Superficie de Espacios Naturales protegidos (Ha)	1273	563	712	282
La Superficie de LIC's (Ha)	715	118	712	282
Superficie de ZEPAS (Ha)	1451	726	7	0
Valor territorio	Bajo-Medio-Alto-Muy Alto	Bajo-Medio-Alto-Muy Alto	Bajo-Medio-Alto-Muy Alto	Bajo-Medio-Alto-Muy Alto
Restricciones	SI	SI	SI	SI
Capacidad de acogida del territorio	Muy Baja-Baja-Media-Alta	Muy Baja-Baja-Media-Alta	Muy Baja-Baja-Media-Alta	Muy Baja-Baja-Media-Alta
Restricciones	SI	SI	SI	SI
Actuación sobre el medio para adecuación de accesos	Alta	Baja	Moderada	Alta
Posibilidad de Impacto Visual	Alta	Alta	Alta	Alta

Tabla 13. Resumen afecciones ambientales.

Tal y como queda indicado en la tabla resumen todas las alternativas, tanto para el parque eólico como para la central hidráulica-bombeo, presentan algún tipo de restricción derivada de diferentes condicionantes.

Los comentarios oportunos a la tabla anterior se contemplan en el apartado de análisis ambiental de alternativas comprendido en el correspondiente estudio de alternativas del parque eólico y de la central hidráulica-bombeo.

V.viii. Principales efectos y beneficios medioambientales

Además de la valoración realizada en el análisis multivariante, los principales efectos y beneficios ambientales a tener en cuenta en para valorar la viabilidad de infraestructuras semejantes a las planteadas son los indicados a continuación.

Efectos ambientales

Los efectos principales sobre el medio, derivados tanto de los aprovechamientos hidroeléctricos como del parque eólico, tendrían lugar en las fases de ejecución y explotación.

En el caso de los aprovechamientos hidroeléctricos las afecciones fundamentales al medio son la ocupación provisional y/o definitiva de un espacio físico (ocupación por las infraestructuras, canteras, caballeros, accesos, líneas eléctricas, instalaciones provisionales, etc.), movimientos de tierra, uso de maquinaria pesada, la generación de emisiones (ruidos, polvo, vertidos, etc.), construcción del edificio de la central y la inundación definitiva de los depósitos planteados.

En el caso del parque eólico las afecciones fundamentales al medio son el despeje, desbroce y la ocupación de terreno, movimientos de tierra, uso de maquinaria pesada, cimentación, montaje de los aerogeneradores, construcción del edificio de control, zanjas y nuevos viales, almacenamiento de materiales y residuos, ruidos durante las obras y ruido de los aerogeneradores.

Beneficios ambientales y sociales de la central hidroeléctrica

Los principales beneficios resultantes tanto de los aprovechamientos hidroeléctricos como del parque eólico son:

- Utilización de un recurso renovable.
- Generación de energía limpia (sin residuos contaminantes ni emisiones) de carácter autóctono (reducción grado de dependencia exterior y refuerzo de la seguridad de suministro).
- Producción de energía eléctrica con carácter de generación distribuida (situada en diferentes puntos de la isla) que de consistencia a la red.
- Generación de puestos de trabajo (mayor que las tecnologías convencionales) que favorece el desarrollo y la cohesión regional.
- Producción de energía eléctrica sin emisiones de CO₂, contribuyendo a los objetivos nacionales de reducción de la emisión de GEI.
- Ahorro de recursos naturales no renovables.

V.ix. Solución adoptada

El último paso previo a la elección de la alternativa más adecuada, consiste en evaluar para cada alternativa las restricciones en cuanto a ubicación e identificar aquellas medidas ambientales que se deben adoptar en caso considerarse necesario para reducir, eliminar o compensar los efectos principales efectos negativos valorados en este primer análisis ambiental.

A partir de la valoración anterior, y de los estudios de viabilidad técnica y económica de las alternativas, se plantea como solución óptima para la central hidroeléctrica la

conjunción de la Alternativa 4, para la central de bombeo, y de la Alternativa 3, para el parque eólico. Esta solución implica el planteamiento de diferentes medidas para la minimización, protección y corrección de las posibles afecciones que pudiera dar lugar el tramo de tubería forzada que transcurre, por el Parque Nacional. La principal medida propuesta para minimizar las afecciones, es la realización de una conducción subterránea para dicho tramo de tubería. Para el caso del parque eólico, la principal medida a tener en cuenta es la ubicación de los aerogeneradores en los puntos en los que no existan las limitaciones obtenidas en el análisis realizado.

V.x. Justificación de la solución adoptada

Teniendo en cuenta lo indicado anteriormente a cerca de la problemática energética de los sistemas insulares y los beneficios que se obtendrían con la ejecución de una central hidroeólica, se considera que los posibles impactos ambientales que pudieran surgir de la ejecución de la solución planteada son notablemente compensados con el beneficio medioambiental y social subyacente. En caso de que prosperase la solución planteada, se deberá realizar un estudio de impacto ambiental, que identifique y valore los posibles impactos que se pudieran ocasionar, y plantee medidas para la prevención, corrección de los mismos.

Además de los beneficios directos para la isla, el ahorro en diesel para la generación eléctrica, implica beneficios medioambientales que se traducen en un ahorro de emisiones de CO₂ de aproximadamente 65.327 toneladas/año con el consumo actual – estimadas en 83.815 t/año en el horizonte del 2030 – y una disminución notable del transporte marítimo para el abastecimiento de combustible.

VI. Simulación y Dimensionamiento del Sistema

VI. Simulación y dimensionamiento del sistema.

VI.i. Introducción.

El funcionamiento del aprovechamiento hidroeólico depende de numerosas variables: la demanda eléctrica, la velocidad del viento, las niveles en los depósitos superior e inferior, las aportaciones y consumos en este último, etc. El estado de todas ellas, en un instante dado, determina el comportamiento del sistema, esto es, la potencia del parque eólico, estación de bombeo, central hidroeléctrica, central térmica, y los caudales bombeados/turbinados. Un correcto análisis del funcionamiento a lo largo de una serie temporal permite obtener, integrando los sucesivos estados, la producción de energía del parque eólico, de la central hidroeléctrica y de la central térmica, que cubren el consumo eléctrico de la isla y de la estación de bombeo. Se obtiene, en definitiva, el *mix eléctrico* esperado en la isla y el comportamiento del sistema de regulación de energía implantado.

El proyecto del sistema hidroeólico persigue incrementar el grado de autoabastecimiento energético de la isla a partir de fuentes renovables y la reducción de emisiones de la central térmica diesel que en la actualidad produce la totalidad de la energía eléctrica, sin perder de vista la viabilidad económica del mismo. Un determinado grado de penetración de fuentes renovables lleva aparejado un dimensionamiento de los elementos del sistema y una inversión.

En el presente apartado se analiza, a través de una simulación, para una penetración de fuentes de energía renovable de 90%, 75% y 50% en el horizonte de los años 2020 y 2030, el comportamiento del sistema para distintas configuraciones, obteniéndose el dimensionamiento óptimo de cada uno de sus elementos que consigue el objetivo con una inversión mínima. Se han considerado dos horizontes temporales porque algunos de los elementos del sistema hidroeólico, en particular el parque eólico, presentan una modularidad que permiten incrementar su equipamiento en función de las necesidades. A medida que la demanda de energía eléctrica crece, es posible adecuar nuestro sistema para lograr la cobertura energética planteada, acometiendo la inversión en varias fases.

Una vez determinado la potencia óptima de equipamiento de parque eólico, estación de bombeo y central hidroeléctrica, en cada uno de los escenarios, se estudia el comportamiento del sistema a lo largo de toda la serie 2010 – 2040. La producción de energía a partir de fuentes renovables en el sistema eléctrico de la Isla de La Gomera, y el grado de penetración servirá como dato de partida en el análisis económico financiero abordado en el siguiente apartado.

VI.ii. Modos de explotación.

El sistema hidroeólico puede operar en los siguientes modos de funcionamiento:

- Cuando la potencia del parque eólico es superior a la demanda de energía, la estación de bombeo se encuentra en funcionamiento si los niveles en los depósitos superior e inferior lo permiten. El exceso de energía se almacena en forma de energía potencial gravitatoria de la masa de agua bombeada al depósito superior.
- En el caso de que la potencia del parque eólico sea inferior a la demanda, si el nivel en el depósito superior lo permite, la central hidroeléctrica generará

con la potencia que equilibre el consumo. Se libera de esta manera la energía almacenada previamente, En el caso de que esta potencia no sea suficiente, la central térmica diesel entra en funcionamiento.

- En cualquiera de los dos casos, con el fin de garantizar la estabilidad de la red, se impone la condición de que la generación de electricidad en la central hidroeléctrica sea, al menos, un 30% del total. Si esta potencia de generación supone un desequilibrio entre producción y consumo, el balance se logra con la entrada en funcionamiento de los grupos de bombeo. En aquellos casos en los que el nivel en el depósito superior no permita turbinar, entrará en funcionamiento la central térmica diesel hasta lograr el 30% del total.

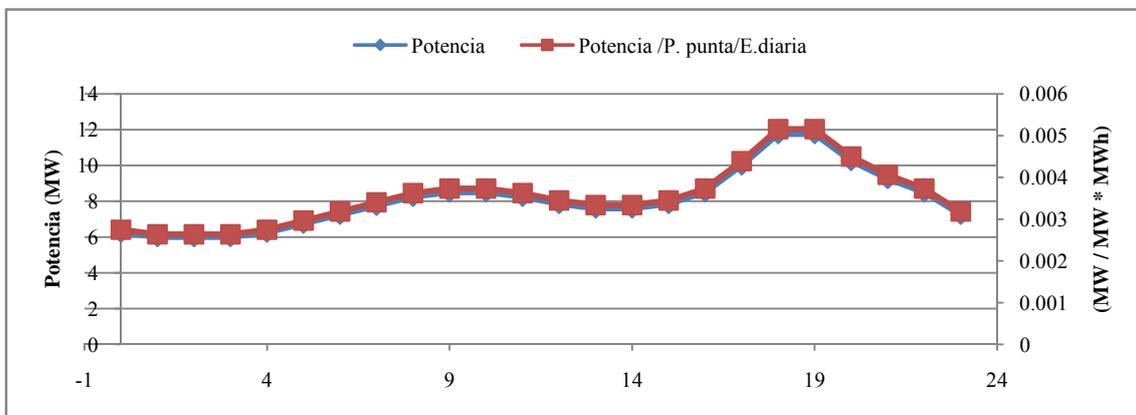
Del modo descrito, la disposición de un sistema de bombeo hidráulico, parque de aerogeneradores y grupos diesel, se consigue la regulación y estabilidad de la red eléctrica de la isla.

VI.iii. Datos de partida e hipótesis previas.

En la simulación del funcionamiento del aprovechamiento hidroeólico se han tomado los siguientes datos de partida.

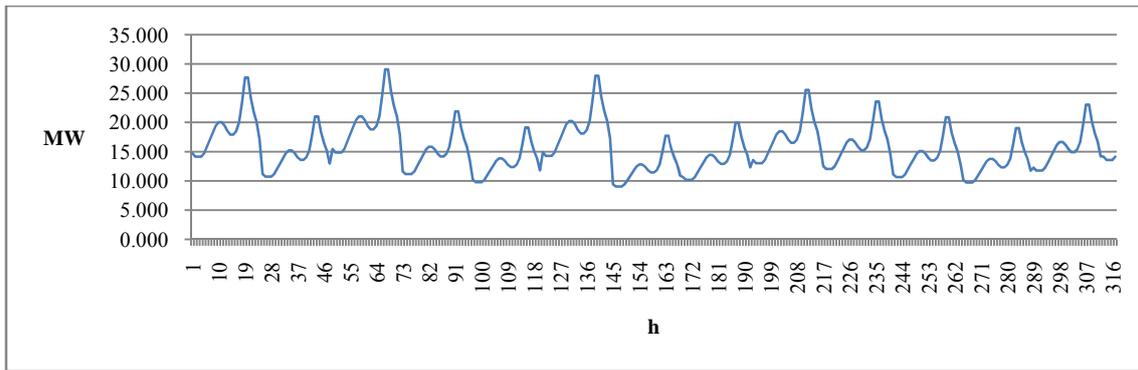
a. Demanda eléctrica.

A partir del estudio de la curva diaria de la demanda en la Isla de La Gomera, se ha construido una curva de la demanda normalizada con la energía diaria consumida y la potencia punta, para un día tipo.



Gráfica 1. Curva de potencia

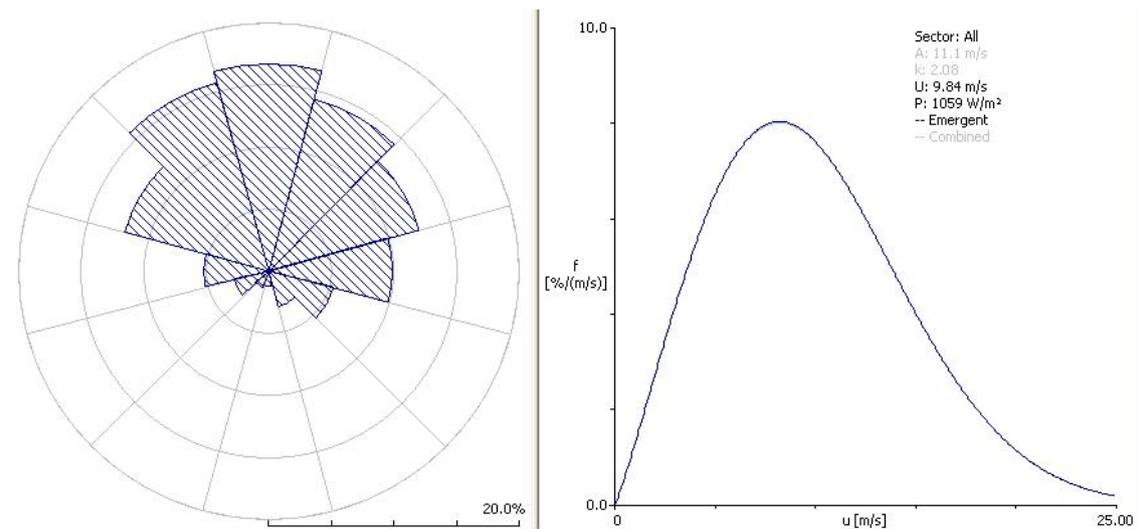
Para cada año de la serie se obtiene la curva de la demanda tipo multiplicando los valores de la curva normalizada por los valores de la demanda media diaria y punta de demanda esperadas. Estos últimos datos se extraen del estudio de la evolución de la demanda eléctrica efectuado con anterioridad. A partir de esta curva se genera una serie con valores de potencia media horaria para cada año, afectada por ruido, de modo que también se simula la variabilidad inherente a la demanda eléctrica.



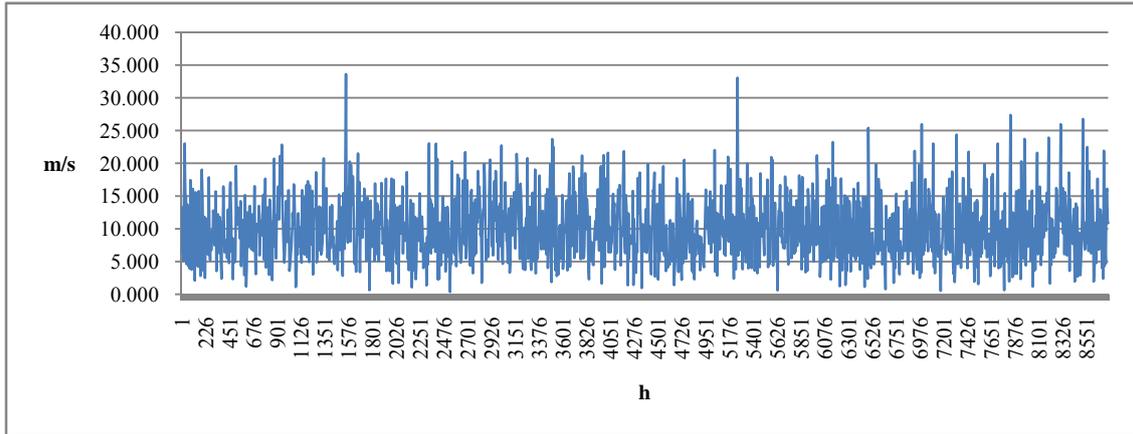
Gráfica 2. Demanda eléctrica. Parte de la serie anual para el Año 2030.

b. Velocidad del viento y curva de potencia de los aerogeneradores.

La potencia del parque eólico depende fundamentalmente del valor de la velocidad del viento a la altura de buje y de la curva de potencia de los aerogeneradores que lo constituyen. A partir de la función de distribución de velocidad del viento a la altura del buje de un aerogenerador del parque diseñado, cuya producción se acerca a la media del total, se ha generado una serie sintética de datos, la cual cubre un año completo. Esta serie es empleada para cada uno de los años que contempla la simulación.

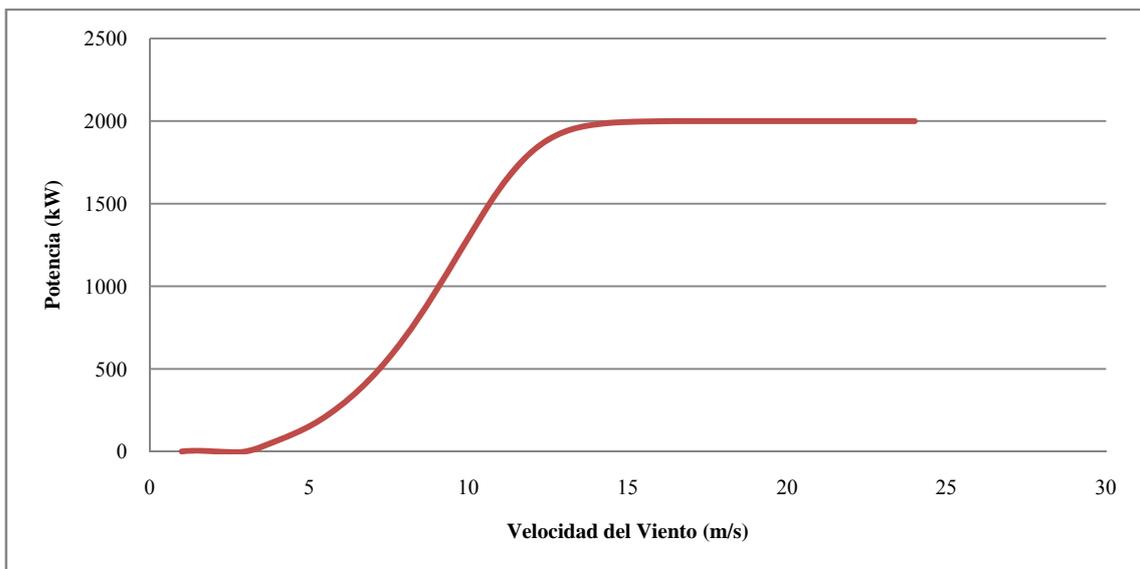


Gráfica 3. Distribución de dirección y velocidad del viento a la altura del buje del aerogenerador representativo.

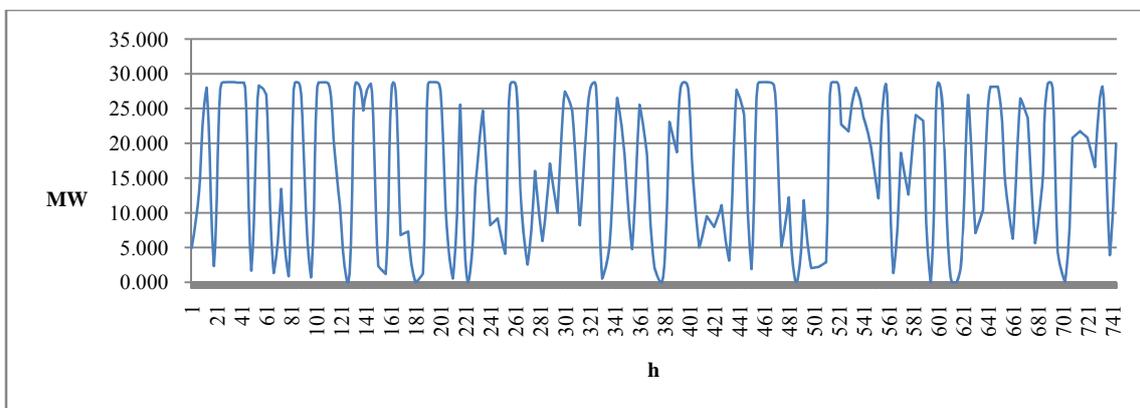


Gráfica 4. Serie sintética de velocidad del viento. $k=2.08$ $A=11.1$ m/s

Con la curva de potencia del aerogenerador instalado y el valor de la velocidad del viento, se obtiene la potencia del aerogenerador representativo del parque en cada paso de la simulación, aplicando los correspondientes factores de pérdidas y corrección de la densidad del aire. La potencia total del parque se obtiene extrapolando este valor al resto de aerogeneradores.



Gráfica 5. Curva de potencia de aerogenerador G80



Gráfica 6. Potencia del P.Eólico en el escenario de 90 % de cobertura con E.R.

c. Aportaciones y consumo de agua en el depósito inferior y superior.

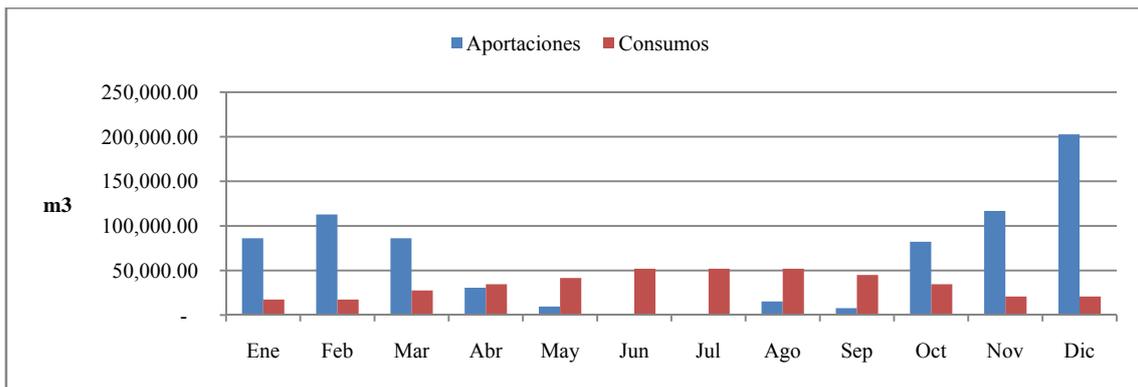
Los valores medios mensuales de aportaciones y consumo de agua en la Presa de la Encantadora se han obtenido a partir de los valores contemplados en el Plan Hidrológico Insular de la Gomera, del año 2003. De modo simplificado, dentro de cada mes, se ha supuesto constantes las aportaciones y el consumo de agua de acuerdo con los valores medios.

Presa de la Encantadora

		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Aportaciones	m3	86,096.94	112,882.65	86,096.94	30,612.24	9,566.33	-	-	15,306.12	7,653.06	82,270.41	116,709.18	202,806.12	750,000.00
	m3/h	115.72	167.98	115.72	42.52	12.86	-	-	20.57	10.63	110.58	162.10	272.59	
Consumos	m3	17,291.67	17,291.67	27,666.67	34,583.33	41,500.00	51,875.00	51,875.00	51,875.00	44,958.33	34,583.33	20,750.00	20,750.00	415,000.00
	m3/h	23.24	25.73	37.19	48.03	55.78	72.05	69.72	69.72	62.44	46.48	28.82	27.89	

Tabla 1. Aportaciones y consumo de agua en el embalse de la Gomera.

Como ya se ha comentado en la discusión de las distintas alternativas, el volumen de recursos finalmente utilizado – 0,45 hm³ anuales – no es más que un 55 % de la capacidad total. La razón principal es el sobredimensionamiento de la presa. Por tanto, es de esperar que la construcción de un sistema reversible de bombeo / turbinación no afecte a los usos del agua.



Gráfica 7. Aportaciones y consumo de agua en el depósito inferior.

En el caso del depósito superior no se han considerado ni aportaciones ni consumo de agua. Las variaciones del volumen almacenado dependerán por tanto únicamente del caudal turbinado y bombeado.

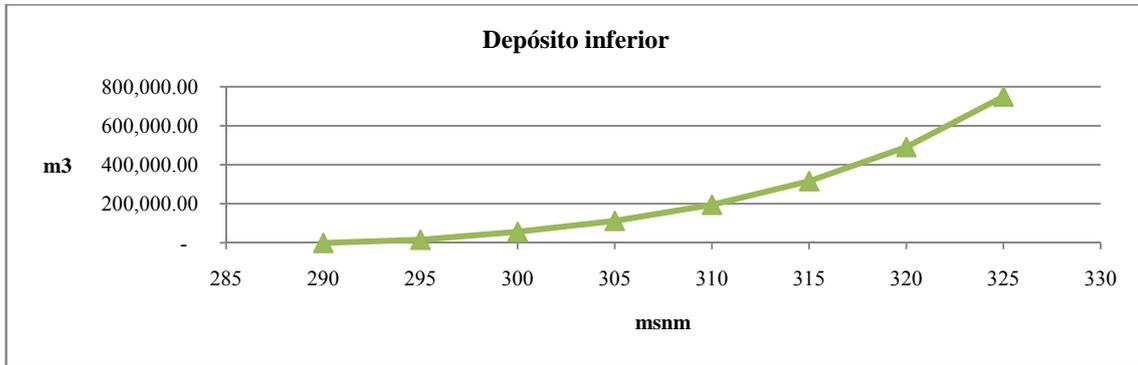
De modo simplificado, en ninguno de los dos depósitos se han considerado pérdidas.

d. Salto bruto. Nivel de la lámina de agua vs. volumen almacenado.

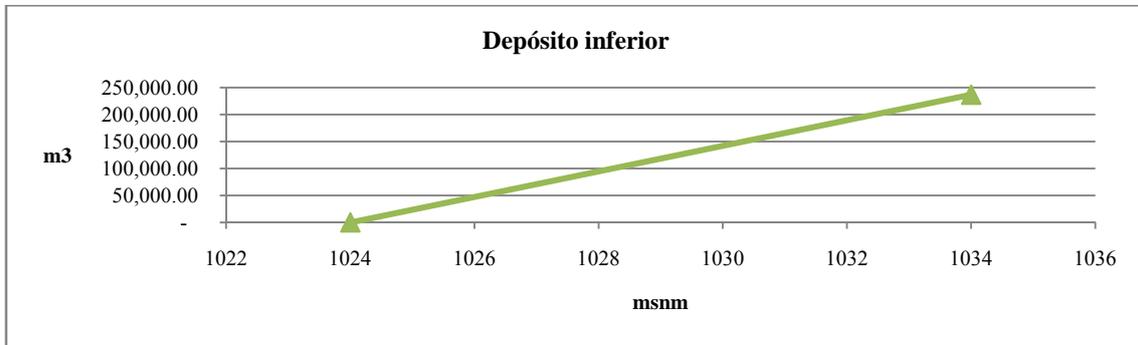
El salto bruto existente en un momento dado depende de la diferencia de cota entre las láminas de agua en el depósito superior e inferior, que a su vez es función del volumen almacenado.

Simplificadamente, en el depósito superior se ha considerado una relación lineal entre el volumen y la cota de la lámina de agua, asumible pues su geometría es bastante regular.

La curva que relaciona el nivel de la lámina de agua y el volumen almacenado en la Presa de la Encantadora se ha obtenido a partir de la orografía, analizada en la cartografía digital escala 1:5.000.



Gráfica 8. Volumen almacenado vs nivel de la lámina de agua.



Gráfica 9. Volumen almacenado vs nivel de la lámina de agua.

e. Salto neto. Pérdidas en la tubería forzada.

Las pérdidas lineales en la conducción forzada se han evaluado, de modo simplificado, empleando la fórmula de Manning:

$$i = \frac{n^2 \cdot v^2}{R_h^{\frac{4}{3}}}$$

donde,

i es la pendiente hidráulica.

n es la rugosidad, que en el caso del acero toma un valor aproximado de 0,011

R_h es el radio hidráulico de la sección, que en el caso de una tubería circular es igual a la cuarta parte de su diámetro interior.

El total de las pérdidas lineales será igual al producto de la pendiente hidráulica (i) y la longitud de desarrollo de la conducción (L):

$$\Delta h_{lineales} = i \cdot L$$

En cuanto a las pérdidas localizadas, dado que se trata de un estudio previo, se han asumido de modo simplificado como un 30% de las pérdidas lineales. Por tanto las pérdidas totales en la conducción ascienden a:

$$\Delta h = \Delta h_{lineales} \cdot (1,0 + 0,3)$$

Puesto que en cada paso de la simulación el caudal que fluye a través de la tubería es distinto en cada paso de la simulación, también lo serán las pérdidas de carga. Estas son proporcionales al cuadrado del caudal, por lo que se evalúan con la siguiente fórmula:

$$\Delta h = k \cdot Q^2$$

donde,

Δh es la pérdida de carga (m.c.a.)

Q es el caudal

k es un coeficiente obtenido a partir del cálculo de la p.d.c. con caudal nominal

Por último, el salto neto en cada momento se obtiene sumando o restando la pérdida de carga resultante al salto bruto según se esté bombeando o turbinando.

f. Rendimiento de los grupos hidráulicos. Potencia hidráulica.

Se han considerado los siguientes rendimientos, característicos de este tipo de equipos.

Estación de bombeo		
Rendimiento motor+instalación eléctrica	95.04%	95.04%
Rendimiento bomba	88.00%	88.00%
Rendimiento total	83.64%	83.64%
Central hidroeléctrica		
Rendimiento generador+instalación eléctrica	95.04%	95.04%
Rendimiento turbina	92.00%	92.00%
Rendimiento total	87.43%	87.43%

Tabla 2. Rendimiento de los equipos electromecánicos.

Los rendimientos de los equipos relacionan la potencia hidráulica y eléctrica del siguiente modo:

- En el caso de las turbinas,

$$P_e = \eta_t \cdot \eta_g \cdot P_h$$

donde,

P_e es la potencia eléctrica

η_t es el rendimiento de la turbina, asumido igual a 0,92

η_g es el rendimiento eléctrico del generador, asumido igual a 0,96 x 0,99

P_h es la potencia hidráulica

- En el casos de los grupos de bombeo,

$$P_e = \frac{1}{\eta_m} \cdot \frac{1}{\eta_b} \cdot P_h$$

donde,

P_e es la potencia eléctrica.

η_m es el rendimiento eléctrico del motor, asumido igual a 0,96 x 0,99

η_b es el rendimiento mecánico de la bomba, asumido igual a 0,88.

P_h es la potencia hidráulica

g. Caudal bombeado/turbinado

A partir de la diferencia entre potencia hidráulica de turbinación y de bombeo¹ se obtiene la potencia hidráulica con la que se está turbinando o bombeando a través de la tubería. Se ha adoptado como criterio que potencias positivas corresponden con turbinación y negativas con bombeo. Adoptando este criterio se están despreciando las pérdidas existentes entre la central de bombeo e hidroeléctrica con respecto a las pérdidas en la tubería.

Con la potencia hidráulica y el salto neto existente, se obtiene en un proceso iterativo el caudal de agua turbinado o bombeado entre los depósitos en cada paso de la simulación.

h. Inversión.

El proceso de cálculo y los datos de partida empleados para estimar la inversión necesaria para cada una de las configuraciones se indican en el estudio económico-financiero.

VI.iv. Simulación.

La simulación se desarrolla para cada año de la serie 2010-2040. Consiste en 8760 pasos horarios de cálculo, en los que:

- Se obtiene la potencia media horaria de la demanda de la serie sintética generada.
- A partir del valor de la velocidad de viento de la serie sintética generada se obtiene la potencia media horaria del parque eólico.
- Si la potencia del parque eólico es inferior a la demanda, y siempre que exista suficiente volumen almacenado en el depósito superior, entra en funcionamiento la central hidroeléctrica con la potencia necesaria para equilibrar generación y consumo, con el límite de la potencia de equipamiento de la central.
- Si la potencia del parque eólico es superior a la demanda, y siempre que exista suficiente volumen almacenado en el depósito inferior y no se haya alcanzado el máximo volumen de almacenamiento del depósito superior, entra en funcionamiento la central de bombeo con la potencia necesaria para equilibrar generación y consumo, con el límite de la potencia con que está equipada.
- En cualquiera de los casos, la central hidroeléctrica funciona con una potencia tal que cubre por lo menos el 30% de la generación de electricidad. En el caso de que no sea posible turbinar (depósito superior por debajo del nivel mínimo de explotación) o que la potencia necesaria supere la de equipamiento, la diferencia la suple la central térmica. Si esta condición produce un desequilibrio entre generación y consumo, se corrige adecuando la potencia de la central de bombeo.
- En el peor de los casos, generación y consumo se equilibran con la potencia de la central térmica.

¹ Ya se ha explicado que, en un momento dado, con el objeto de garantizar la estabilidad del sistema eléctrico, los grupos de bombeo y las turbinas pueden estar funcionando simultáneamente.

- En el caso en que exista sobregeneración², se corrige la potencia eólica de modo que se equilibre generación y consumo.
- Aplicando los rendimientos de los equipos a la potencia eléctrica producida/consumida por la central hidroeléctrica/de bombeo, se obtiene la potencia hidráulica. La diferencia entre ellas es la potencia con que el agua se está turbinando/bombeando a través de la tubería forzada entre los dos depósitos.
- En función del volumen almacenado en los depósitos se obtiene el salto bruto.
- A partir del salto bruto, coeficiente de pérdidas de la tubería, y potencia hidráulica, se obtiene en un proceso iterativo el salto neto y caudal turbinado/bombeado a través de la tubería forzada.
- Con este caudal, se establece el volumen en los depósitos inferior y superior en el siguiente proceso de cálculo.
- Se repite el proceso descrito en los siguientes pasos de cálculo.

Para cada uno de los escenarios (90%, 70% y 50% de cobertura de la demanda eléctrica con fuentes de energías renovables), se comprueban distintas configuraciones con las que se consigue la cobertura deseada, adoptándose finalmente aquella que supone menor inversión.

² Este caso se produce cuando la potencia del parque eólico es muy superior a la potencia con que la central de bombeo está equipado, y equivale en la práctica a la desconexión de aerogeneradores.

VI.v. Resultados.

a. Escenario 90% de cobertura con fuentes renovables.

Las características técnicas de la solución que consigue un 90% de cobertura de la demanda eléctrica de la Isla de la Gomera con el sistema hidroeléctrico, en los años 2020 y 2030, se resumen a continuación.

Año horizonte		2020	2030
Demanda			
Demanda eléctrica	(Gwh _e)	105.31	130.87
Punta de demanda	(Mw _e)	39.12	45.45
Cobertura de renovables		87%	90%
Restricciones (Energía)		0.000%	0.000%
Restricciones (tiempo)		0.377%	0.331%
Estación de bombeo			
Potencia instalada	(Mw _e)	18.00	18.00
Potencia hidráulica	(MW)	15.05	15.05
Caudal nominal	(m ³ /s)	2.08	2.08
Salto bruto	(m)	744.00	744.00
Salto neto	(m)	747.58	747.58
Rendimiento motor+instalación eléctrica		95.04%	95.04%
Rendimiento bomba		88.00%	88.00%
Rendimiento total		83.64%	83.64%
Energía consumida	(Gwh _e)	40.05	51.28
Horas de funcionamiento equivalente	(hev)	2224.89	2848.84
Central hidroeléctrica			
Potencia instalada	(Mw _e)	20.00	20.00
Potencia hidráulica	(MW)	22.87	22.87
Caudal nominal	(m ³ /s)	3.34	3.34
Salto bruto	(m)	709.00	709.00
Salto neto	(m)	698.56	698.55
Rendimiento generador+instalación eléctrica		95%	95%
Rendimiento turbina		92%	92%
Rendimiento total		87%	87%
% Demanda mínimo		30%	30%
Energía suministrada	(Gwh _e)	37.08	46.25
Horas de funcionamiento equivalente	(hev)	1853.84	2312.70

Tubería forzada			
Longitud	(m)	2010.00	2010.00
Diámetro	(m)	1.14	1.14
$v_{\text{turbina}}^{\text{turbina}}$	(m/s)	2.66	2.66
$v_{\text{bombeo}}^{\text{bombeo}}$	(m/s)	1.66	1.66
n Manning		0.01	0.01
Pendiente hidráulica	(m/km)	4.00	4.00
Coefficiente de pérdidas k ($\Delta h=k \cdot Q^2$)		1.60	1.61
$\Delta h_{\text{max}}^{\text{turbina}}$	(m)	10.44	10.45
$\Delta h_{\text{max}}^{\text{bombeo}}$	(m)	3.58	3.58
Depósitos			
Superior			
Capacidad	(hm^3)	0.237	0.237
Cota máxima de la lámina de agua	(msnm)	1034.00	1034.00
Cota mínima de la lámina de agua	(msnm)	1024.00	1024.00
Inferior			
Capacidad	(hm^3)	0.750	0.750
Cota máxima de la lámina de agua	(msnm)	325.00	325.00
Cota mínima de la lámina de agua	(msnm)	290.00	290.00
Parque Eólico			
n° de aerogeneradores		10	15
Potencia unitaria	(MW)	2	2
Potencia instalada	(MW)	20	30
Rendimiento global		96%	96%
Energía suministrada	(GWh _e)	94.64	123.19
Horas equivalentes	(hev)	4732.65	4106.45
Central Diesel			
Potencia	(Mw _e)	25	25
Energía suministrada	(GWh _e)	13.50	12.61
Horas equivalentes a plena potencia	(hev)	540.19	504.37

Tabla 3. Características técnicas de la solución óptima para un 90% de cobertura de renovables.

Destaca el hecho de que el equipamiento resultante para la estación de bombeo es algo menor de la hidroeléctrica, debido a que, por lo general, se bombeará agua en el periodo nocturno, cuya duración es mayor que la de los periodos de punta de demanda, en los que será necesario turbinar.

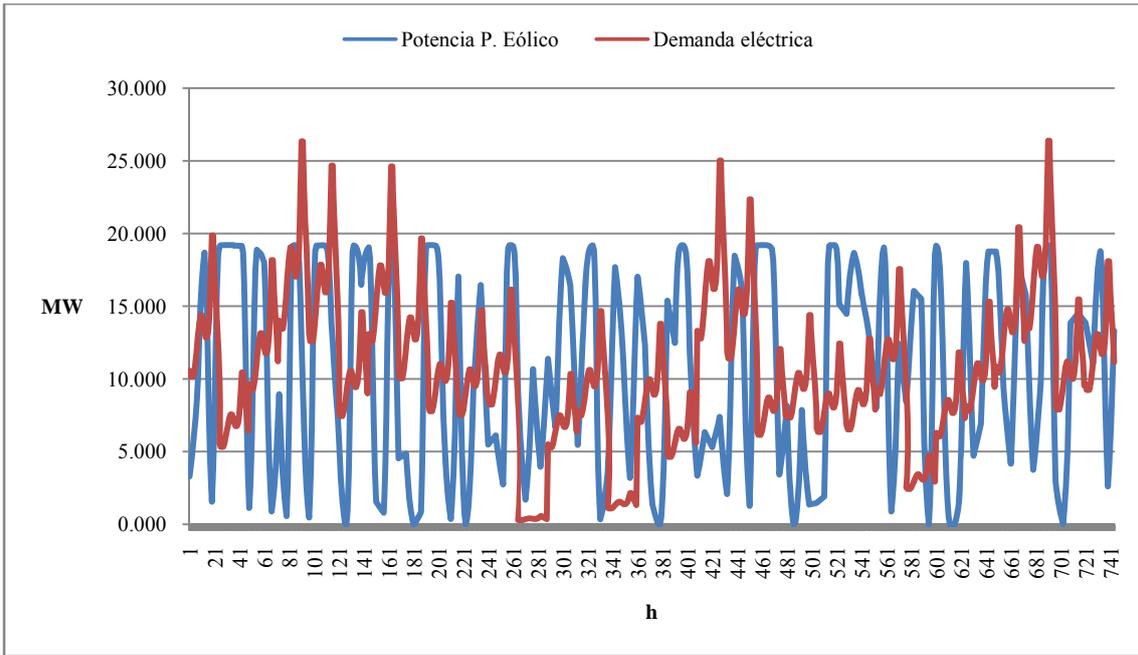
Se plantea la construcción del parque eólico en dos fases. Una primera de 10 aerogeneradores y otra segunda de 5 aerogeneradores adicionales, de 2 MW de potencia. No

resultaría lógica la instalación inicial de 15 aerogeneradores puesto que la energía que el sistema podría generar sería muy superior a la demandada, de acuerdo con las estimaciones realizadas.

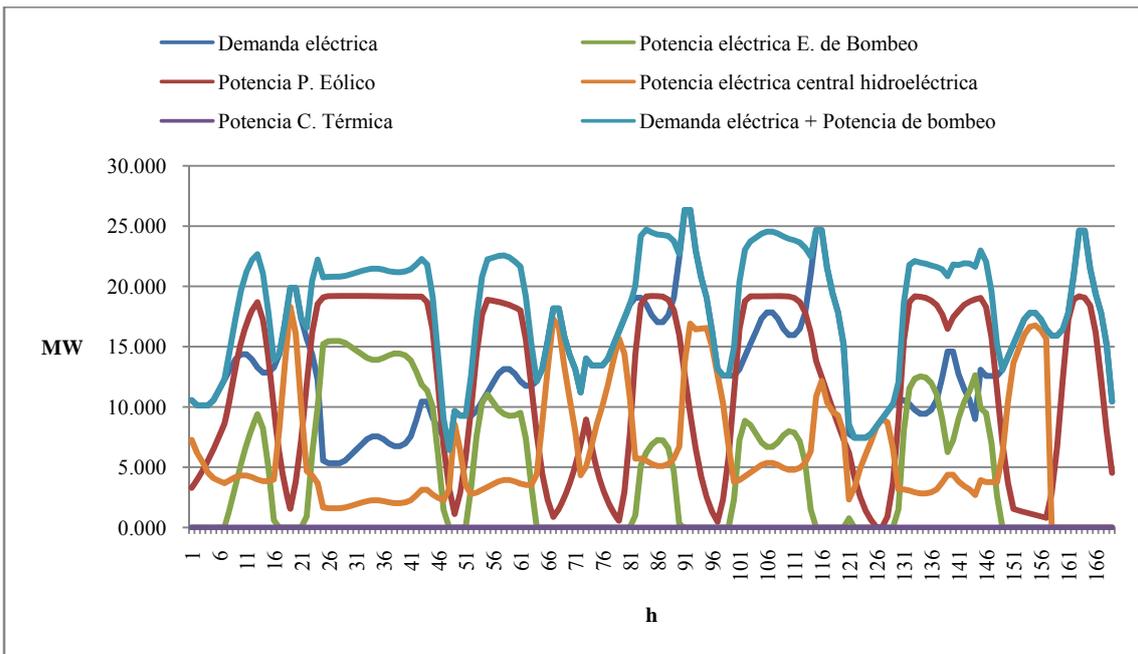
La inversión necesaria asociada a esta configuración asciende a 80,79 millones de euros, a realizar de forma escalonada.

Inversión		Año 2010	Año 2020
Estación de bombeo	(€)	11,746,951	0
Equipos electromecánicos	(€)	7,326,496	0
Motores	(€)	2,175,724	0
Transformador	(€)	451,120	0
Sistema eléctrico general	(€)	1,608,635	0
O. Civil edificio	(€)	184,976	0
Central hidroeléctrica	(€)	8,018,854	0
Equipos electromecánicos	(€)	3,800,078	0
Generadores	(€)	1,862,578	0
Transformador	(€)	480,977	0
Sistema eléctrico general	(€)	1,664,281	0
O. Civil edificio	(€)	210,940	0
Tubería forzada	(€)	4,582,800	0
Coste ml	(€/ml)	2,280	0
Longitud	(ml)	2,010	0
Depósito superior	(€)	3,851,250	0
L.M.T Sistema de regulación	(€)	46,200	0
Parque eólico	(€)	35,039,600.0	17,500,000
Aerogeneradores	(€)	28,000,000	14,000,000
Aerogenerador	(€/MW)	1,400,000	1,400,000
Potencia instalada	(MW)	20	10
Obra civil + S.Eléctrico Gral.	(€)	7,000,000.0	3,500,000
L.M.T.	(€)	39,600.0	0
Total	(€)	63,285,655	17,500,000
Sistema de bombeo	(€)	28,246,055	0
Parque eólico	(€)	35,039,600	17,500,000

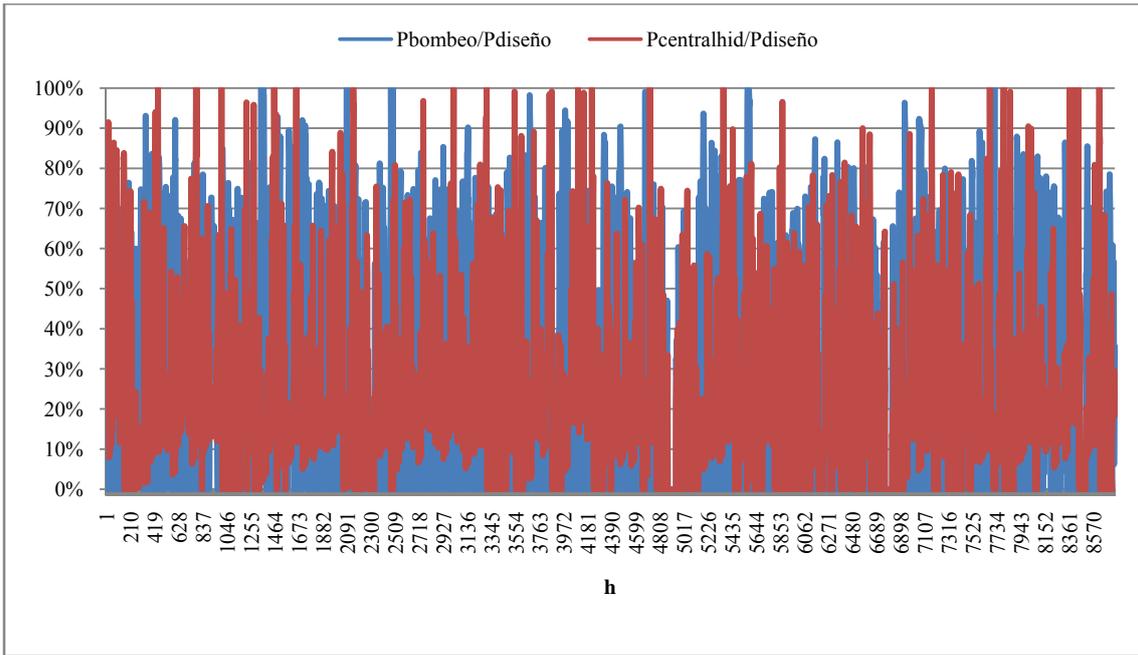
Tabla 4. Inversión necesaria para una cobertura del 90% con ER.



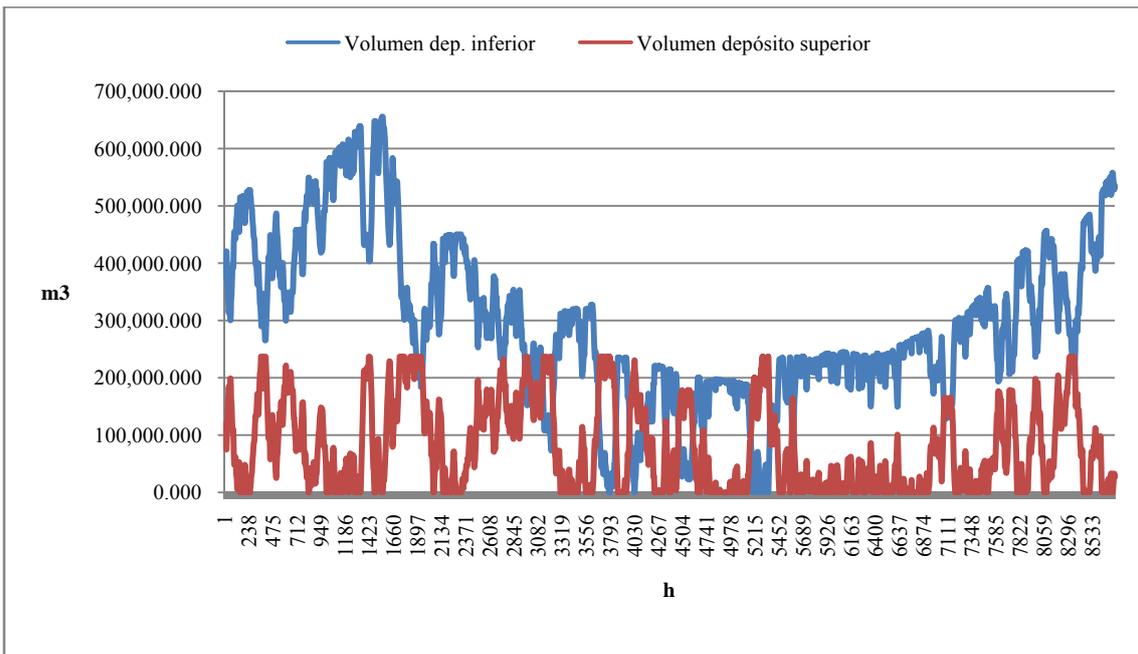
Gráfica 10. Potencia del parque eólico y demanda eléctrica. Año 2020.



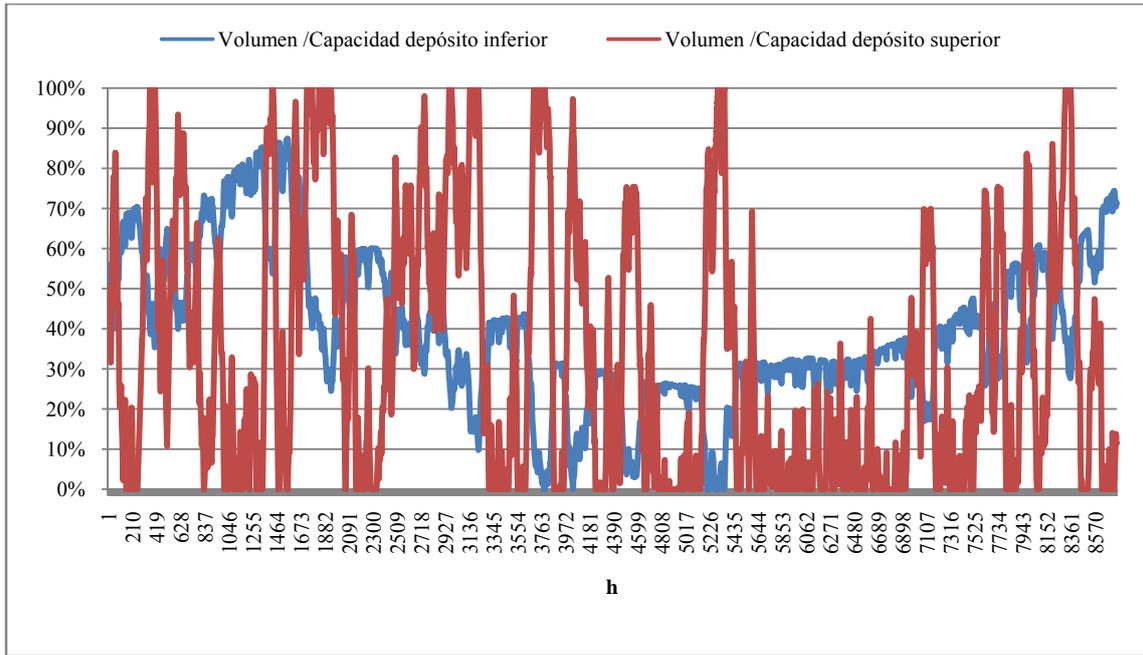
Gráfica 11. Potencia de los elementos del sistema eléctrico de la isla durante una semana. Año 2020



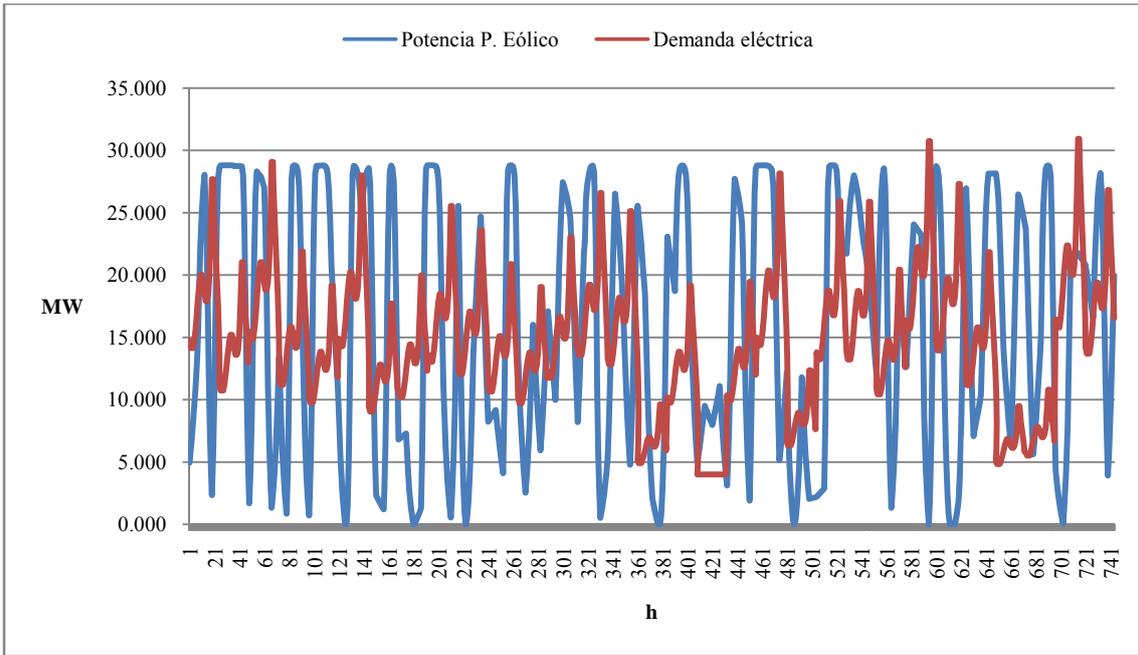
Gráfica 12. Potencia de la estación de bombeo y central hidroeléctrica. Año 2020



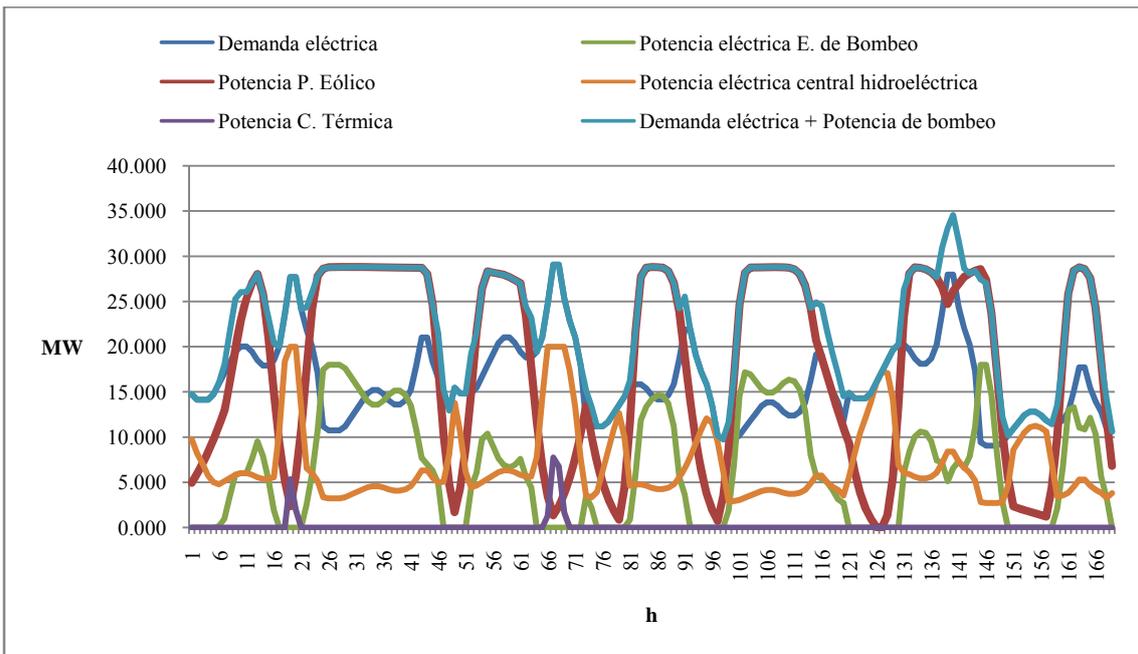
Gráfica 13. Evolución del volumen almacenado en los depósitos. Año 2020



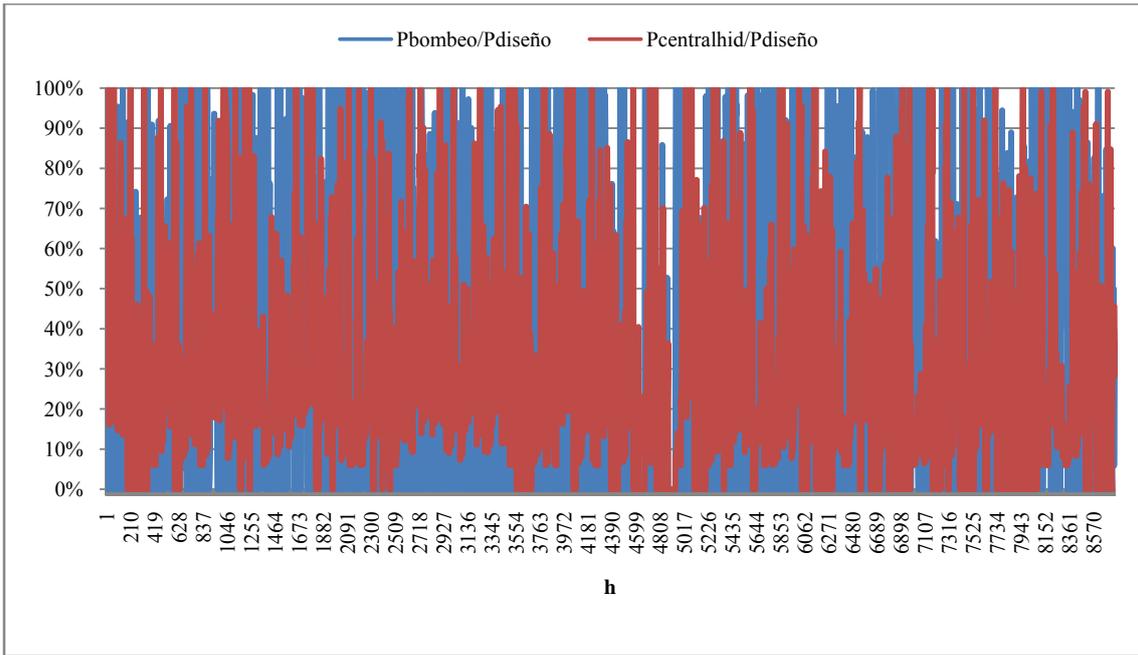
Gráfica 14. Evolución del volumen almacenado en los depósitos. Año 2020



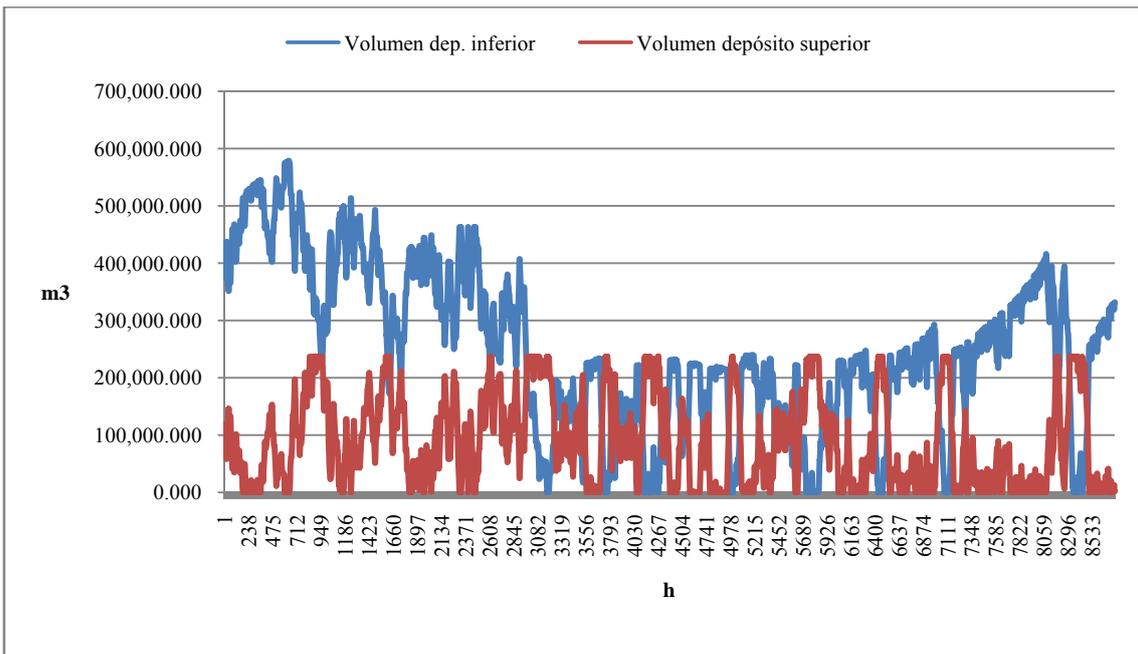
Gráfica 15. Potencia del parque eólico y demanda eléctrica. Año 2030



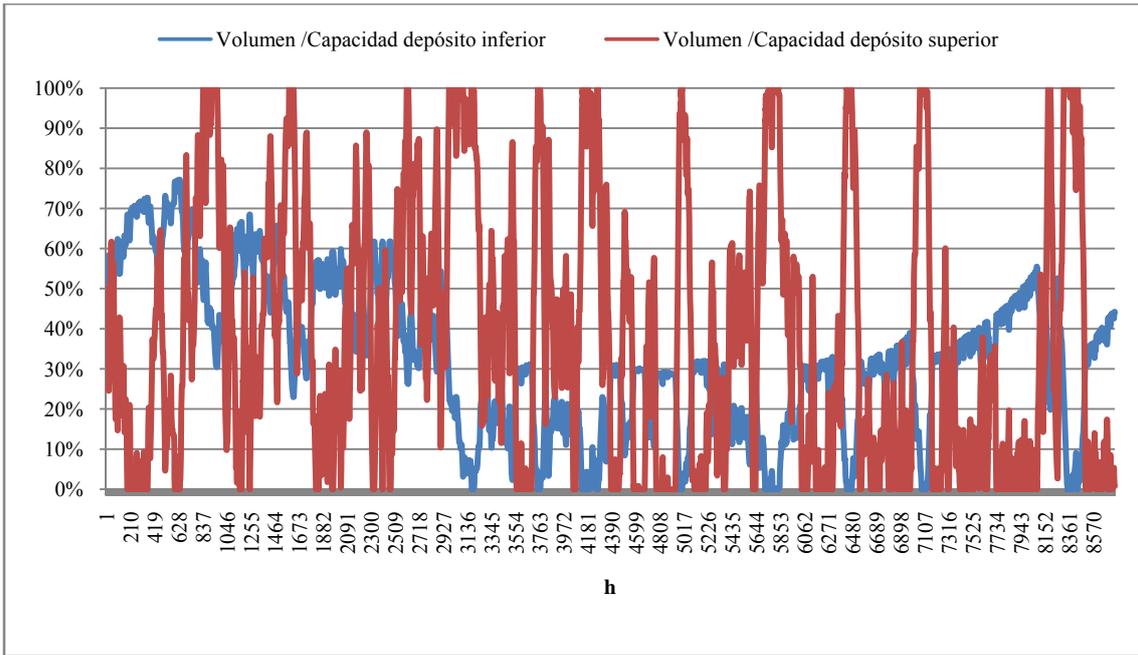
Gráfica 16. Potencia de los elementos de sistema eléctrico de la isla a lo largo de una semana. Año 2030



Gráfica 17. Potencia de la estación de bombeo y de la central hidroeléctrica. Año 2030.



Gráfica 18. Evolución del volumen almacenado en los depósitos. Año 2030.



Gráfica 19. Evolución del volumen almacenado en los depósitos. Año 2030.

AÑO		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Inversión	(€)	55,104,897.47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,500,000.00
Parque eólico	(€)	35,039,600.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,500,000.00
Sistema de almacenamiento de energía	(€)	20,065,297.47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda	(Gwh _c)	-	83.37	85.86	88.40	90.54	93.22	95.57	98.12	100.68	103.49	105.62
Consumo Estación de bombeo	(Gwh _c)	-	42.62	43.55	42.73	43.67	42.68	42.55	41.15	41.89	40.92	39.97
Producción P. Eólico	(Gwh _c)	-	88.07	90.45	91.08	92.54	92.64	93.03	93.63	94.83	94.71	94.92
Producción Central hidroeléctrica	(Gwh _c)	-	34.55	37.06	36.77	38.56	37.99	37.93	36.70	38.46	37.49	37.07
Producción Central Diesel	(Gwh _c)	-	3.37	1.90	3.29	3.10	5.27	7.16	8.93	9.28	12.21	13.61
Cobertura ER	%	0%	96%	98%	96%	97%	94%	93%	91%	91%	88%	87%
AÑO			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Inversión	(€)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Parque eólico	(€)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sistema de almacenamiento de energía	(€)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda	(Gwh _c)		108.22	110.76	113.37	115.76	118.07	120.51	123.35	125.70	128.17	130.55
Producción P. Eólico	(Gwh _c)		142.44	142.44	142.44	142.44	142.44	142.44	142.44	142.44	142.44	142.44
Consumo Estación de bombeo	(Gwh _c)		53.08	53.92	53.24	52.79	54.25	53.09	52.28	52.31	51.93	51.38
Producción P. Eólico	(Gwh _c)		114.69	115.86	117.05	117.21	119.43	120.04	120.39	121.91	122.61	123.15
Producción Central hidroeléctrica	(Gwh _c)		43.95	44.92	44.45	44.46	47.02	46.00	45.43	46.70	47.24	46.29
Producción Central Diesel	(Gwh _c)		2.66	3.90	5.12	6.88	5.87	7.56	9.81	9.40	10.26	12.50
Cobertura ER	%		98%	96%	95%	94%	95%	94%	92%	93%	92%	90%
AÑO			2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Inversión	(€)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Parque eólico	(€)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sistema de almacenamiento de energía	(€)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda	(Gwh _c)		133.48	135.65	138.45	140.71	143.39	146.37	148.25	150.88	153.09	156.18
Producción P. Eólico	(Gwh _c)		142.44	142.44	142.44	142.44	142.44	142.44	142.44	142.44	142.44	142.44
Consumo Estación de bombeo	(Gwh _c)		50.69	50.76	49.09	48.41	49.04	46.74	47.38	44.95	44.83	43.44
Producción P. Eólico	(Gwh _c)		123.39	124.79	124.69	126.23	126.39	126.71	127.12	127.64	128.16	128.27
Producción Central hidroeléctrica	(Gwh _c)		45.56	46.29	45.17	44.73	45.04	42.65	44.68	42.15	42.88	40.59
Producción Central Diesel	(Gwh _c)		15.22	15.32	17.68	18.15	21.00	23.75	23.82	26.03	26.87	30.76
Cobertura ER	%		89%	89%	87%	87%	85%	84%	84%	83%	82%	80%

Gráfica 20. Resumen de los resultados de la simulación. 90% de cobertura con E.R.

b. Escenario 70% de cobertura con fuentes renovables.

Las características técnicas de la solución que consigue un 70% de cobertura de la demanda eléctrica de la Isla de la Gomera con el sistema hidroeléctrico, en los años 2020 y 2030, se resumen a continuación.

Año horizonte		2020	2030
Demanda			
Demanda eléctrica	(Gwh _e)	105.31	130.87
Punta de demanda	(Mw _e)	39.12	45.45
Cobertura de renovables		72%	73%
Restricciones (Energía)		0.000%	0.000%
Restricciones (tiempo)		0.479%	1.301%
Estación de bombeo			
Potencia instalada	(Mw _e)	14.00	14.00
Potencia hidráulica	(MW)	11.71	11.71
Caudal nominal	(m ³ /s)	1.62	1.62
Salto bruto	(m)	744.00	744.00
Salto neto	(m)	746.93	746.93
Rendimiento motor+instalación eléctrica		95.04%	95.04%
Rendimiento bomba		88.00%	88.00%
Rendimiento total		83.64%	83.64%
Energía consumida	(Gwh _e)	24.17	27.88
Horas de funcionamiento equivalente	(hev)	1726.44	1991.20
Central hidroeléctrica			
Potencia instalada	(Mw _e)	16.00	16.00
Potencia hidráulica	(MW)	18.30	18.30
Caudal nominal	(m ³ /s)	2.69	2.69
Salto bruto	(m)	709.00	709.00
Salto neto	(m)	693.34	693.32
Rendimiento generador+instalación eléctrica		95%	95%
Rendimiento turbina		92%	92%
Rendimiento total		87%	87%
% Demanda mínimo		30%	30%
Energía suministrada	(Gwh _e)	23.91	27.32
Horas de funcionamiento equivalente	(hev)	1494.32	1707.49

Tubería forzada			
Longitud	(m)	2010.00	2010.00
Diámetro	(m)	1.08	1.08
V turbinación	(m/s)	2.94	2.94
V bombeo	(m/s)	1.27	1.27
n Manning		0.01	0.01
Pendiente hidráulica	(m/km)	5.99	6.00
Coefficiente de pérdidas k ($\Delta h=k \cdot Q^2$)		2.16	2.17
Δh_{\max} turbina	(m)	15.66	15.68
Δh_{\max} bombeo	(m)	2.93	2.93

Depósitos			
Superior			
Capacidad	(hm ³)	0.2	0.2
Cota máxima de la lámina de agua	(msnm)	1034.00	1034.00
Cota mínima de la lámina de agua	(msnm)	1024.00	1024.00
Inferior			
Capacidad	(hm ³)	0.750	0.750
Cota máxima de la lámina de agua	(msnm)	325.00	325.00
Cota mínima de la lámina de agua	(msnm)	290.00	290.00

Parque Eólico			
n° de aerogeneradores		8	11
Potencia unitaria	(MW)	2	2
Potencia instalada	(MW)	16	22
Rendimiento i. eléctrica		96%	96%
Energía suministrada	(GWh _e)	75.94	95.45
Horas equivalentes	(hev)	4748.09	4338.81

Central Diesel			
Potencia	(Mw _e)	25	25
Energía suministrada	(GWh _e)	29.48	35.56
Horas equivalentes a plena potencia	(hev)	1179.38	1422.59

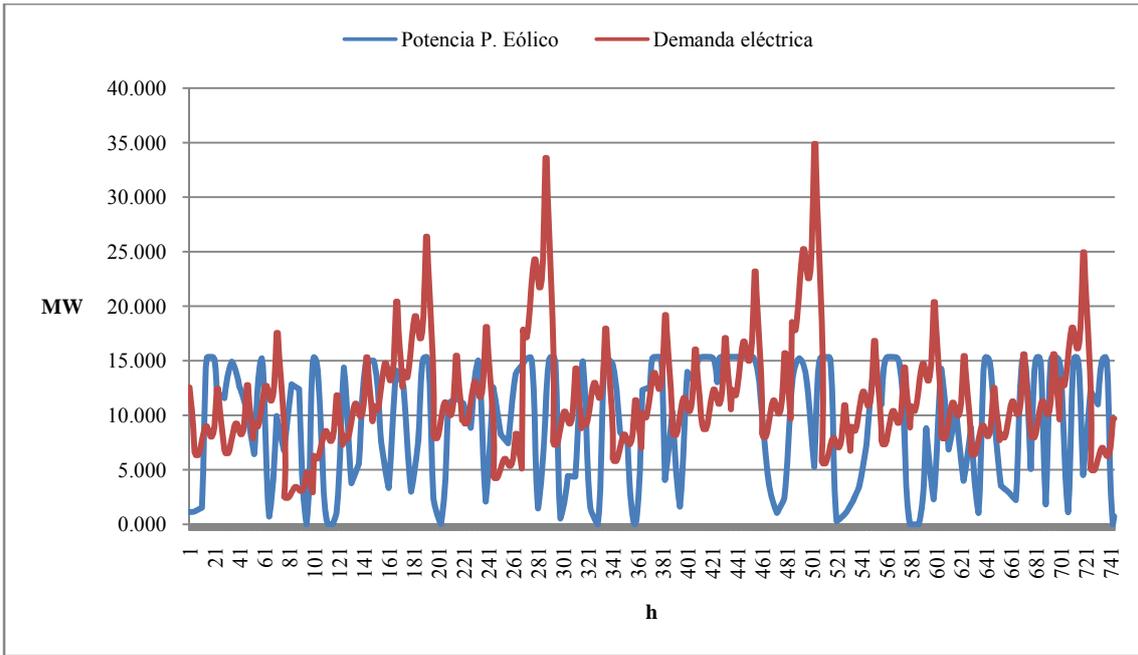
Tabla 5. Características técnicas de la solución óptima para alcanzar una cobertura del 70 % con fuentes de energía renovable.

Como en el anterior caso, se plantea la construcción del parque eólico en dos fases. Una primera de 8 aerogeneradores y otra segunda de 3 aerogeneradores adicionales, de 2 MW de potencia, por idénticos motivos.

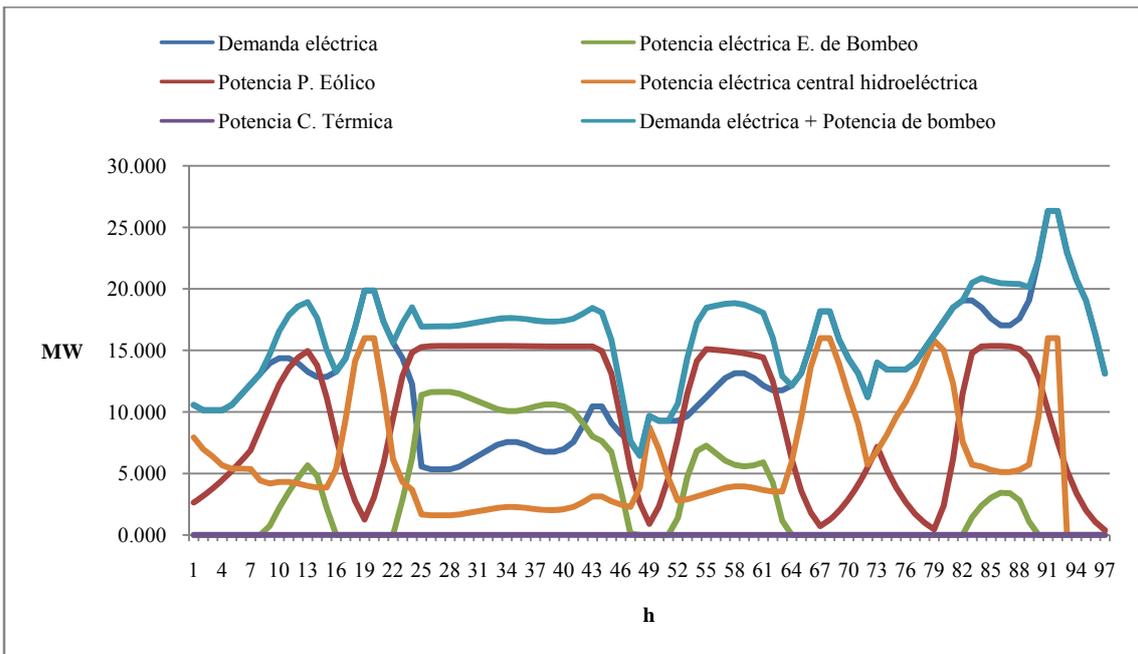
La inversión necesaria asociada a esta configuración asciende a 56,55 millones de euros.

Inversión		Año 2010	Año 2020
Estación de bombeo	(€)	10,320,742	0
Equipos electromecánicos	(€)	6,539,036	0
Motores	(€)	1,747,322	0
Trafo	(€)	380,427	0
Sistema eléctrico general	(€)	1,480,304	0
O. Civil edificio	(€)	173,652	0
Central hidroeléctrica	(€)	6,595,802	0
Equipos electromecánicos	(€)	2,943,965	0
Generadores	(€)	1,487,583	0
Trafo	(€)	417,617	0
Sistema eléctrico general	(€)	1,546,769	0
O. Civil edificio	(€)	199,869	0
Tubería forzada	(€)	4,341,600	0
Coste ml	(€/ml)	2,160	0
Longitud	(ml)	2,010	0
Depósito superior	(€)	3,851,250	0
L.M.T Sistema de regulación	(€)	46,200	0
Parque eólico	(€)	28,039,600	10,500,000
Aerogeneradores	(€)	22,400,000	8,400,000
Aerogenerador	(€/MW)	1,400,000	1,400,000
Potencia instalada	(MW)	16	6
Obra civil + S.Eléctrico Gral.	(€)	5,600,000.0	2,100,000
L.M.T.	(€)	39,600.0	0
Total	(€)	46,049,501	10,500,000
Sistema de bombeo	(€)	25,155,594	0
Parque eólico	(€)	28,039,600	10,500,000

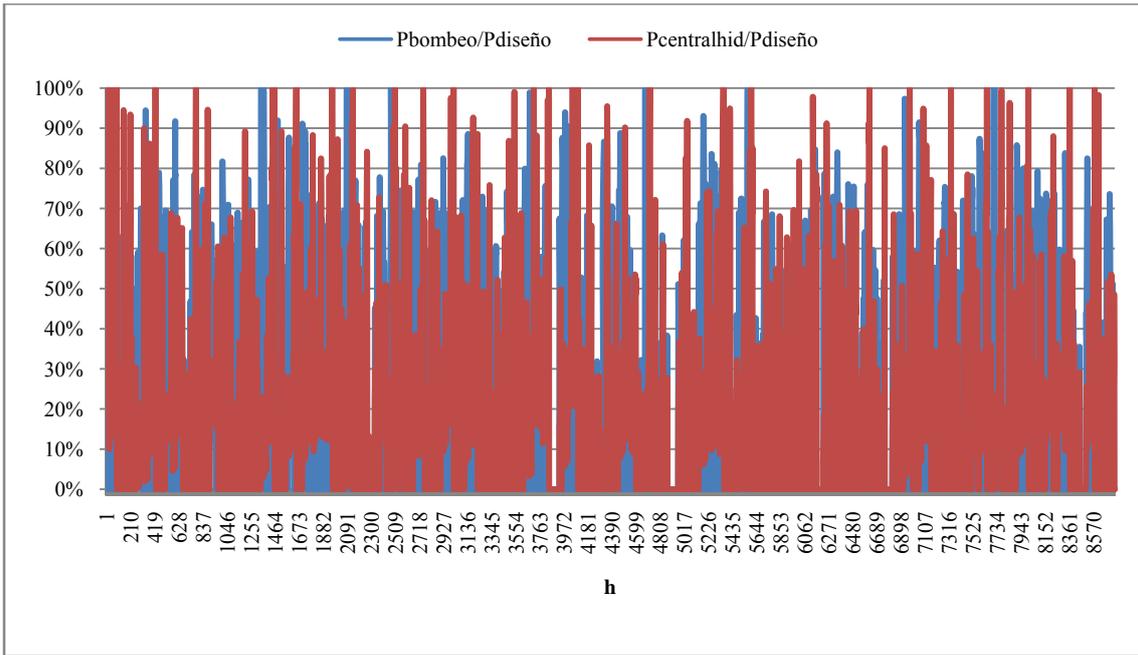
Tabla 6. Inversión. 70 % de cobertura con fuentes renovables.



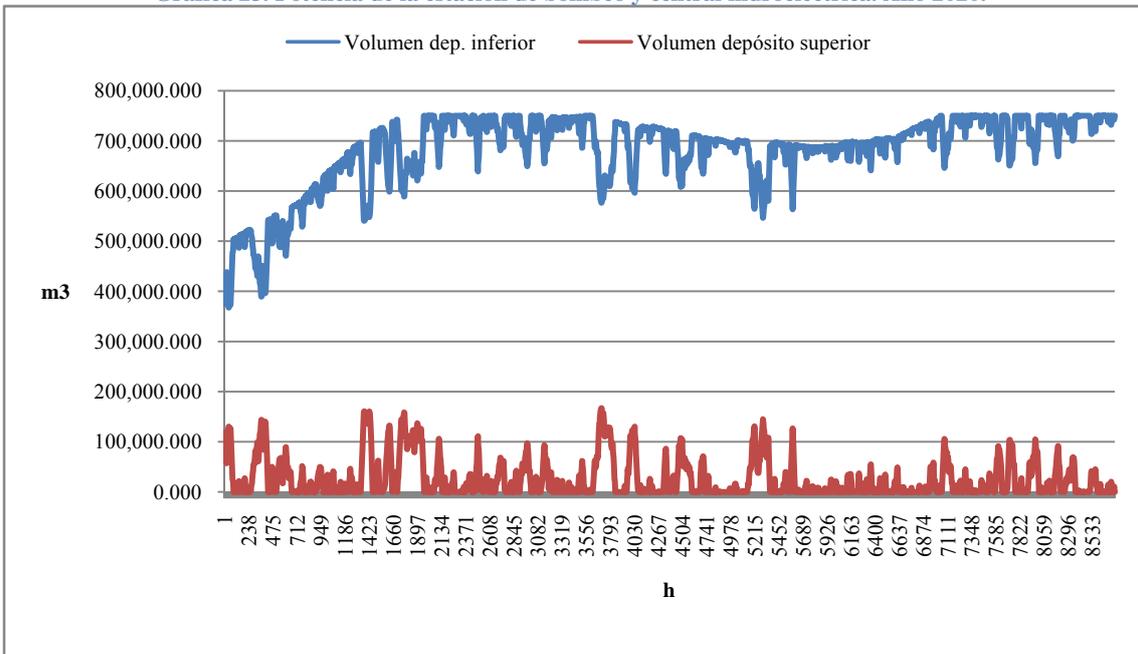
Gráfica 21. Potencia del parque eólico y demanda eléctrica. Año 2020.



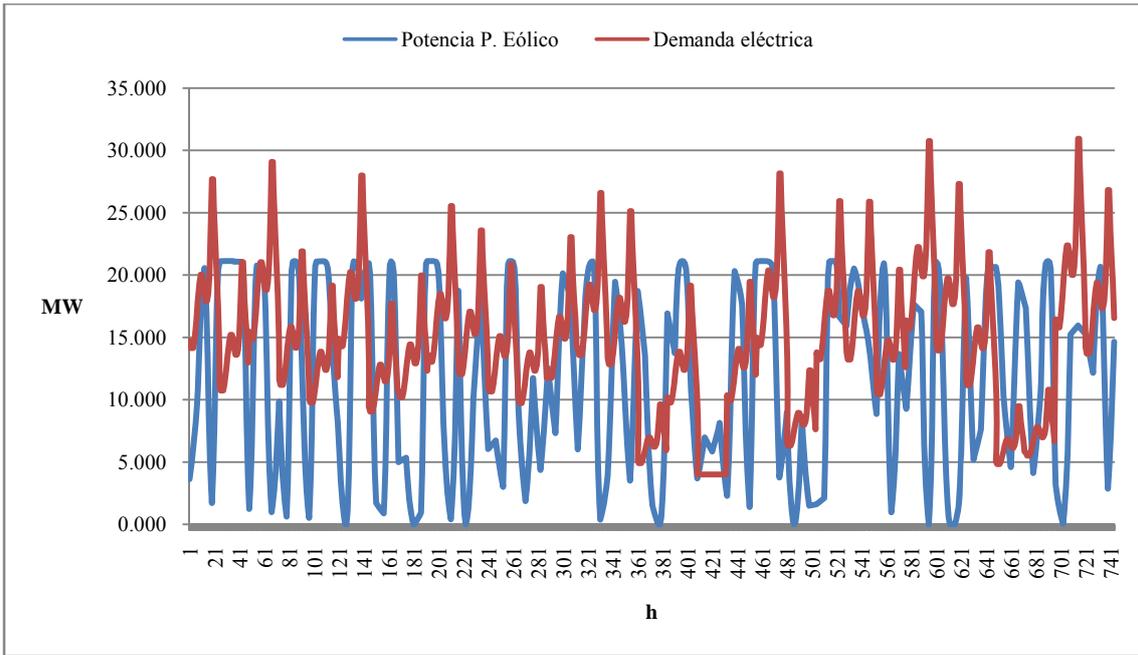
Gráfica 22. Potencia de los elementos del sistema eléctrico de la isla durante 4 días. Año 2020.



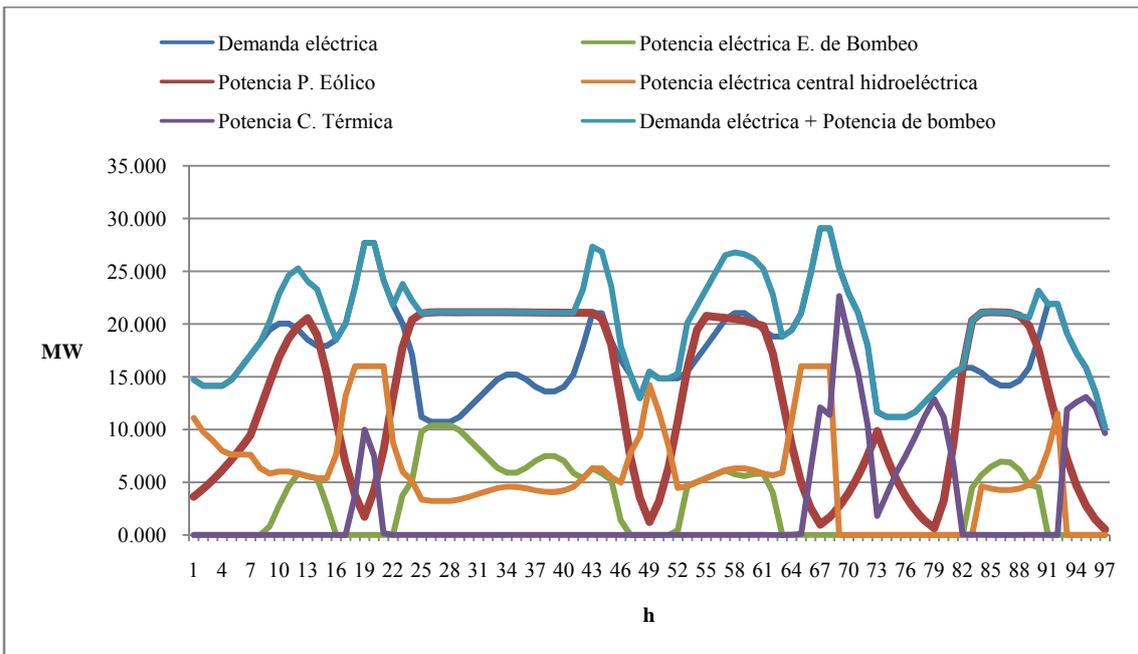
Gráfica 23. Potencia de la estación de bombeo y central hidroeléctrica. Año 2020.



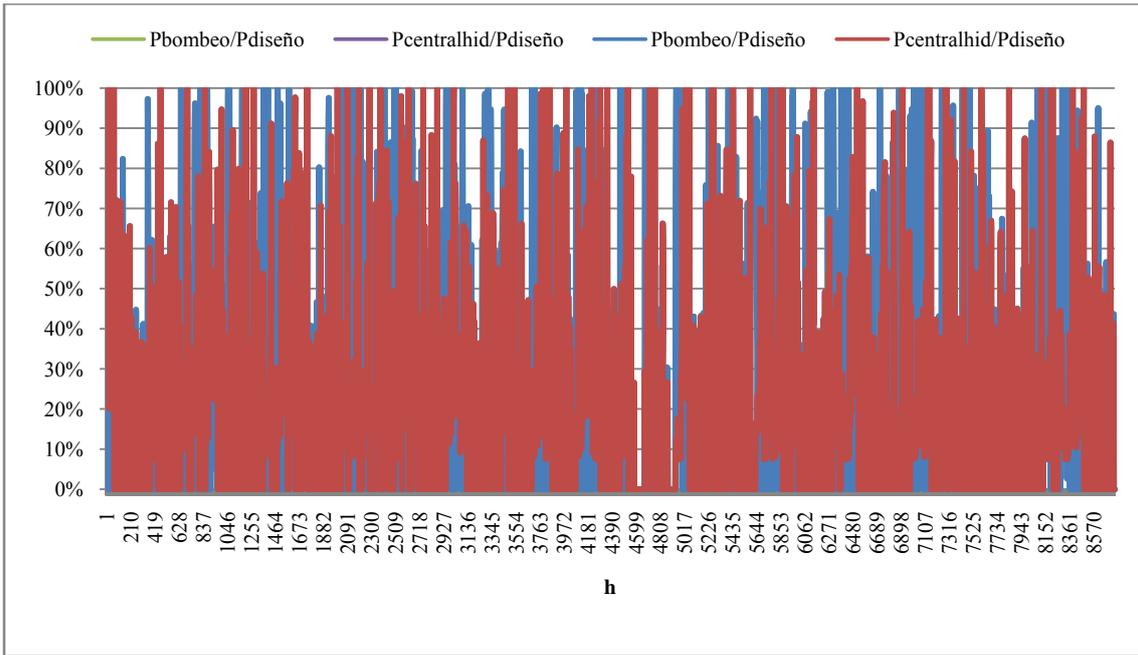
Gráfica 24. Evolución del volumen almacenado en los depósitos. Año 2020



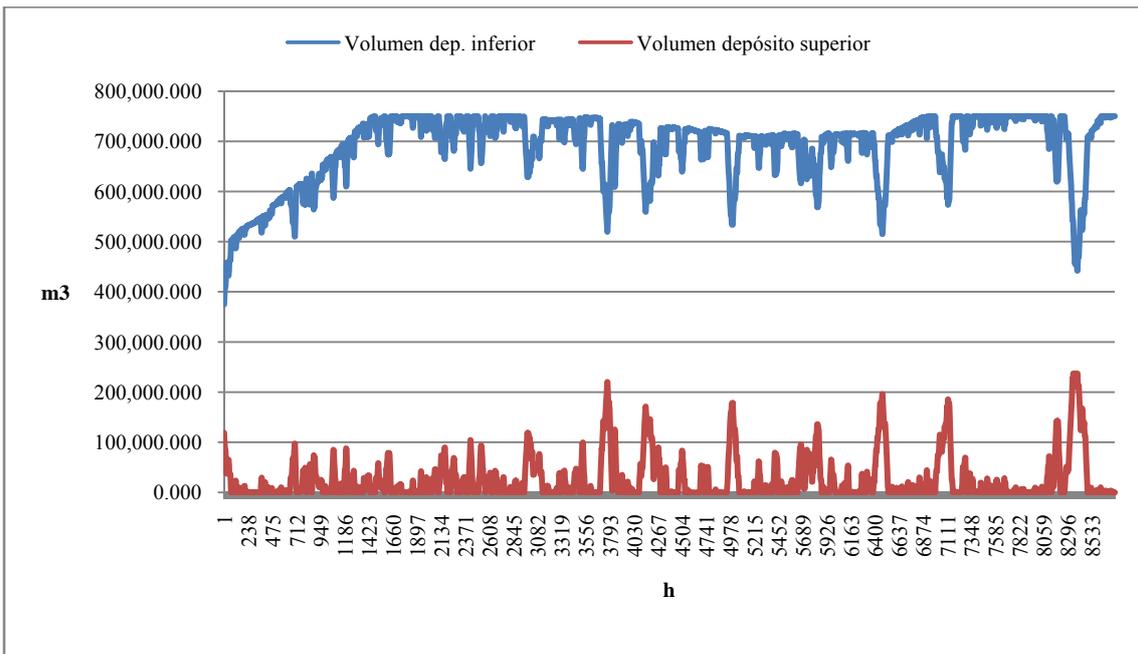
Gráfica 25. Potencia del parque eólico y demanda eléctrica. Año 2030.



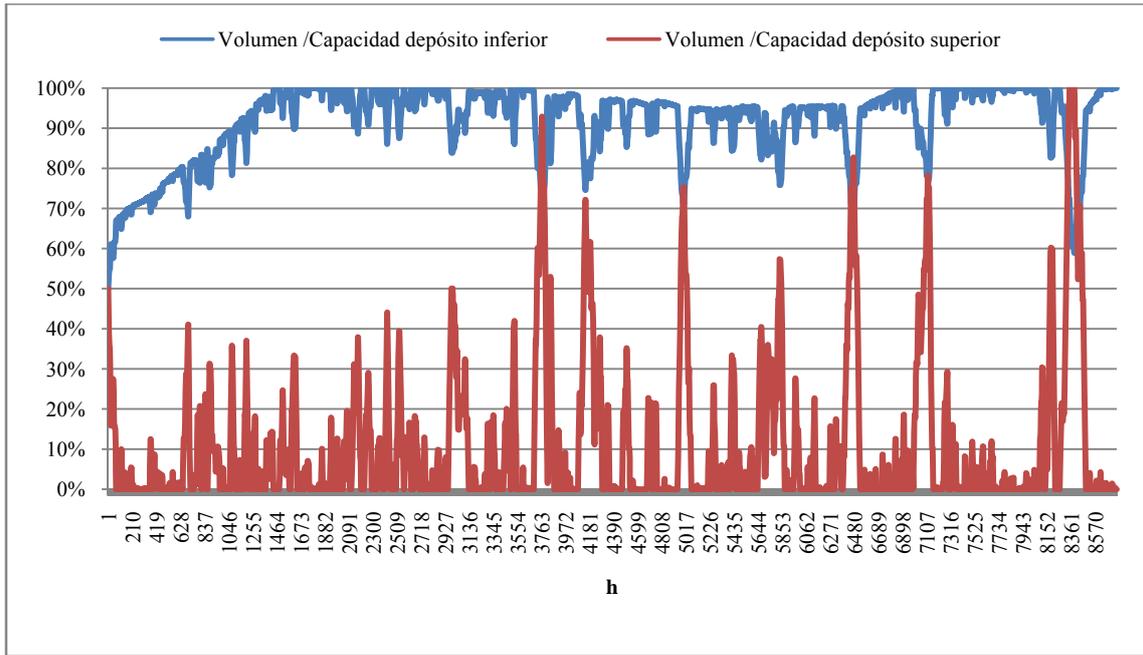
Gráfica 26. Potencia de los elementos del sistema eléctrico de la isla durante 4 días. Año 2030.



Gráfica 27 Potencia de las centrales de bombeo e hidroeléctrica. Año 2030.



Gráfica 28. Evolución del volumen almacenado en los depósitos. Año 2030.



Gráfica 29. Evolución del volumen almacenado en los depósitos. Año 2030.

AÑO		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Inversión	(€)	46,148,191.11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,500,000.00
Parque eólico	(€)	28,039,600.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,500,000.00
Sistema de almacenamiento de energía	(€)	18,108,591.11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda	(Gwhe)	-	83.37	85.86	88.40	90.54	93.22	95.57	98.12	100.68	103.49	105.62
Consumo	(Gwhe)	-	32.02	31.11	29.68	29.12	28.39	27.70	25.88	25.56	25.30	23.98
Estación de bombeo	(Gwhe)	-	75.43	75.97	75.98	75.98	75.98	76.00	76.01	76.02	76.15	76.12
Producción P. Eólico	(Gwhe)	-	29.40	30.01	28.48	28.04	27.16	26.63	25.15	25.14	24.83	23.76
Producción Central hidroeléctrica	(Gwhe)	-	10.56	10.99	13.62	15.64	18.48	20.64	22.84	25.07	27.81	29.73
Producción Central Diesel	(Gwhe)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura ER	%	0%	87%	87%	85%	83%	80%	78%	77%	75%	73%	72%
AÑO			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Inversión	(€)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Parque eólico	(€)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sistema de almacenamiento de energía	(€)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda	(Gwhe)		108.22	110.76	113.37	115.76	118.07	120.51	123.35	125.70	128.17	130.55
Producción P. Eólico	(Gwhe)		104.46	104.46	104.46	104.46	104.46	104.46	104.46	104.46	104.46	104.46
Consumo	(Gwhe)		34.45	34.24	33.52	32.93	31.85	30.25	30.46	28.71	28.25	28.05
Estación de bombeo	(Gwhe)		93.10	93.02	94.08	93.56	94.02	94.17	94.95	95.06	95.30	95.80
Producción P. Eólico	(Gwhe)		32.78	32.56	32.41	31.29	30.91	29.29	29.74	28.08	27.94	27.41
Producción Central hidroeléctrica	(Gwhe)		16.79	19.42	20.40	23.83	25.00	27.29	29.11	31.26	33.19	35.40
Producción Central Diesel	(Gwhe)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura ER	%		84%	82%	82%	79%	79%	77%	76%	75%	74%	73%
AÑO			2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Inversión	(€)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Parque eólico	(€)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sistema de almacenamiento de energía	(€)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda	(Gwhe)		133.48	135.65	138.45	140.71	143.39	146.37	148.25	150.88	153.09	156.18
Producción P. Eólico	(Gwhe)		104.46	104.46	104.46	104.46	104.46	104.46	104.46	104.46	104.46	104.46
Consumo	(Gwhe)		27.41	25.91	25.11	23.50	24.96	23.47	23.72	21.66	21.00	20.93
Estación de bombeo	(Gwhe)		95.77	95.91	96.43	97.22	97.77	97.69	98.16	98.65	98.28	99.06
Producción P. Eólico	(Gwhe)		26.89	25.73	24.87	23.35	24.38	22.88	23.62	21.63	21.13	20.79
Producción Central hidroeléctrica	(Gwhe)		38.23	39.92	42.26	43.64	46.20	49.27	50.19	52.26	54.68	57.26
Producción Central Diesel	(Gwhe)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura ER	%		71%	71%	69%	69%	68%	66%	66%	65%	64%	63%

Tabla 7. Resumen de los resultados de la simulación. 70% de cobertura con fuentes renovables.

c. Escenario 50% de cobertura con fuentes renovables.

Las características técnicas de la solución que consigue un 50% de cobertura de la demanda eléctrica de la Isla de la Gomera con fuentes renovables, en los años 2020 y 2030, se resumen a continuación.

Año horizonte		2020	2030
Demanda			
Demanda eléctrica	(Gwh _e)	105.62	130.55
Punta de demanda	(Mw _e)	39.12	45.45
Cobertura de renovables		48%	50%
Restricciones (Energía)		0.000%	0.000%
Restricciones (tiempo)		0.377%	0.114%
Parque Eólico			
n° de aerogeneradores		6	8
Potencia unitaria	(MW)	2	2
Potencia instalada	(MW)	12	16
Rendimiento i. eléctrica		96%	96%
Energía suministrada	(GWh _e)	50.81	65.76
Horas equivalentes	(hev)	4,234.31	4,110.25
Central Diesel			
Potencia	(Mw _e)	27	35
Energía suministrada	(GWh _e)	54.71	64.76
Horas equivalentes a plena potencia	(hev)	2,026.27	1,850.29

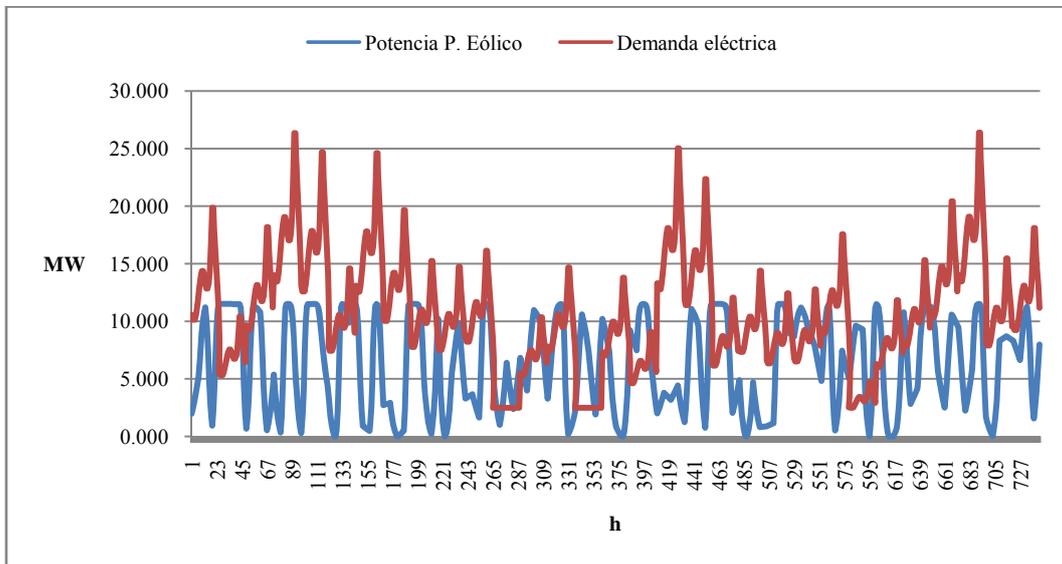
Tabla 8. Características técnicas de la solución óptima para alcanzar una cobertura del 50 % con fuentes de energía renovable.

En este caso la construcción del sistema de almacenamiento de energía con central de bombeo e hidroeléctrica no es económicamente viable. El tiempo durante el cual la generación supera a la demanda no es elevado, y el número de horas que funcionaría el mismo no justifica la elevada inversión que supone.

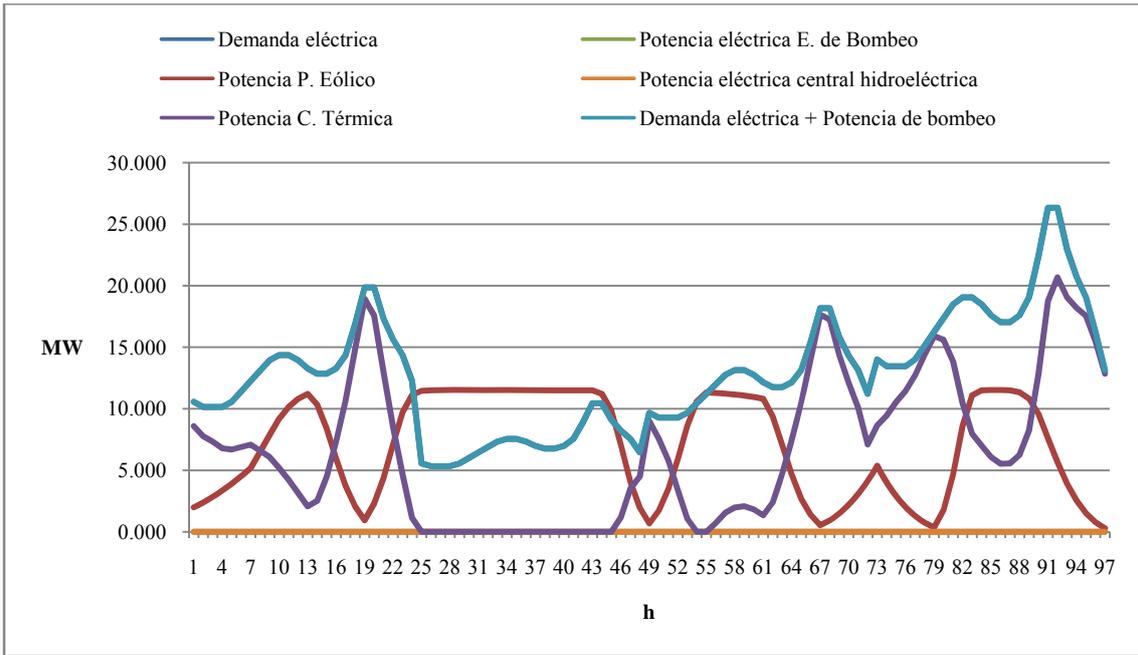
La solución óptima para lograr la cobertura del 50% de fuentes renovables es un sistema híbrido-eólico diesel. El parque eólico asociada contaría con un menor número de horas equivalentes de funcionamiento a plena potencia que los otros escenarios, ya que en los momentos en que la potencia eólica superase la demanda habría que aplicar restricciones a la generación. Aún así, debido a la abundancia del recurso eólico, el número de horas equivalentes es bastante elevado.

La inversión necesaria asociada a esta configuración asciende a 28,04 M€.

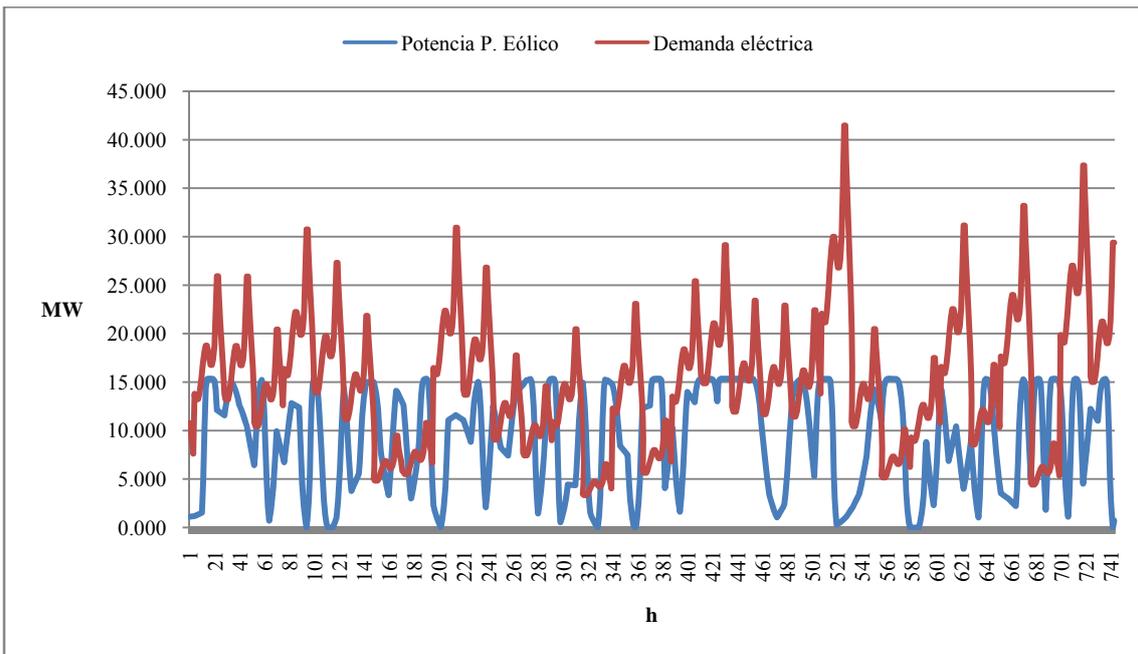
Inversión		Año 2010	Año 2020
Parque eólico	(€)	21,039,600.0	7,000,000
Aerogeneradores	(€)	16,800,000	5,600,000
Aerogenerador	(€/MW)	1,400,000	1,400,000
Potencia instalada	(MW)	12	4
Obra civil + S.Eléctrico Gral.	(€)	4,200,000.0	1,400,000
L.M.T.	(€)	39,600.0	0
Total	(€)	21,039,600	7,000,000
Parque eólico	(€)	21,039,600	7,000,000



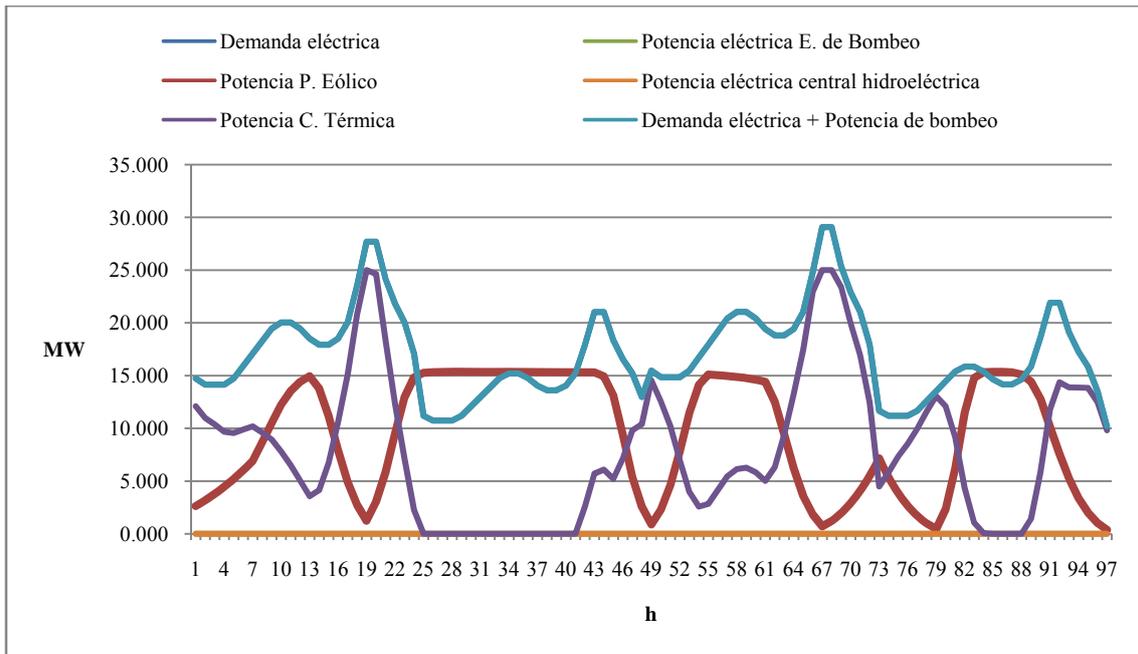
Gráfica 30. Potencia del parque eólico y demanda eléctrica. Año 2020.



Gráfica 31. Potencia del parque eólico, central térmica y demanda eléctrica durante 4 días. Año 2020.



Gráfica 32. Potencia del parque eólico y demanda eléctrica. Año 2030.



Gráfica 33. Potencia del parque eólico, central térmica y demanda eléctrica durante 4 días. Año 2030.

AÑO		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Inversión	(€)	21,039,600.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,000,000.00
Parque eólico	(€)	21,039,600.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,000,000.00
Sistema de almacenamiento de energía	(€)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda	(Gwhe)	-	83.37	85.86	88.40	90.54	93.22	95.57	98.12	100.68	103.49	105.62
Consumo Estación de bombeo	(Gwhe)	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Producción P. Eólico	(Gwhe)	-	46.97	47.08	48.56	48.24	48.57	49.08	49.96	50.03	49.95	51.00
Producción Central hidroeléctrica	(Gwhe)	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Producción Central Diesel	(Gwhe)	-	36.40	38.78	39.85	42.30	44.65	46.49	48.16	50.65	53.54	54.63
Cobertura ER	%	0%	56%	55%	55%	53%	52%	51%	51%	50%	48%	48%
AÑO			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Inversión	(€)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Parque eólico	(€)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sistema de almacenamiento de energía	(€)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda	(Gwhe)		108.22	110.76	113.37	115.76	118.07	120.51	123.35	125.70	128.17	130.55
Producción P. Eólico	(Gwhe)		75.97	75.97	75.97	75.97	75.97	75.97	75.97	75.97	75.97	75.97
Consumo Estación de bombeo	(Gwhe)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Producción P. Eólico	(Gwhe)		62.66	62.65	62.63	63.48	64.20	65.46	64.72	66.40	66.42	66.40
Producción Central hidroeléctrica	(Gwhe)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Producción Central Diesel	(Gwhe)		45.57	48.11	50.74	52.28	53.88	55.05	58.62	59.30	61.75	64.15
Cobertura ER	%		58%	57%	55%	55%	54%	54%	52%	53%	52%	51%
AÑO			2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Inversión	(€)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Parque eólico	(€)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sistema de almacenamiento de energía	(€)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda	(Gwhe)		133.48	135.65	138.45	140.71	143.39	146.37	148.25	150.88	153.09	156.18
Producción P. Eólico	(Gwhe)		75.97	75.97	75.97	75.97	75.97	75.97	75.97	75.97	75.97	75.97
Consumo Estación de bombeo	(Gwhe)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Producción P. Eólico	(Gwhe)		67.06	68.44	68.44	69.21	69.23	69.35	70.02	70.54	71.72	71.02
Producción Central hidroeléctrica	(Gwhe)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Producción Central Diesel	(Gwhe)		66.42	67.21	70.01	71.50	74.16	77.02	78.23	80.34	81.37	85.16
Cobertura ER	%		50%	50%	49%	49%	48%	47%	47%	47%	47%	45%

Tabla 9. Resumen de los resultados de la simulación. 50% de cobertura con energías renovables.

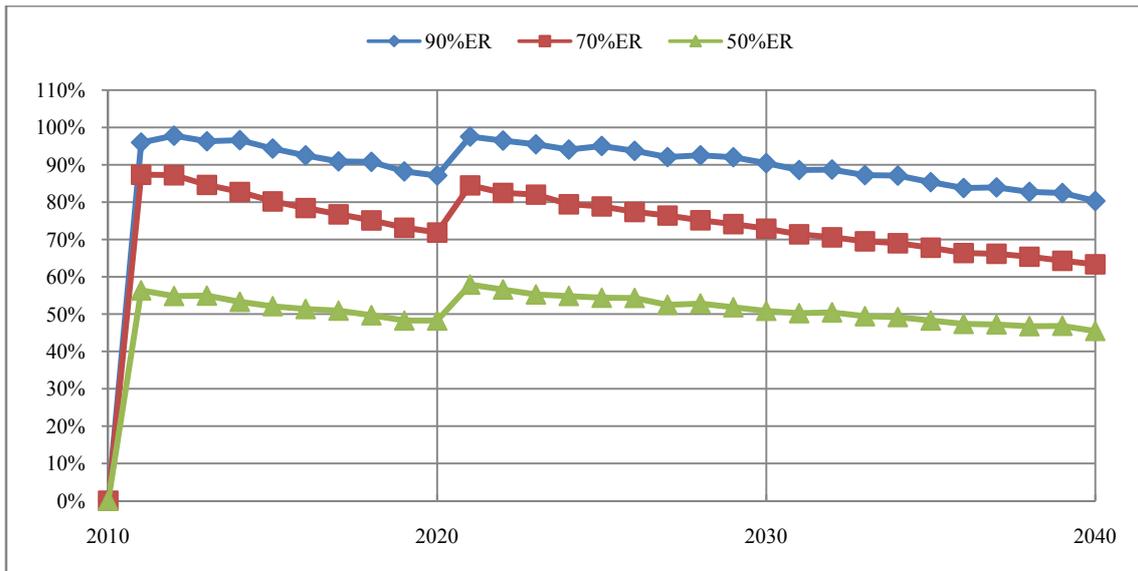
VI.vi. Conclusión.

De los resultados arrojados por la simulación se extrae que cuanto mayor es la penetración de energía eólica que se pretende alcanzar en el sistema insular, mayor dimensión adquieren los equipos electromecánicos de las centrales de bombeo e hidroeléctrica, y mayor es el número de horas en que funcionan. En los escenarios en los que la penetración de energía eólica es muy elevada, la potencia instalada es tal que en los periodos en que se dispone de recurso, la energía que puede verterse a la red insular es muy superior en ocasiones a la demanda eléctrica. Y lo es durante más tiempo cuanto más potencia instalada. Por ello se requiere una mayor dimensión de los equipos de bombeo que absorben este superávit, y de los de turbinación que lo detraen en los momentos de ausencia de recurso. En el caso de 50% de penetración de energía eólica se comprueba que no resulta rentable contar con el sistema de almacenamiento de energía planteado en este documento. Las horas en que la generación eólica supera a la demanda eléctrica no justifica la inversión elevada en el sistema de almacenamiento de energía que hemos planteado en este documento. Es posible que sí pueda justificarse la construcción de un bombeo reversible en otro emplazamiento, en donde los dos depósitos se encuentren más cerca uno del otro, pero en ningún caso de la magnitud del aquí propuesto. La solución en este último caso sería hibridar la actual generación diesel con eólica, recayendo la función de regulación de la energía y mantenimiento de la estabilidad de la red en la central térmica.

Asimismo, puede comprobarse que, en los dos primeros escenarios (90% y 70% de cobertura con ER), la potencia de los equipos de turbinación es superior a la de los de bombeo. La razón reside en la forma de la curva de la demanda. El número de horas valle, en que la demanda eléctrica es baja y por tanto la posibilidad de que se bombee es mayor, es superior a la duración de las puntas, en las que previsiblemente se turbinará el agua previamente almacenada; y la energía debe equilibrarse.

Como ya se ha comentado, se ha escalado la construcción del parque eólico en dos fases, adecuando así la energía generada necesaria para cada escenario con la demanda eléctrica creciente. En los primeros años posteriores a la instalación de los aerogeneradores mayor es el porcentaje de cobertura alcanzado – la demanda eléctrica durante estos años es inferior a la del año de diseño – y tiende a disminuir. Asimismo, los periodos en los que deben aplicarse restricciones a la generación también es mayor en estos primeros años, ya que las ocasiones en que la potencia del parque eólico supera a la demanda y la potencia de los grupos de bombeo son más numerosas.

Por último, debe resaltarse el empleo, en mayor o menor medida, de la central térmica diesel en todos los escenarios. Aún cuando ésta funciona pocas horas al año, su aportación es fundamental para alcanzar ratios de cobertura de la demanda aceptables y por tanto mantener la fiabilidad que debe ofrecer un sistema eléctrico. Además, no es posible alcanzar un 100% de cobertura de energía renovables con el sistema planteado ya que, siempre se darán periodos prolongados de ausencia de recurso eólico en los que, tras turbinar las reservas de agua en el depósito superior, deberá recurrirse a la generación tradicional en la isla. Su presencia es igualmente esencial para cubrir parte de la demanda en las horas punta, evitando una potencia excesiva en los equipos de la central hidroeléctrica.



Gráfica 34. Evolución de la cobertura en cada escenario.

VII. Estudio Económico-Financiero

VII. ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO

Con el propósito de comparar los escenarios propuestos (90%, 70%, 50% de cobertura con energías renovables), se ha realizado un análisis de la inversión que cada una supone. Se ha adoptado en el estudio un horizonte temporal de 30 años, desde el año 2010 al 2040, dado que es la vida útil estimada del parque eólico, en sus dos fases de instalación, de la central hidráulica y de la estación de bombeo.

Se han realizado dos estudios para cada uno de los escenarios mencionados. El primero de ellos evalúa el conjunto de las instalaciones de generación de la isla, tanto el sistema hidroeólico propuesto como la central diesel. Se obtiene el precio de la electricidad vendida para conseguir una rentabilidad del 7% con la inversión requerida en cada escenario.

El segundo estudio compara el sistema hidroeólico con la central diesel de la isla. El ahorro que supone la implantación del sistema de energías renovables se valora como la energía producida por el coste variable de generación en la central térmica de referencia: en este caso la central diesel de la isla

Los parámetros con que se cuenta para la realización de cada estudio son: el tipo de aerogenerador en el parque eólico, y los equipos electromecánicos, motores, generadores, transformadores y tuberías forzadas en el sistema de almacenamiento de energía. En cuanto a la central diesel, son parámetros de partida los costes asociados al combustible y los de explotación. A partir de producción energética estimada en cada configuración, se obtiene la facturación anual proporcionada por ella. El resto de parámetros económicos necesarios se han estimado a partir de estos u otros criterios, que han sido idénticos en cada alternativa. De esta forma, las hipótesis tomadas, a pesar de afectar al resultado final de cada alternativa, lo hacen de modo similar, resultando la comparación final fidedigna. Finalmente se han calculado una serie de parámetros indicadores de la rentabilidad económica de cada alternativa (VAN, TIR, precio de la energía y periodo de retorno), que sirven como puntos de comparación.

El análisis completo de la inversión de cada escenario se detalla al final de este anejo.

VII.i. Parámetros económicos de partida.

a. Tasas de interés, inflación y variación.

Las tasas de interés, de inflación de los costes de explotación, de variación de los costes de generación y precio de venta de la energía considerados en los dos casos de estudio, se han establecido como hipótesis de partida. Las tasas de variación, que afectan a los combustibles derivados del petróleo, están afectadas por la volatilidad en los precios de estos. La tendencia al alza de los mismos haría prever un incremento del valor de estas.

Tasa de interés	3%
Tasa de inflación (Costes fijos explotación)	2%
Tasa de variación (Costes variables generación. C.Térmica)	4%
Tasa de variación (Precio venta de energía)	2%

b. Recursos financieros.

Se ha partido de las siguientes hipótesis:

Evaluación de la inversión. Parque eólico.

Según los estudios eólicos, alrededor del 80% de la inversión realizada en los parques eólicos se corresponde con el coste de los aerogeneradores. Por lo tanto, el tipo de aerogenerador empleado y su coste son factores que condicionan decisivamente el importe total de la inversión.

En la tabla siguiente se muestra el coste de los aerogeneradores, en sus dos fases de instalación, estimado a partir del precio en el mercado, expresado en Euros / MW de potencia instalada, para cada escenario:

90% COBERTURA E.R.			
Inversión		Año 2010	Año 2020
Parque eólico	(€)	35.039.600,0	17.500.000
Aerogeneradores	(€)	28.000.000	14.000.000
Aerogenerador	(€/MW)	1.400.000	1.400.000
Potencia instalada	(MW)	20	10
Obra civil + S.Eléctrico Gral.	(€)	7.000.000,0	3.500.000
L.M.T.	(€)	39.600,0	0

70% COBERTURA E.R.			
Inversión		Año 2010	Año 2020
Parque eólico	(€)	28.039.600	10.500.000
Aerogeneradores	(€)	22.400.000	8.400.000
Aerogenerador	(€/MW)	1.400.000	1.400.000
Potencia instalada	(MW)	16	6
Obra civil + S.Eléctrico Gral.	(€)	5.600.000,0	2.100.000
L.M.T.	(€)	39.600,0	0

50% COBERTURA E.R.			
Inversión		Año 2010	Año 2020
Parque eólico	(€)	21.039.600	7.000.000
Aerogeneradores	(€)	16.800.000	5.600.000
Aerogenerador	(€/MW)	1.400.000	1.400.000
Potencia instalada	(MW)	12	4
Obra civil + S.Eléctrico Gral.	(€)	4.200.000,0	1.400.000
L.M.T.	(€)	39.600,0	0

El resto de la inversión inicial se corresponde a la instalación eléctrica, conexión a la red y obra civil. La inversión requerida atribuible a estos conceptos será muy próxima en cada alternativa, puesto que a pesar de contar con una configuración distinta, los terrenos afectados y el diseño de los accesos, subestación, línea aérea de evacuación, zanjas y demás elementos relacionados con la obra civil sería muy similar.

A la hora de estimar el importe la inversión no atribuible a los aerogeneradores se adoptará como criterio que:

- Su importe asciende hasta el 20% del total de la inversión total, estimada a partir de la inversión media en aerogeneradores de las tres alternativas (que supondrá el 80% restante).

Evaluación de la inversión. Sistema de almacenamiento de energía.

La inversión relativa a la central hidroeléctrica y a la estación de bombeo se ha calculado en base a los datos aportados en el Manual de Centrales Hidroeléctricas publicado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE).

La evaluación de los costes de los diferentes elementos considerados se ha realizado de la siguiente forma:

- Equipos electromecánicos: en función del tipo de turbina o bomba y de su potencia, derivados del caudal a turbinar/bombear y salto.
- Generador, transformador y sistema eléctrico general: en función de la potencia de la instalación.
- Obra civil: obtenido a partir de la potencia de los equipos a instalar.
- Tubería forzada: se obtiene el precio por metro lineal a partir del diámetro y espesor de la conducción, derivados del caudal y del salto bruto.

En algunas de las anteriores partidas se han elegido costes similares a los del proyecto en la isla de El Hierro, de carácter similar al presente, obtenidos en la página web de Gorona del Viento.

El desglose de esta inversión para cada una de los escenarios planteados es el siguiente:

90% COBERTURA E.R.		
Inversión	Año 2010	
Estación de bombeo	(€)	11.746.951
Equipos electromecánicos	(€)	7.326.496
Motores	(€)	2.175.724
Transformador	(€)	451.120
Sistema eléctrico general	(€)	1.608.635
O. Civil edificio	(€)	184.976
Central hidroeléctrica	(€)	8.018.854
Equipos electromecánicos	(€)	3.800.078
Generadores	(€)	1.862.578
Transformador	(€)	480.977
Sistema eléctrico general	(€)	1.664.281
O. Civil edificio	(€)	210.940
Tubería forzada	(€)	4.582.800
Coste ml	(€/ml)	2.280
Longitud	(ml)	2.010
Depósito superior	(€)	3.851.250
L.M.T Sistema de regulación	(€)	46.200

70% COBERTURA E.R.		
Inversión	Año 2010	
Estación de bombeo	(€)	10.320.742
Equipos electromecánicos	(€)	6.539.036
Motores	(€)	1.747.322
Trafo	(€)	380.427
Sistema eléctrico general	(€)	1.480.304
O. Civil edificio	(€)	173.652
Central hidroeléctrica	(€)	6.595.802
Equipos electromecánicos	(€)	2.943.965
Generadores	(€)	1.487.583
Trafo	(€)	417.617
Sistema eléctrico general	(€)	1.546.769
O. Civil edificio	(€)	199.869
Tubería forzada	(€)	4.341.600
Coste ml	(€/ml)	2.160
Longitud	(ml)	2.010
Depósito superior	(€)	3.851.250
L.M.T Sistema de regulación	(€)	46.200

En el escenario del 50% de cobertura con E.R. no se realiza ninguna inversión pues no resulta económicamente viable.

Los costes derivados de la central diesel se expondrán más adelante.

c. Cuentas de explotación provisionales.

Las cuentas de explotación provisionales figuran al final de este apartado.

Ingresos. Cálculo de las entradas por venta de energía.

En el primer caso de estudio se obtienen los ingresos por venta de energía que el sistema deber generar para alcanzar una rentabilidad predeterminada del 7%. A partir de ellos y de la producción energética se deriva el precio medio de la electricidad que se conseguiría con el parque de generación considerado.

En el segundo caso de estudio se compara únicamente el sistema hidroeléctrico con una central térmica de referencia: la central diesel de la isla. En este caso se valoran los ingresos como el ahorro conseguido al obtener gran parte de la energía de fuentes renovables – energía eólica –. Los flujos de caja positivos considerados provienen del producto de la energía renovable producida por el coste variable de generación en la central térmica de referencia..

Costes de explotación.

Sistema Hidroeléctrico

Los costes anuales de explotación se corresponden a los gastos de personal, costes de operación y mantenimiento, reparaciones y sustituciones de equipos, arrendamiento de terrenos, seguros, costes financieros ordinarios y gastos generales de administración. El capítulo más importante de ellos es el correspondiente a los costes de operación y mantenimiento, que usualmente se contrata con la compañía proveedora de los aerogeneradores y equipos electromecánicos, que garantiza por lo general una disponibilidad de los equipos superior al 95%.

A efectos del estudio económico, los gastos de explotación anuales se estiman en un 3,5% de la inversión inicial.

Central Diesel.

Los costes anuales de explotación se corresponden a los gastos de personal, costes de operación y mantenimiento, reparaciones y sustituciones de equipos. Su valor se ha estimado en 10 €/MWh generado, comparando con otras centrales de potencia similar.

Los costes de generación son los asociados al consumo de combustible diesel e iguales a 127 €/MWh generado. Este dato se ha calculado a partir del consumo específico de dicha central, 0,219 kg/kWh, y del precio del combustible 0,58 €/kg. Estos datos han sido

deducidos de la información contenida en el Anuario 2000 del Gobierno de Canarias, y del Boletín Oficial del Estado numero 51, respectivamente.

Ingresos y gastos financieros.

No se consideran pues se analiza la rentabilidad del proyecto en sí mismo. Por lo tanto no se ha tenido en cuenta ni ingresos ni gastos derivados de la estructura financiera que el promotor de la misma adopte.

Impuestos de sociedades.

Se aplica un impuesto del 35% del resultado de las actividades ordinarias.

Cash-Flow.

Para calcular los flujos de caja se han considerado todas las entradas y salidas de dinero producidas cada año. En el año 1 y siguientes se realiza la producción eléctrica, cuya venta supondrá ingresos. Los costes de explotación y las inversiones en la ampliación del parque eólico supondrán salidas de caja.

El cash-flow refleja los movimientos de tesorería que en realidad se producen cada ejercicio (Rdo. después de impuestos + Amortizaciones).

d. Evaluación.

Se calcula el:

- *Valor actual neto (VAN).*

Se llama *Valor Actual Neto (VAN)* o valor presente de una cantidad S a percibir al cabo de n años con una tasa de interés i , a la cantidad que, si se dispusiera de ella hoy, nos generaría al cabo de n años.

En este caso se ha supuesto que el total de la inversión se ha realizado en el año 2010 y en periodos sucesivos, durante la vida útil del parque, se obtienen unos flujos de caja.

- *Tasa interna del rendimiento (TIR).*

Se llama *Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)* a la tasa de interés que hace nula al VAN. Representa la rentabilidad de cada alternativa.

- *Periodo de retorno.*

Se define el Periodo de Retorno como el plazo de tiempo que ha de transcurrir para que la inversión se recupere. El *TIR*, *VAN* y *Periodo de Retorno*, junto con el precio de venta de la energía en el primer caso de estudio de cada alternativa, alcanzan los siguientes valores, en el año 2040:

Cobertura con E.R.	90%	70%	50%
Precio de venta de la energía (€/MWh)	106	113,7	117,91
TIR	7%	7%	7%
Periodo retorno (años)	14	13	12

Tabla 1. Resultados estudio 1.

Cobertura con E.R.	90%	70%	50%
VAN (MM€)	256	213	157
TIR	13%	14%	21%
Periodo retorno (años)	8	8	5

Tabla 2. Resultados estudio 2.

VII.ii. Comparación de las alternativas y selección.

Desde un punto de vista global y de acuerdo con el estudio económico efectuado, la alternativa propuesta de cobertura del 90% de la demanda energética es la que se considera como óptima. Según los resultados del primer estudio, es con este grado de penetración de energías renovables con la que se consigue un menor precio de la energía con una rentabilidad de la inversión en el parque de generación fijada en el 7%. En los tres escenarios estudiados – 50%, 70% y 90% de penetración de E.R.- el precio de venta de la energía es inferior al actual coste de generación, lo cual es indicativo de la competitividad de la energía eólica, combinada con la regulación por bombeo y turbinación, en los sistemas insulares.

Al efectuar la comparación del sistema hidroeólico, de modo individual, con la central térmica de referencia observamos que la alternativa de menor cobertura – 50% - es la más rentable. La razón es que, como se comentó en el anterior apartado del documento, en ella se prescinde del sistema de almacenamiento de energía: las horas en que la generación del parque eólico supera la demanda no compensa la inversión necesaria en el mismo. A pesar del menor número de horas de funcionamiento, pues deberán aplicarse restricciones a la generación en ocasiones, este número es todavía elevado. Esto unido a una inversión relativa menor, lo convierte en la alternativa más rentable desde el punto de vista de un promotor individual, pues es la más competitiva con respecto a la central térmica diesel de la isla.

Sin embargo, desde el punto de vista del interés general, la mejor opción es alcanzar el 90% de cobertura, con la implantación de un sistema hidroeólico. Debe destacarse que en el caso de cobertura 50% - únicamente un parque eólico – la central diesel, cuyo coste de generación es elevado y que es energéticamente dependiente del exterior, funcionará un elevado número de horas, contribuyendo al alza del nivel general de precios de la energía en la isla.

En definitiva, si se pretende disminuir el coste de suministro energético en la Isla de La Gomera, debe optarse por la alternativa en la que se logra una penetración del 90%.

VIII. Sistema Hidroeólico. Definición de las Instalaciones y de su Funcionamiento.

VIII. Sistema hidroeólico. Definición de las instalaciones y de su funcionamiento.

VIII.i. Introducción

En este punto se define en detalle la solución óptima concluida tras el estudio desarrollado en el presente documento, en el que se han tenido en cuenta aspectos técnicos, ambientales y económicos. El sistema hidroeólico propuesto permitirá cubrir el 90% de la demanda eléctrica esperada en la isla en el horizonte de los años 2020 y 2030, permitiendo solucionar el problema de dependencia energética de la isla, además de suponer una importante reducción en las emisiones aparejadas a la generación con la central térmica diesel con que cuenta la Isla de La Gomera en la actualidad.

El sistema eléctrico de la isla responde a un esquema totalmente distinto del actual en el que la generación está centralizada en la central térmica diesel. Con el nuevo sistema hidroeólico, la generación estará distribuida entre el parque eólico, la central hidroeléctrica y la central diesel. Por ello, es también previsible que el desarrollo de esta opción permita un mayor aprovechamiento de las infraestructuras eléctricas de la isla.

El sistema hidroeólico se compone de dos subsistemas bien diferenciados: el parque de generación eólica y el sistema hidroeléctrico de almacenamiento de energía. Del primero proviene la totalidad de la energía renovable del sistema, mientras que el segundo tiene una función reguladora, acoplando demanda eléctrica y generación, y de estabilidad de la red. Además, ambos subsistemas se encuentran en emplazamientos distantes entre sí. El parque eólico se ha ubicado en el lugar de La Laja, Lomita Fragoso y Honduras, en el término municipal de San Sebastián de La Gomera, al sureste de la isla. En cambio, el sistema de almacenamiento de energía, regulador de todo el sistema, se ha emplazado al norte de la isla, en los términos municipales de Vallehermoso y Agulo. No es posible integrar ambos subsistemas en una única central hidroeólica – lo cual sería óptimo – ya que el recurso eólico y la accesibilidad – mayores en el sureste de la isla – condicionan el emplazamiento del parque de aerogeneradores, y la existencia de recursos hídricos – cuya presencia es necesaria, pese a que no se realiza un uso consuntivo de los mismos – de infraestructuras hidráulicas – embalses – en el norte hace lo propio con las centrales de bombeo y turbinación, y los depósitos inferior y superior que componen el sistema hidroeólico.

La central diesel permanece siendo necesaria, pues pese a que su número de horas de funcionamiento se verá muy reducido, es imprescindible para hacer frente a indisponibilidades del resto de elementos y prestar apoyo a la central hidroeléctrica durante las puntas de demanda, en ausencia de recurso eólico.

Se describen en los siguientes apartados los elementos del sistema y el funcionamiento del mismo.

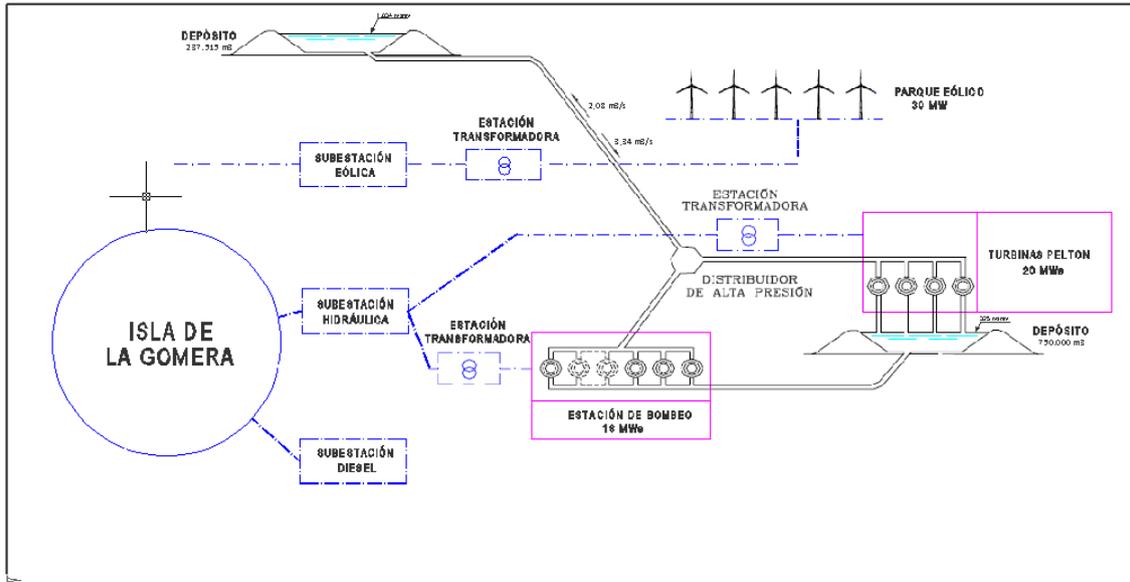


Ilustración 1. Esquema general del sistema eléctrico de la Gomera. Sistema hidroeólico, central térmica diesel y red eléctrica de La Gomera

VIII.ii. Parque eólico de San Sebastián de la Gomera.

La construcción del P.E.se realizará de forma escalonada, en dos fases, y el aerogenerador empleado será el **modelo G80**. La primera fase incluirá diez aerogeneradores, los cuales generaran la suficiente energía para lograr una cobertura del 90% de la demanda eléctrica esperada para el año 2020. En una segunda fase se instalaran cinco aerogeneradores adicionales para mantener dicha cobertura hasta el 2030. De este modo se adecua el parque de generación a la demanda y se permite la posibilidad de modificar el proyecto en función de la evolución real de esta última.

Aerogeneradores

El aerogenerador seleccionado pertenece a la clase **IEC IA**. El modelo empleado, tal como se ha mencionado es el **G80**, cuyas características técnicas se resumen a continuación.

Rotor

Diámetro del rotor: 80 m
 Área barrida: 5.024 m²
 Velocidad de giro 9,0 - 19,0 rpm
 Sentido de giro Agujas del reloj (vista frontal)
 Peso (incl. Buje) Aprox. 38 T
 Peso (incl. Buje y Nacelle) Aprox. 108 T

Palas

Número de palas 3
 Longitud 39 m
 Perfil NACA 63.XXX + FFA-W3
 Material Fibra de vidrio preimpregnado de resina epoxy
 Peso pala completa 6.500 kg

Torre

Material: Acero
 Altura: 67m
 Número de secciones: 3

Multiplificadora

Tipo 1 etapa planetaria /
 2 etapas de ejes paralelos
 Ratio 1:100,5 (50 Hz)
 1:120,5 (60 Hz)
 Refrigeración Bomba de aceite con radiador de aceite
 Calentamiento aceite 2,2 kW

Generador.

Tipo: Asíncrono doblemente
 Potencia nominal 2.0 MW
 Tensión 690 V ac
 Frecuencia 50 Hz / 60 Hz
 Clase de protección IP 54
 Número de polos 4
 Velocidad de giro 900:1.900 rpm
 (nominal 1.680 rpm) (50 Hz)
 1.080:2.280 rpm
 (nominal 2.016 rpm) (60 Hz)
 Intensidad nominal Estator 1,500 A @ 690 V
 Factor de potencia (standard) 0,98 CAP - 0,96 IND a cargas parciales y 1 a potencia nominal.*
 Factor de potencia (opcional) 0,95 CAP - 0,95 IND en todo el rango

Operación.

Velocidad de arranque: 2,5-3.5 m/s

Velocidad de corte: 28-34 m/s

Lay-out

La ubicación de los aerogeneradores se define a continuación.

Posición	Coord UTM	Turbina	Altitud (m)	Altura (m)
Aerogenerador 1	(286652.6,3110575.0)	Gamesa (2MW)	841	67
Aerogenerador 2	(283349.9,3110533.0)	Gamesa (2MW)	1160	67
Aerogenerador 3	(283684.0,3110476.0)	Gamesa (2MW)	1140	67
Aerogenerador 4	(284355.1,3109895.0)	Gamesa (2MW)	1069	67
Aerogenerador 5	(284752.6,3110338.0)	Gamesa (2MW)	1029	67
Aerogenerador 6	(286308.8,3110340.0)	Gamesa (2MW)	905	67
Aerogenerador 7	(286015.1,3110075.0)	Gamesa (2MW)	965	67
Aerogenerador 8	(285159.3,3110215.0)	Gamesa (2MW)	987	67
Aerogenerador 9	(287237.6,3110273.0)	Gamesa (2MW)	801	67
Aerogenerador 10	(287555.9,3110206.0)	Gamesa (2MW)	790	67
Aerogenerador 11	(287874.2,3110071.0)	Gamesa (2MW)	759	67
Aerogenerador 12	(288874.1,3109867.0)	Gamesa (2MW)	677	67
Aerogenerador 13	(289012.8,3109252.0)	Gamesa (2MW)	589	67
Aerogenerador 14	(288308.2,3110072.0)	Gamesa (2MW)	727	67
Aerogenerador 15	(284158.8,3110407.0)	Gamesa (2MW)	1075	67

Cimentaciones

Dada la naturaleza del terreno en el emplazamiento del P.E. – roca basáltica sana, aunque existen diques y discontinuidades en algunas zonas -, previsiblemente se proyectara una cimentación superficial, supeditada a las indicaciones del informe geotécnico

Plataformas de montaje

Se proyectarán en paralelo a los caminos de acceso o en su final, según la posición relativa del aerogenerador dentro del parque.

Poseerán unas dimensiones aproximadas de 45 x 30, siendo estas función de las especificaciones técnicas de montaje. La capacidad de carga deberá ser suficiente como para permitir el montaje de los aerogeneradores con una grúa principal y otra auxiliar.

Canalizaciones eléctricas

Las canalizaciones eléctricas que unen la S.E. del parque eólico presentan una tensión de 12 kV. Se construirán en zanja, paralelas a los caminos de acceso. El esquema eléctrico del parque responde a 2 ramas de X y Y aerogeneradores, la segunda ampliable a Z aerogeneradores en la Fase II de construcción.

Accesos

El acceso al emplazamiento del P.E. se realiza a través de la carretera TF 713 desde puerto de la playa de San Sebastián de la Gomera. En su primer tramo a la salida de San Sebastián de la Gomera, sería necesario ejecutar sobreanchos en varias curvas que permitan un correcto acceso de los aerogeneradores.

Los accesos de nueva creación serán viales de firme granular y 5 m de ancho y cuentas en tierras a ambos lados. Se proyectarán y ejecutarán de acuerdo con las especificaciones técnicas del transporte de los elementos del aerogenerador, que determinarán los radios máximos de curvatura, pendiente longitudinal y sobreancho en curvas.

Se dispondrán las correspondientes obras de drenaje transversal en el cruce con vaguadas o regatos en la zona.

Subestación

La subestación eléctrica se sitúa en el centro geométrico del parque eólico, tras la finalización de la fase II de la implantación.

Las coordenadas UTM del emplazamiento de la subestación son:

Posición	Coord UTM
Subestación P.E.	(286711.80,3110372.30)

Línea de evacuación

Se prolongará una L.M.T de 20 kV proveniente de la S.E. de la Central Diesel de la isla en 1,5 km de longitud. Probablemente será necesario el refuerzo del tramo existente.

VIII.iii. Sistema de almacenamiento de energía.

El sistema de almacenamiento de energía está constituido por una central de bombeo, una central hidroeléctrica, dos depósitos a distinta cota y una tubería forzada que los comunica. Su misión es extraer los excedentes de generación eólica cuando ésta supera la demanda eléctrica, bombeando agua del depósito inferior al exterior- almacenando la energía extraída del viento en energía potencial –, y detraer dichos excedentes en aquellos momentos en que la generación eólica no cubra la totalidad de la demanda eléctrica.

Se describen a continuación los principales elementos del sistema:

Depósito inferior

Como depósito inferior se aprovecha la Presa de la Encantadora en el Barranco del Ingenio, sita en el término municipal de Vallehermoso, que embalsa el agua del Barranco del Ingenio. Su tipología es arco-gravedad y cuenta con 750.000 m³ de capacidad, cota máxima de explotación de 325 m.s.n.m. y mínima de 290 m.s.n.m. Su estado de conservación es aceptable y las aguas almacenadas se encuentran bastante eutrofizadas. La restitución de las aguas turbinadas al mismo puede suponer una mejora en este último aspecto.

Depósito superior

Una balsa de nueva creación constituye el depósito superior. Está situada en el lugar conocido como Raso del Quebradón, una penillanura a la cota 1029 m.s.n.m. que destaca sobre el macizo central de la Isla de La Gomera, en el término municipal de Agulo. Se construirá semixcavada en dicha planicie, de modo que se compensen las tierras excavadas en las barreras de la balsa, coronadas a la cota 1035 m.s.n.m. Dicha coronación tendrá una anchura aproximada de 6 m para facilitar su construcción. Estas barreras se construirán con un talud aproximado de 3H:1V. Las cotas máxima y mínima de explotación serán 1.034 m.s.n.m. y 1024 m.s.n.m. y presentará una capacidad de 237.500 m³

De acuerdo con la información consultada en el Mapa Geotécnico de la Isla de La Gomera, en esta zona es muy probable la presencia de un suelo de naturaleza arcillosa con una potencia de varios metros, producto de la alteración de los materiales basálticos del sustrato. Por lo tanto deberá acometerse un estudio exhaustivo para determinar la potencia de las arcillas, su grado de compactación, etc. En función del mismo, es posible que deba precompactarse el terreno antes de construir la balsa.

Se adoptarán las correspondientes medidas para asegurar la estanqueidad de la balsa, entre las que se incluye una capa asfáltica, más flexible ante la aparición de asientos que podrían agrietar un revestimiento de hormigón.

El fondo de la balsa tendrá un bombeo mínimo de un 2% hacia la toma de la tubería, localizada en la parte más cercana al otro depósito.

Tubería forzada

La tubería estaría soterrada en su primer tramo, desde su partida de la zona norte de la balsa hasta la casa de válvulas. El resto del trazado discurriría siguiendo las diversas carenas de la montaña y siendo aéreo en su mayor parte, con apoyos cada 12 m aproximadamente, salvo un tramo de aproximadamente 275 m de desarrollo, en el que la complejidad, difícil acceso y las características medioambientales del terreno –pertenece al Parque Nacional del Garajonay – aconsejan la ejecución de un túnel. Deberá apantallarse con especies de flora autóctonas para reducir su impacto visual, pudiéndose valorar su soterramiento en algunos otros tramos.

La tubería se bifurcaría mediante un pantalón o distribuidor, llevando una de las tuberías que parte de este a la central hidroeléctrica, emplazada al este de la Presa de la Encantadora, en donde se restituirán las aguas turbinadas. La otra bifurcación discurriría por la margen derecha del Barranco del Ingenio hasta llegar a la Estación de Bombeo, construida aguas abajo de la presa – necesario para conseguir la altura de aspiración requerida por los equipos de bombeo –. Debe notarse que se empleará una única tubería para turbinación y bombeo, variando el sentido del flujo en función de cuál de ellos predomine.

En total, la tubería tendría una longitud de 2.010 m. Se construirá a base de virolas soldadas de acero S375JR. El espesor será variable entre 17 mm – en la zona inferior, donde la presión es mayor – y 6 mm en el tramo superior. En las zonas en que se encuentra soterrada se dispondrán los correspondientes rigidizadores para hacer frente a la carga de tierras.

Se aplicará una pintura epoxi protectora contra la corrosión interior y otra exterior

Casa de válvulas

Alojará al menos una válvula de mariposa y una de compuerta que aisle la conducción forzada para las tareas de inspección, mantenimiento y reparación. También se instalará en la tubería una boca de mano para la introducción de los equipos necesarios para dichas tareas.

Central hidroeléctrica

El edificio de la central hidroeléctrica se sitúa al este de la Presa de la Encantadora. El foso de máquinas se situará un poco por encima de la cota máxima de explotación del embalse. En ella se alojarán los equipos electromecánicos de turbinación – turbinas y generadores, los equipos oleohidráulicos de accionamiento, instalación eléctrica general – cuadros, celdas –, el transformador de tensión, puente grúa, sala de control. etc.

La tubería forzada proveniente del distribuidor se ramificará en tres brazos que alimentarán las tres turbinas con que contará la central.

El agua, una vez turbinada, será restituida al embalse a través de un canal con unas dimensiones tales que eviten velocidades excesivas.

Equipos electromecánicos de la central hidroeléctrica.

Debido al elevado salto – 709 m –, los grupos de generación deben ser turbinas Pelton. Este tipo de turbinas son muy flexibles pues mantienen una elevada eficiencia con caudales muy por debajo del nominal – eficiencias por encima del 90% con $Q=1/3Q_n$ –. Por tanto, no se necesita un gran número de grupos para efectuar la regulación. Basta con actuar sobre el distribuidor para variar la potencia entregada por el grupo. Se ha optado por un esquema con 3 grupos, compromiso entre la simplicidad, flexibilidad y disponibilidad.

La potencia de diseño de cada una de ellas será de 7.650 kW, de eje vertical y tres o cuatro chorros. Los generadores acoplados a las turbinas presentarán una potencia de aproximadamente 7.850 kVA y $\cos \varphi=0.9$.

Central de bombeo

La estación de bombeo se construirá en la margen derecha del Barranco del Ingenio, aguas abajo de la presa, debido a la altura de aspiración requerida por los equipos de

bombeo. Durante el bombeo, el agua sería tomada del desagüe de fondo de la presa, por lo que será necesario adaptar estas instalaciones. La tubería proveniente de la presa se ramifica en varios brazos que alimentan a las bombas, dispuestas en paralelo. Esta central también alojará los mencionados equipos de impulsión, los motores a que están acoplados, equipos oleohidráulicos de accionamiento, la instalación eléctrica asociada – transformador elevador de tensión, cableado, celdas, cuadros, etc. –, puente grúa y una sala de control.

El agua bombeada en cada equipo confluirá en una única conducción forzada que se dirige al distribuidor de alta presión por la margen derecha del barranco.

Equipos electromecánicos de la estación de bombeo

Se dispondrán 22 bombas centrífugas de varias etapas, en paralelo. El número de grupos es elevado porque en este caso la potencia consumida se regula variando el número de grupos que entran en funcionamiento – a carga total –, ya que la zona de altos rendimientos en su curva característica es muy pequeña.

Del total de los equipos, 20 tendrán una potencia de 500 kW y las dos restantes contarán con 2.500 kW y regulador de tensión, sumando 15.000 kW.

Subestación

Se construirá una subestación en la margen derecha del Barranco del Ingenio, en una zona donde la pendiente de la ladera es moderada, situada entre ambas centrales. Sendas conducciones eléctricas provenientes de la central hidroeléctrica y de la central de bombeo llegarán a la S.E., donde la tensión será elevada hasta 20 kV – la tensión de la red de la isla –.

Línea eléctrica

De la S.E. partirá la línea eléctrica de media tensión, de aproximadamente 1.500 m de longitud, que entroncará con la red eléctrica de la Gomera en las cercanías del Cabezo de las Losas.

VIII.iv. Régimen de explotación.

El sistema hidroeléctrico puede operar en los siguientes modos de funcionamiento:

- Cuando la potencia del parque eólico es superior a la demanda de energía, la estación de bombeo se encuentra en funcionamiento si los niveles en los depósitos superior e inferior lo permiten. El exceso de energía se almacena en forma de energía potencial gravitatoria de la masa de agua bombeada al depósito superior.
- En el caso de que la potencia del parque eólico sea inferior a la demanda, si el nivel en el depósito superior lo permite, la central hidroeléctrica generará electricidad con una potencia tal que equilibre generación total y consumo. Se libera de esta manera la energía almacenada previamente. En el caso de que esta potencia no sea suficiente, la central térmica diesel entra en funcionamiento.
- En cualquiera de los dos casos, con el fin de garantizar la estabilidad de la red, se impone la condición de que la generación de electricidad en la central hidroeléctrica sea, al menos, un 30% del total. Si esta potencia de generación supone un desequilibrio entre producción y consumo, el balance se logra con la entrada en funcionamiento de los grupos de bombeo. En aquellos casos en los que el nivel en el depósito superior no permita turbinar, entrará en funcionamiento la central térmica diesel hasta lograr el 30% del total.

Debe destacarse que únicamente se ha dispuesto una tubería forzada, de modo que se ahorran las pérdidas de carga por fricción durante el funcionamiento simultáneo de los equipos que existiría en caso de contar con dos tuberías, una para el bombeo y otra para la turbinación.

El sentido del flujo en la tubería forzada es:

- Desde la central de bombeo al distribuidor de alta presión si los equipos de bombeo son necesarios para equilibrar generación y consumo
- Desde el distribuidor de alta presión a la central hidroeléctrica, en cualquier caso.
- El flujo en la tubería forzada depende de la relación entre la potencia hidráulica de bombeo y turbinación. Es ascendente cuando el primero supera al segundo y descendente en caso contrario.
- En el caso de que la potencia conjunta de generación eólica y central hidroeléctrica no cubran la demanda, entrará en funcionamiento la central térmica diesel de la isla.

Del modo descrito, la disposición de un sistema de bombeo hidráulico, parque de aerogeneradores y grupos diesel, se consigue la regulación y estabilidad de la red eléctrica de la isla.

VIII.v. Características técnicas

Sistema de almacenamiento de energía

Términos municipales: Hermigua y Agulo

Depósito superior

Tipología: Balsa, con barreras construidas a partir de materiales sueltos.

Capacidad: 237.500 m³.

C.Max.E.: 1034 m.s.n.m.

C.Min.E.:1024 m.s.n.m.

Depósito inferior

Tipología: Presa Arco-Gravedad

Capacidad:750.000 m³ (Presa de la Encantadora)

C.Max.E.: 325 m.s.n.m.

C.Min.E.:290 m.s.n.m.

Tubería forzada.

Longitud: 2010 m

Diámetro: 1.150 mm

Espesor: 17-6 mm

Material: Acero S375JR

Salto bruto 709 m

Turbinas

Tipo Pelton

Caudal nominal: 3 x 1,10 m³/s.

Salto bruto: 709 m

Potencia: 3 x 7.650 kW.

Bombas

Tipo: centrífugas de varias etapas

Caudal de bombeo 2,08 m³/s (total)

Potencia de bombeo 20 x 500 kW + 2 x 2.500 kW

Parque eólico

Término municipal: San Sebastián

Potencia unitaria: 2 MW

Número de aerogeneradores:

Fase I: 10

Fase II: 10 + 5

Rotor

Diámetro del rotor: 80 m

Área barrida: 5.024 m²

Número de Palas: 3

Generador.

Tipo: Asíncrono doblemente

Tensión: 690 Voltios

Torre.

Material: Acero

Altura: 67m

Operación.

Velocidad de arranque: 2,5-3.5 m/s

Velocidad de corte: 28-34 m/s

Producción anual de energía

	Fase I	Fase II
Parque Eólico de San Sebastián de la Gomera:	91,995 GWh	128,360 GWh
Central Hidroeléctrica:	37,070 GWh	46,290 GWh
Central Diesel:	13,610 GWh	12,500 GWh

Consumo anual de energía

Estación de bombeo:	39,970 GWh	51,380 GWh
---------------------	------------	------------

Cobertura E.R.

87%	90%
-----	-----

Emisiones de CO₂ evitadas

65.327 t/año	83.815 t/año
--------------	--------------

Anexo I: Estudio de Recurso Eólico

'Wind atlas 1' wind atlas

Produced on 7/23/2009 at 11:51:23 AM by licenced user: Student licence, EOI-Escuela de Negocios, Spain using WAsP version: 9.01.0000.

Reference conditions

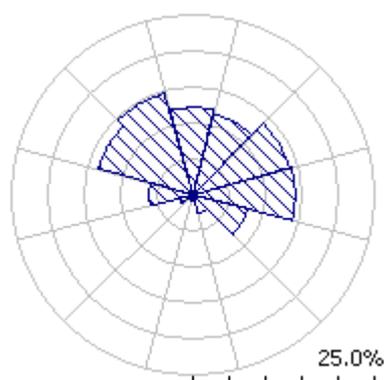
The wind atlas contains data for 4 reference roughness lengths (0.000 m, 0.030 m, 0.100 m, 0.400 m) and 5 reference heights (10 m, 25 m, 50 m, 100 m, 200 m) above ground level. The roses of Weibull parameters have 12 sectors each.

Regional wind climate summary

Height	Parameter	0.00 m	0.03 m	0.10 m	0.40 m
10.0 m	Weibull A [m/s]	7.2	5.0	4.4	3.5
	Weibull k	1.86	1.63	1.63	1.63
	Mean speed [m/s]	6.35	4.51	3.93	3.09
	Power density [W/m ²]	324	136	90	44
25.0 m	Weibull A [m/s]	7.8	6.0	5.4	4.6
	Weibull k	1.88	1.73	1.72	1.72
	Mean speed [m/s]	6.88	5.37	4.83	4.06
	Power density [W/m ²]	405	212	156	93
50.0 m	Weibull A [m/s]	8.2	7.0	6.4	5.5
	Weibull k	1.90	1.90	1.87	1.85
	Mean speed [m/s]	7.27	6.17	5.64	4.90
	Power density [W/m ²]	472	290	226	149
100.0 m	Weibull A [m/s]	8.6	8.2	7.5	6.7
	Weibull k	1.81	2.04	2.05	2.06
	Mean speed [m/s]	7.63	7.26	6.68	5.91
	Power density [W/m ²]	581	438	341	234
200.0 m	Weibull A [m/s]	8.9	10.0	9.2	8.2
	Weibull k	1.65	1.99	1.99	2.00
	Mean speed [m/s]	7.96	8.89	8.17	7.27
	Power density [W/m ²]	739	827	640	449

Detailed descriptions

Wind rose for roughness length 0.00 m



Sector frequencies for roughness length 0.00 m

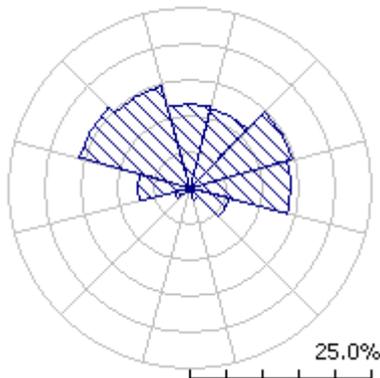
<i>i</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
----------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----

[°]	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
f [%]	12.3	11.5	13.7	14.0	7.7	2.7	0.9	0.8	1.9	6.0	13.7	14.8

Sector-wise Weibull distributions for roughness length 0.00 m

H	i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	°	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
10.0	A	5.8	5.5	6.5	8.2	8.4	7.2	5.7	5.7	6.7	8.7	8.5	6.9
	k	2.00	2.00	1.98	1.95	1.99	1.88	1.94	2.12	1.99	1.97	2.08	1.96
	U	5.12	4.91	5.75	7.26	7.46	6.40	5.07	5.03	5.94	7.70	7.55	6.16
	E	157	138	224	460	486	328	157	141	245	540	485	279
25.0	A	6.3	6.0	7.0	8.9	9.1	7.8	6.2	6.2	7.3	9.4	9.2	7.5
	k	2.04	2.04	2.02	1.98	2.02	1.91	1.97	2.15	2.03	2.00	2.11	2.00
	U	5.55	5.32	6.23	7.86	8.07	6.93	5.49	5.45	6.43	8.33	8.18	6.67
	E	196	173	280	575	609	408	196	176	306	676	607	347
50.0	A	6.6	6.3	7.4	9.4	9.6	8.3	6.5	6.5	7.7	9.9	9.7	8.0
	k	2.06	2.06	2.04	2.00	2.05	1.93	1.99	2.17	2.05	2.03	2.13	2.01
	U	5.86	5.62	6.58	8.31	8.53	7.32	5.80	5.76	6.79	8.80	8.63	7.05
	E	229	202	327	670	708	477	229	206	358	786	708	406
100.0	A	6.9	6.7	7.8	9.8	10.1	8.7	6.9	6.8	8.0	10.4	10.2	8.3
	k	1.93	1.93	1.91	1.90	1.94	1.81	1.87	2.04	1.92	1.93	2.02	1.88
	U	6.16	5.91	6.92	8.72	8.95	7.70	6.10	6.05	7.14	9.24	9.07	7.41
	E	284	250	406	820	865	595	285	255	444	956	863	505
200.0	A	7.2	6.9	8.1	10.2	10.5	9.0	7.1	7.1	8.4	10.8	10.6	8.7
	k	1.72	1.72	1.70	1.72	1.77	1.61	1.66	1.81	1.71	1.77	1.83	1.68
	U	6.43	6.17	7.22	9.09	9.33	8.04	6.36	6.32	7.46	9.62	9.45	7.73
	E	368	325	528	1039	1087	781	372	328	576	1190	1083	658

Wind rose for roughness length 0.03 m



Sector frequencies for roughness length 0.03 m

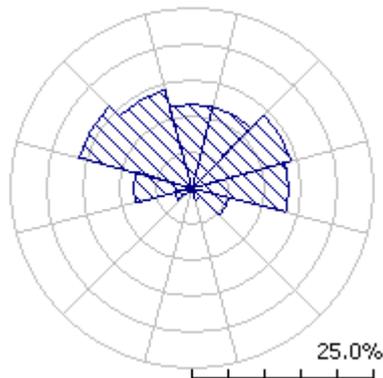
<i>i</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
[°]	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
f [%]	11.5	11.4	14.6	13.7	5.6	1.7	0.6	0.8	2.2	7.3	15.9	14.6

Sector-wise Weibull distributions for roughness length 0.03 m

H	i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----

	°	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
10.0	A	3.9	3.9	4.7	6.2	5.9	4.5	3.8	4.0	4.7	6.2	5.9	4.5
	k	1.72	1.70	1.72	1.79	1.74	1.65	1.72	1.78	1.69	1.76	1.79	1.72
	U	3.48	3.49	4.20	5.51	5.24	3.99	3.41	3.59	4.22	5.55	5.27	4.05
	E	59	60	103	221	197	93	55	61	107	231	193	92
25.0	A	4.7	4.7	5.7	7.3	7.0	5.4	4.6	4.8	5.7	7.4	7.1	5.5
	k	1.85	1.84	1.85	1.88	1.85	1.78	1.86	1.93	1.82	1.85	1.90	1.86
	U	4.17	4.18	5.03	6.52	6.22	4.78	4.08	4.29	5.05	6.56	6.27	4.85
	E	92	93	161	345	306	145	86	96	167	360	303	144
50.0	A	5.4	5.5	6.6	8.4	8.0	6.2	5.3	5.6	6.6	8.4	8.1	6.3
	k	2.08	2.06	2.08	2.04	2.02	1.99	2.09	2.17	2.04	1.99	2.10	2.09
	U	4.82	4.83	5.82	7.44	7.12	5.53	4.72	4.97	5.84	7.47	7.19	5.61
	E	126	128	222	471	418	198	118	133	229	489	415	198
100.0	A	6.5	6.5	7.8	9.7	9.4	7.4	6.3	6.7	7.8	9.7	9.5	7.5
	k	2.22	2.20	2.22	2.20	2.17	2.12	2.22	2.31	2.17	2.14	2.25	2.22
	U	5.72	5.74	6.91	8.62	8.31	6.57	5.61	5.90	6.94	8.63	8.41	6.66
	E	199	203	350	686	623	313	187	211	361	703	624	313
200.0	A	8.0	8.1	9.7	11.7	11.4	9.2	7.9	8.3	9.7	11.6	11.5	9.3
	k	2.12	2.10	2.12	2.12	2.08	2.03	2.12	2.20	2.08	2.06	2.15	2.12
	U	7.12	7.14	8.59	10.3	10.0	8.16	6.97	7.33	8.63	10.2	10.2	8.28
	E	400	406	702	3	7	627	375	421	724	9	2	627
				1222	1148					1234	1164		

Wind rose for roughness length 0.10 m



Sector frequencies for roughness length 0.10 m

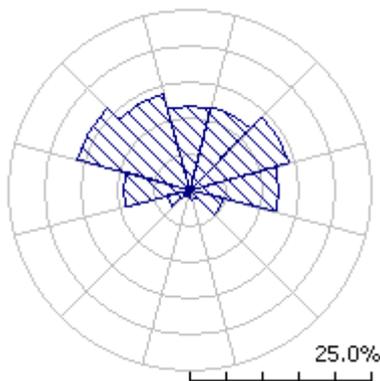
<i>i</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
[°]	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
f [%]	11.5	11.6	14.2	13.4	5.1	1.6	0.7	1.0	2.5	8.1	16.2	14.1

Sector-wise Weibull distributions for roughness length 0.10 m

H	<i>i</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	°	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
10.0	A	3.4	3.5	4.2	5.4	5.1	3.8	3.4	3.7	4.3	5.4	5.1	3.9
	k	1.73	1.71	1.69	1.78	1.73	1.66	1.74	1.76	1.63	1.75	1.76	1.72
	U	3.05	3.13	3.73	4.80	4.54	3.43	3.00	3.25	3.88	4.78	4.50	3.48
	E	39	43	74	146	128	58	37	46	86	148	122	58
25.0	A	4.2	4.3	5.2	6.6	6.3	4.8	4.2	4.5	5.4	6.6	6.2	4.8

	k	1.85	1.82	1.80	1.87	1.83	1.78	1.87	1.88	1.75	1.83	1.87	1.85
	U	3.76	3.86	4.61	5.87	5.57	4.23	3.70	4.01	4.79	5.84	5.53	4.30
	E	68	74	128	253	222	101	64	81	149	256	212	101
50.0	A	5.0	5.1	6.1	7.7	7.3	5.6	4.9	5.3	6.3	7.6	7.3	5.7
	k	2.05	2.02	1.99	2.01	1.98	1.97	2.07	2.08	1.94	1.96	2.04	2.04
	U	4.42	4.53	5.41	6.79	6.47	4.97	4.35	4.71	5.62	6.76	6.44	5.05
	E	98	108	186	365	320	146	93	117	214	368	307	147
100.	A	6.0	6.1	7.3	9.0	8.6	6.7	5.9	6.3	7.6	8.9	8.6	6.8
0	k	2.25	2.21	2.19	2.20	2.17	2.15	2.26	2.28	2.12	2.15	2.23	2.24
	U	5.27	5.41	6.46	7.94	7.62	5.93	5.19	5.62	6.71	7.89	7.61	6.03
	E	154	168	290	535	478	228	146	184	333	535	466	230
200.	A	7.4	7.6	9.0	10.7	10.4	8.3	7.3	7.9	9.4	10.6	10.5	8.4
0	k	2.15	2.12	2.09	2.12	2.09	2.06	2.17	2.18	2.03	2.07	2.14	2.14
	U	6.53	6.70	8.00	9.52	9.22	7.35	6.43	6.97	8.31	9.43	9.27	7.47
	E	305	334	574	953	881	453	289	365	662	948	874	457

Wind rose for roughness length 0.40 m



Sector frequencies for roughness length 0.40 m

<i>i</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
[°]	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
f [%]	11.5	12.0	14.1	12.3	4.7	1.4	0.7	1.1	3.2	9.2	16.0	13.8

Sector-wise Weibull distributions for roughness length 0.40 m

H	<i>i</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	°	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
10.0	A	2.7	2.8	3.4	4.3	4.0	3.0	2.7	2.9	3.6	4.2	3.9	3.0
	k	1.73	1.69	1.69	1.79	1.73	1.67	1.77	1.69	1.64	1.76	1.73	1.71
	U	2.41	2.53	3.05	3.78	3.55	2.70	2.39	2.62	3.25	3.71	3.44	2.70
	E	19	23	40	71	61	28	18	25	50	69	56	28
25.0	A	3.6	3.7	4.5	5.6	5.2	4.0	3.5	3.9	4.8	5.5	5.1	4.0
	k	1.84	1.79	1.79	1.87	1.82	1.78	1.88	1.79	1.74	1.83	1.82	1.81
	U	3.17	3.34	4.02	4.94	4.65	3.55	3.14	3.45	4.27	4.84	4.51	3.56
	E	41	49	86	152	130	60	39	54	107	146	119	59
50.0	A	4.3	4.5	5.5	6.7	6.3	4.8	4.3	4.7	5.8	6.5	6.1	4.9
	k	2.01	1.95	1.95	1.99	1.95	1.94	2.04	1.96	1.89	1.95	1.97	1.97
	U	3.84	4.03	4.86	5.91	5.58	4.30	3.80	4.17	5.16	5.80	5.44	4.31
	E	66	79	138	243	209	96	63	87	171	234	191	95

100. 0	A	5.3	5.5	6.7	8.0	7.6	5.9	5.2	5.7	7.1	7.8	7.4	5.9
	k	2.26	2.20	2.20	2.22	2.19	2.18	2.31	2.21	2.13	2.18	2.21	2.22
	U	4.66	4.90	5.91	7.05	6.70	5.22	4.62	5.07	6.25	6.92	6.56	5.23
	E	106	126	220	371	324	153	101	139	270	358	300	152
200. 0	A	6.5	6.9	8.3	9.6	9.2	7.3	6.5	7.1	8.7	9.5	9.1	7.3
	k	2.16	2.10	2.10	2.14	2.10	2.09	2.21	2.11	2.04	2.10	2.12	2.13
	U	5.79	6.09	7.34	8.51	8.18	6.49	5.74	6.30	7.75	8.37	8.07	6.50
	E	211	252	441	676	609	306	202	278	535	654	581	303

'Turbine cluster Enercon 1 wind farm

Produced on 7/23/2009 at 12:23:40 PM by licenced user: Student licence, EOI-Escuela de Negocios, Spain using WAsP version: 9.01.0000.

Summary results

Site results

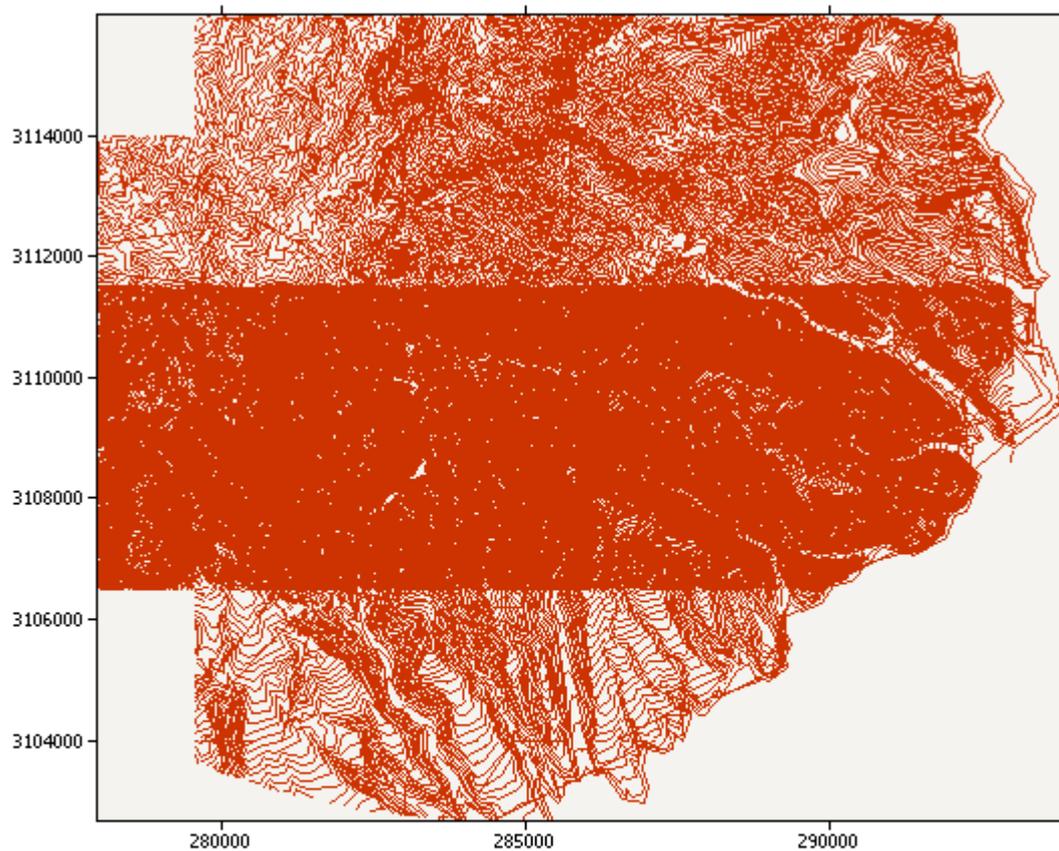
Site	Location [m]	Turbine	Elevation [m a.s.l.]	Height [m a.g.l.]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	(283417.1,31 10492.0)	Enercon E44(900kW)	1138	55	3.804	1.68
Turbine site 002	(283988.2,31 10385.0)	Enercon E44(900kW)	1075	55	3.501	2.06
Turbine site 003	(284174.1,31 10375.0)	Enercon E44(900kW)	1064	55	3.595	2.02
Turbine site 004	(285604.2,31 10123.0)	Enercon E44(900kW)	950	55	3.760	0.63
Turbine site 005	(286278.8,31 10278.0)	Enercon E44(900kW)	908	55	3.947	0.64
Turbine site 006	(285927.7,31 10105.0)	Enercon E44(900kW)	972	55	4.076	1.22
Turbine site 007	(284376.8,31 09984.0)	Enercon E44(900kW)	1058	55	3.772	2.82
Turbine site 008	(283225.2,31 10461.0)	Enercon E44(900kW)	1133	55	3.725	1.33
Turbine site 009	(283903.9,31 10061.0)	Enercon E44(900kW)	1025	55	3.124	3.19
Turbine site 010	(283786.1,31 10465.0)	Enercon E44(900kW)	1115	55	3.792	1.41
Turbine site 011	(283594.7,31 10476.0)	Enercon E44(900kW)	1141	55	3.863	1.63
Turbine site 012	(283264.5,31 10084.0)	Enercon E44(900kW)	1068	55	3.482	1.91
Turbine site 013	(283543.5,31 10044.0)	Enercon E44(900kW)	944	55	1.972	3.15
Turbine site 014	(284199.2,31 09975.0)	Enercon E44(900kW)	1024	55	3.229	3.41
Turbine site 015	(284525.8,31 10319.0)	Enercon E44(900kW)	1048	55	3.723	2.17
Turbine site 016	(284350.1,31 10403.0)	Enercon E44(900kW)	1058	55	3.700	1.32
Turbine site 017	(284722.6,31 10372.0)	Enercon E44(900kW)	1020	55	3.825	1.19
Turbine site 018	(284894.6,31 10285.0)	Enercon E44(900kW)	1006	55	3.708	1.35
Turbine site 019	(285108.7,31 10204.0)	Enercon E44(900kW)	990	55	3.788	1.08
Turbine site 020	(286582.3,31 10466.0)	Enercon E44(900kW)	839	55	3.718	0.81
Turbine site 021	(286109.7,31 10141.0)	Enercon E44(900kW)	925	55	3.784	1.21

Turbine site 022	(286780.5,3110523.0)	Enercon E44(900kW)	802	55	3.590	0.38
------------------	----------------------	--------------------	-----	----	-------	------

Site wind climates

Site	Location [m]	Height [m a.g.l.]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]	RIX [%]	dRIX [%]
Turbine site 001	(283417.1,3110492.0)	55	11.4	2.08	10.06	1144	49.1	4.2
Turbine site 002	(283988.2,3110385.0)	55	10.8	1.99	9.57	1027	50.2	5.3
Turbine site 003	(284174.1,3110375.0)	55	11.0	2.02	9.72	1066	50.3	5.4
Turbine site 004	(285604.2,3110123.0)	55	11.5	1.91	10.18	1291	52.5	7.6
Turbine site 005	(286278.8,3110278.0)	55	12.3	1.85	10.94	1665	52.4	7.5
Turbine site 006	(285927.7,3110105.0)	55	12.2	2.01	10.85	1488	52.3	7.4
Turbine site 007	(284376.8,3109984.0)	55	11.5	2.04	10.17	1207	52.4	7.5
Turbine site 008	(283225.2,3110461.0)	55	11.2	2.06	9.90	1101	48.7	3.8
Turbine site 009	(283903.9,3110061.0)	55	10.0	1.99	8.90	831	51.5	6.6
Turbine site 010	(283786.1,3110465.0)	55	11.4	2.04	10.08	1175	50.3	5.4
Turbine site 011	(283594.7,3110476.0)	55	11.6	2.05	10.24	1226	49.8	4.9
Turbine site 012	(283264.5,3110084.0)	55	11.1	1.82	9.84	1235	49.9	5.0
Turbine site 013	(283543.5,3110044.0)	55	7.8	1.90	6.90	405	50.7	5.8
Turbine site 014	(284199.2,3109975.0)	55	10.2	2.03	9.08	865	51.5	6.6
Turbine site 015	(284525.8,3110319.0)	55	11.3	2.03	10.01	1158	52.5	7.6
Turbine site 016	(284350.1,3110403.0)	55	11.2	2.02	9.90	1125	52.1	7.2
Turbine site 017	(284722.6,3110372.0)	55	11.4	2.05	10.11	1178	53.2	8.3
Turbine site 018	(284894.6,3110285.0)	55	11.2	2.01	9.93	1141	52.2	7.3
Turbine site 019	(285108.7,3110204.0)	55	11.4	1.98	10.14	1230	53.1	8.2
Turbine site 020	(286582.3,3110466.0)	55	11.4	1.89	10.16	1298	51.4	6.5
Turbine site 021	(286109.7,3110141.0)	55	11.6	1.91	10.32	1350	50.3	5.4
Turbine site 022	(286780.5,3110523.0)	55	10.8	2.07	9.53	977	50.3	5.4

The wind farm lies in a map called 'TerrainLaGomera_Zona3'.



The wind farm is in a project called 'Project 1'
 A wind atlas called 'Wind atlas 1' was used to calculate the predicted wind climates

Calculation of annual output for 'Turbine cluster 6'

Decay constants: 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075

Sector 1 (0°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	11.5	2.10	16.90	10.18	665.277	665.277	100.0
Turbine site 002	11.5	2.08	18.46	10.18	724.303	724.303	100.0
Turbine site 003	11.8	2.09	19.06	10.48	773.625	773.625	100.0
Turbine site 004	13.6	2.10	24.85	12.07	1141.950	1141.950	100.0
Turbine site 005	10.5	2.04	13.28	9.29	461.624	461.624	100.0
Turbine site 006	13.7	2.09	21.35	12.14	983.526	983.526	100.0
Turbine site 007	10.3	2.10	13.88	9.16	474.905	463.732	97.65

Turbine site 008	10.8	2.10	15.49	9.57	563.263	563.263	100.0
Turbine site 009	9.0	2.09	13.63	7.96	369.209	356.776	96.63
Turbine site 010	11.6	2.09	16.98	10.28	675.283	675.283	100.0
Turbine site 011	11.8	2.10	16.99	10.44	687.744	687.744	100.0
Turbine site 012	7.9	2.10	10.17	7.01	213.062	203.525	95.52
Turbine site 013	6.2	2.10	11.79	5.45	133.109	125.773	94.49
Turbine site 014	9.7	2.09	14.89	8.60	461.609	447.109	96.86
Turbine site 015	12.6	2.10	21.00	11.17	909.388	909.388	100.0
Turbine site 016	12.2	2.09	19.54	10.78	817.134	817.134	100.0
Turbine site 017	12.3	2.10	19.36	10.87	816.716	816.716	100.0
Turbine site 018	12.6	2.10	20.96	11.12	903.346	903.346	100.0
Turbine site 019	13.2	2.10	22.82	11.68	1025.829	1025.829	100.0
Turbine site 020	10.4	2.05	14.72	9.22	506.084	506.084	100.0
Turbine site 021	11.6	2.04	17.27	10.23	677.921	677.921	100.0
Turbine site 022	10.8	2.10	16.74	9.53	604.980	604.980	100.0
Sector 1 total	-	-	-	-	14589.887	14534.907	99.62

Sector 2 (30°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	11.6	2.09	16.67	10.28	662.452	662.452	100.0
Turbine site 002	12.3	2.09	21.10	10.90	891.799	891.799	100.0
Turbine site 003	12.2	2.09	19.71	10.81	825.591	825.591	100.0
Turbine site 004	12.8	2.07	19.57	11.35	854.099	854.099	100.0
Turbine site 005	9.0	2.09	10.14	7.93	272.866	272.866	100.0
Turbine site 006	12.0	2.06	15.05	10.65	618.588	618.588	100.0
Turbine site 007	11.0	2.08	15.28	9.75	568.113	543.214	95.62
Turbine site 008	11.6	2.08	17.40	10.26	688.933	688.933	100.0
Turbine site 009	10.4	2.06	17.80	9.20	610.494	588.623	96.42
Turbine site 010	12.5	2.09	19.33	11.04	827.040	827.040	100.0
Turbine site 011	12.5	2.09	18.77	11.08	805.828	805.828	100.0
Turbine site	9.1	2.05	12.55	8.06	348.045	333.968	95.96

012							
Turbine site	5.8	2.08	10.59	5.15	102.821	99.366	96.64
013							
Turbine site	10.9	2.08	18.48	9.65	678.154	658.577	97.11
014							
Turbine site	11.5	2.08	16.22	10.22	638.645	638.645	100.0
015							
Turbine site	12.4	2.09	19.52	10.97	829.468	829.468	100.0
016							
Turbine site	11.2	2.08	15.20	9.92	578.316	578.316	100.0
017							
Turbine site	12.2	2.08	18.62	10.82	780.300	780.300	100.0
018							
Turbine site	11.9	2.07	16.75	10.56	682.955	682.955	100.0
019							
Turbine site	8.8	2.08	10.87	7.81	284.508	284.508	100.0
020							
Turbine site	9.4	2.05	11.46	8.32	335.859	330.115	98.29
021							
Turbine site	10.2	2.09	14.46	9.00	481.231	481.231	100.0
022							
Sector 2 total	-	-	-	-	13366.103	13276.477	99.33

Sector 3 (60°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	11.6	2.09	13.15	10.23	519.586	519.586	100.0
001							
Turbine site	11.2	2.03	12.09	9.90	455.867	455.867	100.0
002							
Turbine site	11.1	2.04	11.97	9.84	448.323	440.129	98.17
003							
Turbine site	10.1	1.91	9.49	8.92	307.620	303.681	98.72
004							
Turbine site	8.9	2.10	10.20	7.87	270.625	254.168	93.92
005							
Turbine site	10.9	2.08	10.74	9.64	393.558	368.778	93.7
006							
Turbine site	12.2	2.08	15.16	10.79	633.438	619.157	97.75
007							
Turbine site	12.0	2.09	14.29	10.59	586.296	577.886	98.57
008							
Turbine site	11.5	2.09	16.32	10.17	640.442	618.676	96.6
009							
Turbine site	12.1	2.07	13.26	10.69	547.673	547.673	100.0
010							
Turbine site	12.2	2.08	13.26	10.79	553.318	553.318	100.0
011							
Turbine site	12.3	2.03	18.93	10.91	790.895	774.400	97.91
012							
Turbine site	6.8	2.10	12.99	6.01	189.250	179.418	94.8
013							
Turbine site	11.4	2.09	14.96	10.08	580.544	563.326	97.03
014							
Turbine site	10.4	2.06	11.07	9.24	382.328	367.511	96.12
015							
Turbine site	11.2	2.04	11.74	9.89	442.308	442.308	100.0
016							

Turbine site 017	10.6	2.09	11.51	9.36	405.578	405.578	100.0
Turbine site 018	10.8	2.03	11.15	9.53	400.379	400.379	100.0
Turbine site 019	10.3	2.02	10.46	9.13	353.713	353.713	100.0
Turbine site 020	8.4	2.10	10.21	7.45	243.479	230.450	94.65
Turbine site 021	8.7	2.08	9.94	7.68	251.597	226.582	90.06
Turbine site 022	10.2	2.09	12.51	9.04	419.456	419.456	100.0
Sector 3 total	-	-	-	-	9816.273	9622.035	98.02

Sector 4 (90°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	11.3	2.07	9.77	10.00	374.401	330.339	88.23
Turbine site 002	10.0	2.06	8.26	8.87	268.684	231.261	86.07
Turbine site 003	10.0	2.06	8.54	8.87	277.793	242.784	87.4
Turbine site 004	8.6	2.07	7.29	7.58	180.222	167.333	92.85
Turbine site 005	12.3	1.98	11.09	10.94	459.970	459.970	100.0
Turbine site 006	10.0	2.07	8.14	8.90	265.930	249.565	93.85
Turbine site 007	12.8	2.06	10.96	11.37	478.691	473.534	98.92
Turbine site 008	11.7	2.06	9.78	10.37	390.699	354.770	90.8
Turbine site 009	11.2	2.04	9.69	9.93	366.959	353.427	96.31
Turbine site 010	11.2	2.06	8.91	9.93	338.300	323.263	95.56
Turbine site 011	11.4	2.06	9.09	10.10	352.555	318.710	90.4
Turbine site 012	14.3	2.04	12.95	12.65	601.474	574.721	95.55
Turbine site 013	8.9	2.04	13.30	7.91	356.688	336.106	94.23
Turbine site 014	10.9	2.05	9.40	9.67	344.750	318.906	92.5
Turbine site 015	9.5	2.07	8.24	8.41	245.695	222.239	90.45
Turbine site 016	10.0	2.07	8.52	8.88	277.610	263.722	95.0
Turbine site 017	10.2	2.07	8.76	9.01	291.722	287.070	98.41
Turbine site 018	9.5	2.07	8.17	8.45	245.617	237.800	96.82
Turbine site 019	9.0	2.07	7.77	7.97	210.968	201.425	95.48
Turbine site 020	11.2	2.04	10.26	9.91	387.663	375.418	96.84
Turbine site	10.5	2.07	9.04	9.29	314.971	314.971	100.0

021							
Turbine site	10.6	2.07	9.88	9.43	351.002	351.002	100.0
022							
Sector 4 total	-	-	-	-	7382.365	6988.333	94.66

Sector 5 (120°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	10.9	2.04	4.01	9.64	146.516	141.850	96.82
Turbine site 002	8.7	2.04	3.29	7.72	84.298	83.179	98.67
Turbine site 003	9.3	2.04	3.44	8.28	99.915	99.454	99.54
Turbine site 004	9.5	2.03	3.83	8.42	114.217	114.217	100.0
Turbine site 005	14.4	1.99	8.59	12.73	395.207	395.207	100.0
Turbine site 006	11.5	1.98	5.27	10.16	203.279	203.279	100.0
Turbine site 007	11.5	2.04	4.31	10.15	167.533	167.533	100.0
Turbine site 008	10.3	2.04	3.86	9.14	131.053	128.763	98.25
Turbine site 009	8.9	2.04	3.75	7.90	100.270	96.919	96.66
Turbine site 010	9.8	2.04	3.53	8.67	110.713	101.167	91.38
Turbine site 011	10.2	2.04	3.62	9.01	120.080	116.272	96.83
Turbine site 012	11.5	2.01	4.26	10.15	164.691	163.796	99.46
Turbine site 013	9.3	2.04	6.95	8.27	201.247	201.247	100.0
Turbine site 014	9.0	2.04	3.67	7.97	99.616	99.616	100.0
Turbine site 015	10.5	2.02	4.76	9.31	165.604	165.162	99.73
Turbine site 016	9.6	2.04	3.45	8.49	104.578	95.497	91.32
Turbine site 017	11.1	2.03	5.14	9.87	192.791	173.612	90.05
Turbine site 018	9.9	2.04	3.89	8.75	123.599	116.450	94.22
Turbine site 019	10.2	2.00	4.61	9.04	153.575	153.483	99.94
Turbine site 020	12.7	1.97	7.94	11.29	337.378	337.378	100.0
Turbine site 021	12.0	1.92	7.36	10.63	293.658	293.658	100.0
Turbine site 022	11.2	2.04	5.23	9.88	196.980	196.980	100.0
Sector 5 total	-	-	-	-	3706.800	3644.721	98.33

Sector 6 (150°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	11.0	2.03	2.71	9.73	100.129	98.516	98.39

001							
Turbine site	9.2	1.98	2.71	8.19	77.025	74.161	96.28
002							
Turbine site	9.8	1.99	2.82	8.71	88.957	86.739	97.51
003							
Turbine site	10.2	1.96	3.16	9.09	105.495	105.495	100.0
004							
Turbine site	14.5	1.99	3.27	12.82	150.311	150.311	100.0
005							
Turbine site	12.9	2.02	3.52	11.43	152.765	152.765	100.0
006							
Turbine site	10.7	2.01	2.12	9.45	74.996	74.996	100.0
007							
Turbine site	10.3	2.03	2.40	9.12	81.122	79.160	97.58
008							
Turbine site	8.6	2.02	1.94	7.59	48.035	48.035	100.0
009							
Turbine site	10.2	2.01	2.59	9.00	85.636	82.690	96.56
010							
Turbine site	10.5	2.02	2.61	9.30	90.613	88.486	97.65
011							
Turbine site	8.0	2.01	1.29	7.06	27.692	27.692	100.0
012							
Turbine site	7.6	1.97	1.99	6.74	38.993	38.993	100.0
013							
Turbine site	9.0	2.03	2.23	7.98	60.792	60.792	100.0
014							
Turbine site	11.4	2.01	3.31	10.11	127.424	127.424	100.0
015							
Turbine site	10.1	1.99	2.88	8.94	94.226	94.226	100.0
016							
Turbine site	11.9	2.03	3.27	10.53	132.138	132.138	100.0
017							
Turbine site	10.4	1.99	3.06	9.25	105.018	105.018	100.0
018							
Turbine site	11.3	2.00	3.37	10.05	128.576	128.576	100.0
019							
Turbine site	13.6	2.01	3.65	12.02	163.602	163.602	100.0
020							
Turbine site	13.9	2.03	4.15	12.34	189.728	189.728	100.0
021							
Turbine site	11.2	2.03	2.94	9.91	110.966	110.966	100.0
022							
Sector 6 total	-	-	-	-	2234.240	2220.509	99.39

Sector 7 (180°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	11.3	2.06	1.29	9.97	49.137	48.518	98.74
001							
Turbine site	11.1	2.04	1.57	9.81	58.399	57.143	97.85
002							
Turbine site	11.5	2.04	1.57	10.15	61.170	59.451	97.19
003							
Turbine site	13.3	2.05	2.13	11.79	95.241	95.241	100.0
004							
Turbine site	10.3	2.09	0.81	9.13	27.695	27.695	100.0
005							

Turbine site 006	13.6	2.07	1.66	12.06	75.587	75.587	100.0
Turbine site 007	10.2	2.06	1.01	9.00	33.494	33.494	100.0
Turbine site 008	10.5	2.06	1.21	9.31	42.115	40.482	96.12
Turbine site 009	8.7	2.04	1.09	7.68	27.773	27.773	100.0
Turbine site 010	11.2	2.04	1.39	9.95	52.777	52.143	98.8
Turbine site 011	11.4	2.05	1.37	10.13	53.222	51.831	97.39
Turbine site 012	7.8	2.07	0.69	6.90	14.010	14.010	100.0
Turbine site 013	6.1	2.12	0.69	5.36	7.369	7.369	100.0
Turbine site 014	9.4	2.04	1.20	8.31	35.177	35.177	100.0
Turbine site 015	12.4	2.07	1.66	11.03	70.610	70.610	100.0
Turbine site 016	11.8	2.04	1.61	10.45	64.603	62.811	97.23
Turbine site 017	12.2	2.07	1.47	10.78	61.156	61.156	100.0
Turbine site 018	12.3	2.06	1.72	10.85	71.972	71.972	100.0
Turbine site 019	13.0	2.06	1.85	11.52	81.804	81.804	100.0
Turbine site 020	10.2	2.10	0.90	9.07	30.310	30.310	100.0
Turbine site 021	11.5	2.06	1.11	10.16	43.209	43.209	100.0
Turbine site 022	10.7	2.07	1.20	9.46	42.845	42.845	100.0
Sector 7 total	-	-	-	-	1099.675	1090.632	99.18

Sector 8 (210°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	11.8	2.12	1.64	10.46	66.941	65.491	97.83
Turbine site 002	12.4	2.11	2.18	11.01	93.115	91.702	98.48
Turbine site 003	12.3	2.11	2.06	10.89	87.348	85.678	98.09
Turbine site 004	12.7	2.08	2.27	11.26	98.446	98.446	100.0
Turbine site 005	9.1	2.13	0.95	8.06	26.274	25.808	98.23
Turbine site 006	11.9	2.08	1.67	10.56	68.296	68.296	100.0
Turbine site 007	11.4	2.12	1.31	10.07	50.995	50.995	100.0
Turbine site 008	11.9	2.12	1.62	10.51	66.313	66.313	100.0
Turbine site 009	10.8	2.10	1.51	9.53	54.772	54.772	100.0
Turbine site	12.7	2.12	1.91	11.22	83.233	81.770	98.24

010							
Turbine site	12.7	2.12	1.85	11.26	81.058	79.802	98.45
011							
Turbine site	9.4	2.12	0.87	8.28	25.173	25.173	100.0
012							
Turbine site	6.0	2.15	0.81	5.32	8.417	8.417	100.0
013							
Turbine site	11.2	2.11	1.68	9.92	64.293	64.293	100.0
014							
Turbine site	11.5	2.09	1.78	10.18	69.731	66.891	95.93
015							
Turbine site	12.5	2.11	2.07	11.04	88.702	87.236	98.35
016							
Turbine site	11.2	2.10	1.61	9.93	61.533	60.703	98.65
017							
Turbine site	12.2	2.10	2.03	10.82	85.176	85.176	100.0
018							
Turbine site	11.8	2.08	1.89	10.47	76.668	76.668	100.0
019							
Turbine site	8.9	2.11	1.08	7.84	28.509	28.509	100.0
020							
Turbine site	9.3	2.07	1.24	8.20	35.425	35.425	100.0
021							
Turbine site	10.3	2.12	1.43	9.13	48.580	48.580	100.0
022							
Sector 8 total	-	-	-	-	1368.999	1356.145	99.06

Sector 9 (240°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	11.5	2.03	3.48	10.17	135.555	133.617	98.57
001							
Turbine site	10.6	1.99	4.03	9.40	141.470	137.499	97.19
002							
Turbine site	10.6	1.99	3.82	9.37	133.720	130.868	97.87
003							
Turbine site	9.2	1.90	3.51	8.16	99.365	99.365	100.0
004							
Turbine site	8.9	2.06	1.55	7.91	41.558	37.258	89.65
005							
Turbine site	10.6	2.02	2.91	9.35	101.682	101.682	100.0
006							
Turbine site	12.5	2.03	3.53	11.05	149.170	148.674	99.67
007							
Turbine site	11.9	2.03	3.83	10.56	155.145	155.145	100.0
008							
Turbine site	11.5	2.03	4.39	10.21	171.683	171.683	100.0
009							
Turbine site	11.7	2.01	3.98	10.38	157.905	156.319	99.0
010							
Turbine site	11.9	2.02	3.89	10.52	156.532	156.333	99.87
011							
Turbine site	13.1	1.98	3.60	11.57	156.338	156.338	100.0
012							
Turbine site	6.8	2.06	1.98	6.03	29.380	29.380	100.0
013							
Turbine site	11.3	2.03	4.19	9.99	159.671	159.671	100.0
014							

Turbine site 015	10.0	2.01	3.17	8.88	102.811	100.413	97.67
Turbine site 016	10.6	1.99	3.76	9.40	132.025	126.736	95.99
Turbine site 017	10.4	2.03	2.98	9.25	102.633	96.641	94.16
Turbine site 018	10.2	1.97	3.57	9.00	117.671	115.350	98.03
Turbine site 019	9.7	1.97	3.23	8.57	98.957	98.313	99.35
Turbine site 020	8.5	2.06	1.55	7.49	37.470	34.569	92.26
Turbine site 021	8.9	2.02	1.66	7.86	44.108	42.654	96.7
Turbine site 022	10.4	2.03	2.87	9.21	98.404	91.676	93.16
Sector 9 total	-	-	-	-	2523.252	2480.185	98.29

Sector 10 (270°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	11.3	2.01	5.18	10.03	197.984	187.291	94.6
Turbine site 002	9.9	2.01	5.10	8.75	161.854	155.704	96.2
Turbine site 003	10.0	2.02	4.74	8.88	154.007	136.616	88.71
Turbine site 004	8.6	2.01	3.87	7.61	96.591	91.701	94.94
Turbine site 005	12.8	1.99	5.21	11.38	223.653	219.498	98.14
Turbine site 006	10.1	2.01	4.32	8.93	141.415	132.509	93.7
Turbine site 007	12.7	2.02	6.86	11.24	293.359	268.592	91.56
Turbine site 008	11.5	2.01	6.14	10.23	239.763	239.763	100.0
Turbine site 009	10.6	1.96	7.45	9.35	259.041	248.216	95.82
Turbine site 010	11.0	2.01	5.57	9.78	206.383	184.544	89.42
Turbine site 011	11.3	2.02	5.50	10.01	209.768	191.240	91.17
Turbine site 012	13.4	1.97	10.45	11.92	461.542	461.542	100.0
Turbine site 013	9.1	2.01	6.63	8.07	183.994	177.131	96.27
Turbine site 014	10.5	1.99	6.64	9.29	229.605	222.701	96.99
Turbine site 015	9.5	2.01	4.37	8.44	131.014	122.087	93.19
Turbine site 016	10.1	2.02	4.54	8.91	148.256	130.302	87.89
Turbine site 017	10.2	2.01	4.65	9.04	155.040	139.826	90.19
Turbine site 018	9.6	2.01	4.34	8.48	130.944	121.868	93.07
Turbine site	9.0	2.01	4.12	8.00	112.790	106.687	94.59

019							
Turbine site	11.4	2.01	5.16	10.08	197.958	195.606	98.81
020							
Turbine site	10.5	2.01	4.80	9.33	167.144	152.923	91.49
021							
Turbine site	10.7	2.01	5.24	9.46	186.138	179.239	96.29
022							
Sector 10 total	-	-	-	-	4288.244	4065.586	94.81

Sector 11 (300°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	11.0	2.12	11.33	9.73	422.071	422.071	100.0
001							
Turbine site	8.8	2.12	9.40	7.79	244.453	224.850	91.98
002							
Turbine site	9.4	2.12	9.83	8.36	290.353	285.899	98.47
003							
Turbine site	9.8	2.11	8.64	8.72	273.762	271.670	99.24
004							
Turbine site	15.5	2.08	14.22	13.71	687.512	687.512	100.0
005							
Turbine site	12.3	2.08	9.85	10.93	416.482	416.179	99.93
006							
Turbine site	11.6	2.12	12.31	10.25	489.479	476.424	97.33
007							
Turbine site	10.4	2.12	11.03	9.23	381.888	381.888	100.0
008							
Turbine site	9.0	2.12	10.71	7.98	290.979	284.638	97.82
009							
Turbine site	9.9	2.12	10.10	8.75	322.150	320.791	99.58
010							
Turbine site	10.3	2.12	10.33	9.09	349.774	346.849	99.16
011							
Turbine site	11.2	2.04	13.41	9.96	509.820	509.820	100.0
012							
Turbine site	9.5	2.11	16.16	8.39	480.095	477.259	99.41
013							
Turbine site	9.1	2.12	10.48	8.04	289.157	273.529	94.6
014							
Turbine site	11.0	2.10	9.91	9.73	368.845	339.127	91.94
015							
Turbine site	9.7	2.12	9.86	8.57	304.125	304.125	100.0
016							
Turbine site	11.6	2.10	10.61	10.30	423.265	423.265	100.0
017							
Turbine site	10.0	2.12	9.64	8.88	314.709	290.216	92.22
018							
Turbine site	10.8	2.09	9.32	9.57	338.669	313.781	92.65
019							
Turbine site	13.9	2.06	12.83	12.31	591.702	591.702	100.0
020							
Turbine site	13.5	2.03	11.03	11.95	495.650	495.650	100.0
021							
Turbine site	11.4	2.11	11.90	10.09	463.875	463.875	100.0
022							
Sector 11 total	-	-	-	-	8748.813	8601.122	98.31

Sector 12 (330°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	11.2	2.11	13.85	9.92	528.789	528.789	100.0
Turbine site 002	9.8	2.04	11.81	8.72	373.646	373.646	100.0
Turbine site 003	10.4	2.06	12.43	9.22	427.773	427.773	100.0
Turbine site 004	10.9	1.99	11.40	9.70	416.519	416.519	100.0
Turbine site 005	14.0	2.06	20.69	12.37	955.005	955.005	100.0
Turbine site 006	13.4	2.09	15.53	11.87	704.935	704.935	100.0
Turbine site 007	10.5	2.10	13.28	9.34	466.814	451.239	96.66
Turbine site 008	10.4	2.11	12.95	9.23	448.264	448.264	100.0
Turbine site 009	8.5	2.10	11.70	7.56	287.101	274.245	95.52
Turbine site 010	10.6	2.09	12.45	9.37	439.361	439.361	100.0
Turbine site 011	10.9	2.10	12.71	9.64	466.926	466.926	100.0
Turbine site 012	8.1	2.11	10.83	7.16	237.148	237.148	100.0
Turbine site 013	7.5	2.08	16.12	6.68	304.515	291.254	95.65
Turbine site 014	9.1	2.11	12.16	8.09	339.218	324.906	95.78
Turbine site 015	11.9	2.08	14.51	10.56	593.113	593.113	100.0
Turbine site 016	10.7	2.06	12.51	9.47	446.419	446.419	100.0
Turbine site 017	12.2	2.10	15.43	10.83	649.717	649.717	100.0
Turbine site 018	11.1	2.05	12.87	9.80	480.375	480.375	100.0
Turbine site 019	12.0	2.06	13.81	10.60	564.281	564.281	100.0
Turbine site 020	13.3	2.09	20.82	11.80	939.975	939.975	100.0
Turbine site 021	14.0	2.11	20.94	12.38	980.857	980.857	100.0
Turbine site 022	11.3	2.11	15.59	9.97	598.747	598.747	100.0
Sector 12 total	-	-	-	-	11649.496	11593.491	99.52

All Sectors

Turbine	Location [m]	Gross AEP [MWh]	Net AEP [MWh]	Efficiency [%]
Turbine site 001	(283417.1,3110492.0)	3868.838	3803.796	98.32
Turbine site 002	(283988.2,3110385.0)	3574.912	3501.115	97.94
Turbine site 003	(284174.1,3110375.0)	3668.574	3594.606	97.98
Turbine site 004	(285604.2,3110123.0)	3783.528	3759.718	99.37
Turbine site 005	(286278.8,3110278.0)	3972.300	3946.922	99.36
Turbine site 006	(285927.7,3110105.0)	4126.043	4075.688	98.78

Turbine site 007	(284376.8,3109984.0)	3880.988	3771.584	97.18
Turbine site 008	(283225.2,3110461.0)	3774.853	3724.628	98.67
Turbine site 009	(283903.9,3110061.0)	3226.759	3123.784	96.81
Turbine site 010	(283786.1,3110465.0)	3846.453	3792.044	98.59
Turbine site 011	(283594.7,3110476.0)	3927.417	3863.337	98.37
Turbine site 012	(283264.5,3110084.0)	3549.891	3482.133	98.09
Turbine site 013	(283543.5,3110044.0)	2035.879	1971.713	96.85
Turbine site 014	(284199.2,3109975.0)	3342.589	3228.602	96.59
Turbine site 015	(284525.8,3110319.0)	3805.208	3722.610	97.83
Turbine site 016	(284350.1,3110403.0)	3749.452	3699.982	98.68
Turbine site 017	(284722.6,3110372.0)	3870.605	3824.736	98.81
Turbine site 018	(284894.6,3110285.0)	3759.107	3708.250	98.65
Turbine site 019	(285108.7,3110204.0)	3828.784	3787.515	98.92
Turbine site 020	(286582.3,3110466.0)	3748.638	3718.111	99.19
Turbine site 021	(286109.7,3110141.0)	3830.128	3783.694	98.79
Turbine site 022	(286780.5,3110523.0)	3603.204	3589.578	99.62
Wind farm	-	80774.144	79474.139	98.39

'Turbine Enercon 2 wind farm

Produced on 7/23/2009 at 12:16:19 PM by licenced user: Student licence, EOI-Escuela de Negocios, Spain using WAsP version: 9.01.0000.

Summary results

Site results

Site	Location [m]	Turbine	Elevation [m a.s.l.]	Height [m a.g.l.]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	(283447.2,31 10533.0)	Enercon E44(900kW)	1140	55	3.868	1.0
Turbine site 002	(288133.2,31 10048.0)	Enercon E44(900kW)	741	55	3.581	1.75
Turbine site 003	(285918.2,31 10113.0)	Enercon E44(900kW)	972	55	4.046	1.31
Turbine site 004	(286293.1,31 10307.0)	Enercon E44(900kW)	906	55	3.976	0.83
Turbine site 005	(283283.0,31 10405.0)	Enercon E44(900kW)	1155	55	3.992	1.48
Turbine site 006	(283682.2,31 10476.0)	Enercon E44(900kW)	1140	55	3.961	1.6
Turbine site 007	(288891.7,31 09848.0)	Enercon E44(900kW)	679	55	3.659	1.25
Turbine site 008	(290234.9,31 09553.0)	Enercon E44(900kW)	473	55	3.462	0.19
Turbine site 009	(288309.9,31 10072.0)	Enercon E44(900kW)	726	55	3.702	1.02
Turbine site 010	(284434.6,31 09938.0)	Enercon E44(900kW)	1050	55	3.790	3.05
Turbine site 011	(284184.1,31 10406.0)	Enercon E44(900kW)	1074	55	3.727	1.07
Turbine site 012	(284430.7,31 10342.0)	Enercon E44(900kW)	1065	55	3.792	1.73
Turbine site 013	(284612.8,31 10371.0)	Enercon E44(900kW)	1026	55	3.718	0.94
Turbine site 014	(287407.6,31 10170.0)	Enercon E44(900kW)	777	55	3.463	2.0
Turbine site 015	(286786.7,31 10533.0)	Enercon E44(900kW)	803	55	3.618	0.69
Turbine site 016	(287236.0,31 10271.0)	Enercon E44(900kW)	800	55	3.666	0.79
Turbine site 017	(289365.6,31 09064.0)	Enercon E44(900kW)	504	55	2.755	1.52
Turbine site 018	(288872.8,31 09407.0)	Enercon E44(900kW)	635	55	3.252	2.45
Turbine site 019	(284259.5,31 09999.0)	Enercon E44(900kW)	1035	55	3.375	2.79
Turbine site 020	(287587.5,31 10140.0)	Enercon E44(900kW)	783	55	3.637	1.3
Turbine site 021	(287945.1,31 09995.0)	Enercon E44(900kW)	747	55	3.381	2.36
Turbine site 022	(285182.1,31 10215.0)	Enercon E44(900kW)	987	55	3.863	0.86

Turbine site 023	(285001.6,31 10202.0)	Enercon E44(900kW)	997	55	3.717	1.37
Turbine site 024	(283863.5,31 10452.0)	Enercon E44(900kW)	1096	55	3.628	1.24
Turbine site 025	(283676.4,31 09908.0)	Enercon E44(900kW)	870	55	1.242	3.15
Turbine site 026	(283335.5,31 09979.0)	Enercon E44(900kW)	1052	55	3.572	1.45
Turbine site 027	(283898.6,31 10069.0)	Enercon E44(900kW)	1026	55	3.142	2.58
Turbine site 028	(285595.4,31 10120.0)	Enercon E44(900kW)	952	55	3.773	0.75
Turbine site 029	(286095.6,31 10138.0)	Enercon E44(900kW)	929	55	3.786	1.28
Turbine site 030	(288283.3,31 09705.0)	Enercon E44(900kW)	680	55	2.944	3.18
Turbine site 031	(286610.3,31 10496.0)	Enercon E44(900kW)	838	55	3.774	1.21
Turbine site 032	(287767.0,31 10008.0)	Enercon E44(900kW)	764	55	3.479	2.47
Turbine site 033	(288708.1,31 09899.0)	Enercon E44(900kW)	685	55	3.434	1.27
Turbine site 034	(288486.6,31 09695.0)	Enercon E44(900kW)	657	55	2.783	3.03
Turbine site 035	(288647.2,31 09494.0)	Enercon E44(900kW)	589	55	2.193	3.69
Turbine site 036	(289040.1,31 09260.0)	Enercon E44(900kW)	584	55	2.966	2.23
Turbine site 037	(288905.3,31 08999.0)	Enercon E44(900kW)	521	55	2.355	2.95
Turbine site 038	(289242.3,31 08767.0)	Enercon E44(900kW)	504	55	2.847	2.54
Turbine site 039	(289554.8,31 08818.0)	Enercon E44(900kW)	348	55	1.488	2.32
Turbine site 040	(289666.5,31 08223.0)	Enercon E44(900kW)	424	55	2.786	1.77
Turbine site 041	(289773.5,31 08503.0)	Enercon E44(900kW)	400	55	2.397	1.28
Turbine site 042	(284711.4,31 10068.0)	Enercon E44(900kW)	926	55	2.475	2.9

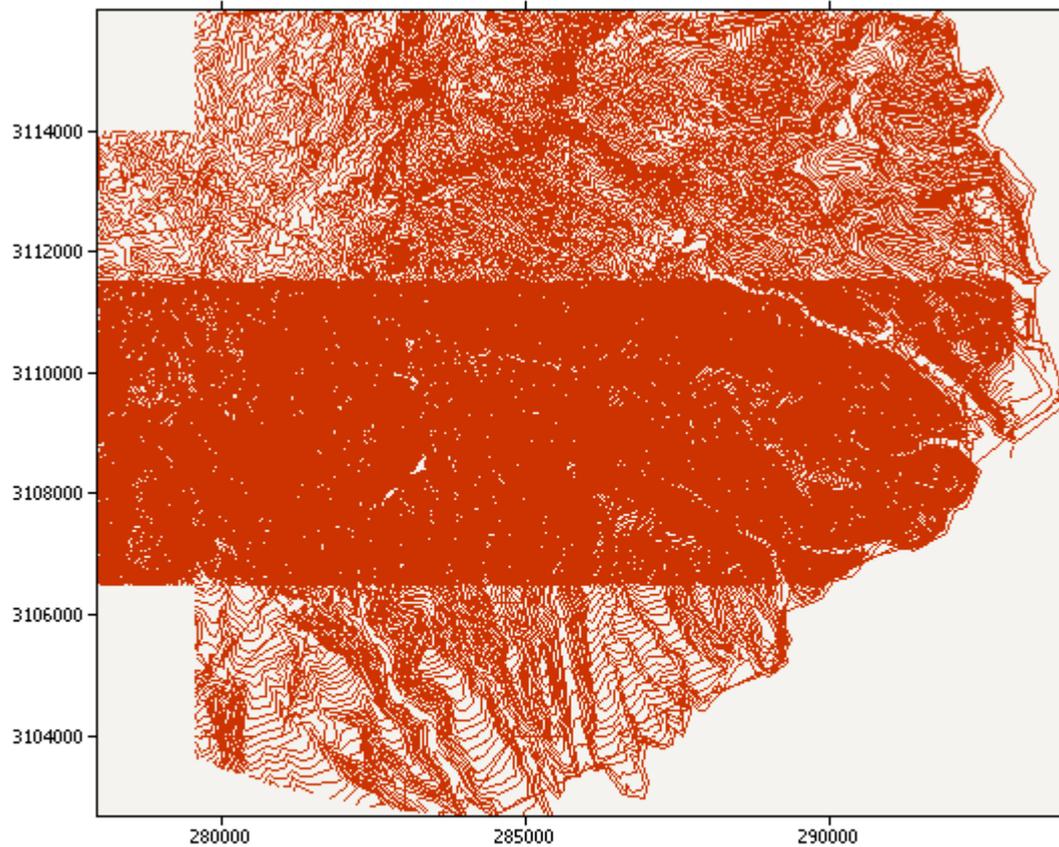
Site wind climates

Site	Location [m]	Height [m a.g.l.]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]	RIX [%]	dRIX [%]
Turbine site 001	(283447.2,3110 533.0)	55	11.5	2.07	10.16	1185	48.8	3.9
Turbine site 002	(288133.2,3110 048.0)	55	10.9	2.05	9.64	1023	50.3	5.4
Turbine site 003	(285918.2,3110 113.0)	55	12.2	2.01	10.78	1461	52.0	7.0
Turbine site 004	(286293.1,3110 307.0)	55	12.4	1.86	11.03	1696	51.8	6.9
Turbine site 005	(283283.0,3110 405.0)	55	11.9	2.06	10.53	1325	48.9	4.0

Turbine site 006	(283682.2,3110 476.0)	55	11.8	2.07	10.44	1289	49.5	4.6
Turbine site 007	(288891.7,3109 848.0)	55	11.0	2.07	9.73	1041	48.3	3.4
Turbine site 008	(290234.9,3109 553.0)	55	10.5	2.06	9.28	908	44.7	-0.2
Turbine site 009	(288309.9,3110 072.0)	55	11.1	2.07	9.80	1065	50.4	5.5
Turbine site 010	(284434.6,3109 938.0)	55	11.5	2.05	10.20	1210	52.8	7.9
Turbine site 011	(284184.1,3110 406.0)	55	11.2	2.01	9.95	1144	50.9	6.0
Turbine site 012	(284430.7,3110 342.0)	55	11.4	2.03	10.11	1190	52.3	7.4
Turbine site 013	(284612.8,3110 371.0)	55	11.2	2.01	9.91	1132	53.2	8.3
Turbine site 014	(287407.6,3110 170.0)	55	10.6	2.06	9.40	942	50.7	5.8
Turbine site 015	(286786.7,3110 533.0)	55	10.8	2.08	9.60	995	50.0	5.1
Turbine site 016	(287236.0,3110 271.0)	55	11.0	2.01	9.79	1089	51.7	6.8
Turbine site 017	(289365.6,3109 064.0)	55	9.2	2.00	8.14	630	45.8	0.9
Turbine site 018	(288872.8,3109 407.0)	55	10.3	1.98	9.12	896	46.5	1.6
Turbine site 019	(284259.5,3109 999.0)	55	10.5	2.03	9.32	931	51.7	6.8
Turbine site 020	(287587.5,3110 140.0)	55	11.0	2.00	9.79	1095	51.0	6.1
Turbine site 021	(287945.1,3109 995.0)	55	10.5	2.05	9.28	910	49.8	4.9
Turbine site 022	(285182.1,3110 215.0)	55	11.6	2.00	10.26	1262	52.5	7.6
Turbine site 023	(285001.6,3110 202.0)	55	11.3	1.99	9.98	1166	52.1	7.2
Turbine site 024	(283863.5,3110 452.0)	55	11.1	1.97	9.80	1117	49.4	4.5
Turbine site 025	(283676.4,3109 908.0)	55	6.4	2.04	5.69	211	51.3	6.4
Turbine site 026	(283335.5,3109 979.0)	55	11.3	1.82	10.04	1309	50.1	5.2
Turbine site 027	(283898.6,3110 069.0)	55	10.0	1.98	8.90	832	51.1	6.2
Turbine site 028	(285595.4,3110 120.0)	55	11.5	1.92	10.22	1303	52.6	7.7
Turbine site 029	(286095.6,3110 138.0)	55	11.6	1.91	10.33	1353	50.7	5.8
Turbine site 030	(288283.3,3109 705.0)	55	9.6	2.06	8.52	702	47.6	2.7
Turbine site 031	(286610.3,3110 496.0)	55	11.7	1.90	10.34	1366	51.7	6.8
Turbine site 032	(287767.0,3110 008.0)	55	10.7	2.05	9.48	971	49.8	4.9
Turbine site 033	(288708.1,3109 899.0)	55	10.5	2.03	9.33	937	48.1	3.2
Turbine site	(288486.6,3109	55	9.3	2.08	8.23	628	46.6	1.6

034	695.0)								
Turbine site	(288647.2,3109	55	8.2	2.08	7.28	435	47.4	2.5	
035	494.0)								
Turbine site	(289040.1,3109	55	9.7	1.95	8.58	758	45.2	0.3	
036	260.0)								
Turbine site	(288905.3,3108	55	8.5	1.96	7.54	510	45.8	0.8	
037	999.0)								
Turbine site	(289242.3,3108	55	9.5	1.86	8.43	757	43.1	-1.8	
038	767.0)								
Turbine site	(289554.8,3108	55	6.6	1.69	5.92	293	44.6	-0.3	
039	818.0)								
Turbine site	(289666.5,3108	55	9.3	1.98	8.21	653	39.0	-5.9	
040	223.0)								
Turbine site	(289773.5,3108	55	8.5	2.00	7.53	500	40.1	-4.8	
041	503.0)								
Turbine site	(284711.4,3110	55	8.7	1.94	7.74	559	51.5	6.6	
042	068.0)								

The wind farm lies in a map called 'TerrainLaGomera_Zona3'.



The wind farm is in a project called 'Project 1'

A wind atlas called 'Wind atlas 1' was used to calculate the predicted wind climates

Calculation of annual output for 'Turbine cluster 6'

Decay constants: 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075

Sector 1 (0°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	11.6	2.10	16.94	10.31	676.567	676.567	100.0
Turbine site 002	11.9	2.10	20.04	10.57	821.837	821.837	100.0
Turbine site 003	13.7	2.09	21.51	12.10	988.908	988.908	100.0
Turbine site 004	10.5	2.05	13.16	9.32	459.824	459.824	100.0
Turbine site 005	11.0	2.10	14.58	9.77	545.354	545.354	100.0
Turbine site 006	11.9	2.10	16.77	10.55	686.569	686.569	100.0
Turbine site 007	10.9	2.10	16.58	9.68	611.947	611.947	100.0
Turbine site 008	10.5	2.09	16.83	9.28	586.232	586.232	100.0
Turbine site 009	11.7	2.10	18.49	10.38	743.746	743.746	100.0
Turbine site 010	10.6	2.10	14.38	9.37	508.226	495.543	97.5
Turbine site 011	12.3	2.09	19.66	10.86	827.918	827.918	100.0
Turbine site 012	12.6	2.10	20.10	11.13	867.626	867.626	100.0
Turbine site 013	12.5	2.10	21.19	11.07	909.278	909.278	100.0
Turbine site 014	11.2	2.10	18.38	9.94	702.318	702.318	100.0
Turbine site 015	10.8	2.10	16.54	9.55	599.961	599.961	100.0
Turbine site 016	12.2	2.10	20.13	10.79	842.795	842.795	100.0
Turbine site 017	8.0	2.10	13.20	7.10	284.817	284.817	100.0
Turbine site 018	8.6	2.10	12.53	7.66	315.269	304.639	96.63
Turbine site 019	9.9	2.09	14.76	8.77	471.444	461.472	97.88
Turbine site 020	11.6	2.08	17.85	10.25	706.284	706.284	100.0
Turbine site 021	11.3	2.10	19.34	10.03	747.478	747.478	100.0
Turbine site 022	13.2	2.10	21.95	11.66	985.239	985.239	100.0
Turbine site 023	12.9	2.10	22.29	11.42	983.932	983.932	100.0
Turbine site 024	11.5	2.08	17.48	10.18	685.252	685.252	100.0
Turbine site 025	6.4	2.08	16.80	5.66	210.944	204.877	97.12
Turbine site	8.1	2.10	10.22	7.17	224.455	213.108	94.94

026							
Turbine site	9.0	2.08	13.62	7.96	368.886	356.340	96.6
027							
Turbine site	13.6	2.10	24.60	12.08	1131.286	1131.286	100.0
028							
Turbine site	11.8	2.04	17.92	10.44	719.197	719.197	100.0
029							
Turbine site	9.8	2.10	17.06	8.69	537.596	520.138	96.75
030							
Turbine site	10.4	2.06	14.20	9.19	486.217	486.217	100.0
031							
Turbine site	11.0	2.10	17.41	9.78	651.333	651.333	100.0
032							
Turbine site	11.5	2.10	19.66	10.18	773.183	773.183	100.0
033							
Turbine site	9.4	2.10	16.98	8.36	501.437	501.437	100.0
034							
Turbine site	8.4	2.10	17.02	7.40	400.163	388.053	96.97
035							
Turbine site	8.0	2.10	12.17	7.05	258.552	256.081	99.04
036							
Turbine site	7.0	2.10	12.12	6.17	188.729	177.542	94.07
037							
Turbine site	7.5	2.06	11.54	6.65	216.618	215.709	99.58
038							
Turbine site	3.9	2.10	8.33	3.50	24.416	24.416	100.0
039							
Turbine site	8.1	2.10	13.12	7.14	286.534	276.782	96.6
040							
Turbine site	7.7	2.08	13.97	6.85	278.886	278.886	100.0
041							
Turbine site	8.2	2.06	15.57	7.28	354.936	350.297	98.69
042							
Sector 1 total	-	-	-	-	24172.188	24050.422	99.5

Sector 2 (30°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	12.0	2.09	17.48	10.63	720.173	720.173	100.0
001							
Turbine site	11.3	2.08	16.78	9.99	643.606	643.606	100.0
002							
Turbine site	12.0	2.06	15.12	10.62	619.540	619.540	100.0
003							
Turbine site	9.1	2.09	10.21	8.04	281.537	281.537	100.0
004							
Turbine site	11.5	2.08	15.30	10.16	598.356	592.969	99.1
005							
Turbine site	12.4	2.09	17.84	11.02	761.539	761.539	100.0
006							
Turbine site	10.4	2.09	14.41	9.17	493.172	493.172	100.0
007							
Turbine site	9.7	2.09	14.00	8.60	434.002	434.002	100.0
008							
Turbine site	11.5	2.09	17.00	10.18	667.392	667.392	100.0
009							
Turbine site	10.8	2.08	14.60	9.58	530.577	519.019	97.82
010							

Turbine site 011	12.5	2.09	19.71	11.07	844.800	844.800	100.0
Turbine site 012	12.2	2.08	18.00	10.83	755.349	755.349	100.0
Turbine site 013	11.1	2.07	15.26	9.81	571.122	571.122	100.0
Turbine site 014	11.2	2.09	17.73	9.96	678.027	678.027	100.0
Turbine site 015	10.4	2.09	14.79	9.18	507.298	507.298	100.0
Turbine site 016	12.2	2.09	19.31	10.81	809.154	809.154	100.0
Turbine site 017	8.9	2.07	15.75	7.88	418.628	418.628	100.0
Turbine site 018	9.4	2.07	14.48	8.37	428.370	428.370	100.0
Turbine site 019	11.0	2.08	17.81	9.72	659.970	636.782	96.49
Turbine site 020	12.5	2.09	20.86	11.08	895.623	895.623	100.0
Turbine site 021	11.1	2.09	17.61	9.82	661.382	661.382	100.0
Turbine site 022	12.2	2.07	17.09	10.77	711.645	711.645	100.0
Turbine site 023	11.9	2.07	17.40	10.58	711.165	711.165	100.0
Turbine site 024	12.8	2.09	21.91	11.30	956.550	956.550	100.0
Turbine site 025	5.8	2.09	13.27	5.10	124.537	120.700	96.92
Turbine site 026	9.4	2.04	12.76	8.30	372.169	364.980	98.07
Turbine site 027	10.4	2.06	17.92	9.23	617.616	606.308	98.17
Turbine site 028	12.9	2.07	19.77	11.44	869.079	869.079	100.0
Turbine site 029	9.5	2.04	11.60	8.42	346.750	341.043	98.35
Turbine site 030	10.3	2.09	18.35	9.12	622.803	622.803	100.0
Turbine site 031	8.9	2.09	10.79	7.90	288.475	288.475	100.0
Turbine site 032	11.6	2.09	18.71	10.25	741.316	741.316	100.0
Turbine site 033	11.5	2.09	18.92	10.21	745.330	745.330	100.0
Turbine site 034	9.7	2.09	17.28	8.56	531.275	522.545	98.36
Turbine site 035	8.5	2.09	16.93	7.51	409.773	395.340	96.48
Turbine site 036	8.8	2.06	14.49	7.83	381.252	381.252	100.0
Turbine site 037	7.3	2.08	13.06	6.48	230.371	212.261	92.14
Turbine site 038	9.2	2.04	16.39	8.12	460.565	436.722	94.82
Turbine site	4.8	1.99	10.69	4.25	61.168	60.675	99.19

039							
Turbine site	9.2	2.06	16.52	8.14	465.508	440.915	94.72
040							
Turbine site	8.9	2.07	18.13	7.87	481.054	478.523	99.47
041							
Turbine site	7.1	2.08	11.56	6.26	187.601	187.601	100.0
042							
Sector 2 total	-	-	-	-	23295.615	23134.708	99.31

Sector 3 (60°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	11.8	2.08	13.24	10.50	537.647	537.647	100.0
001							
Turbine site	10.4	2.07	11.53	9.18	394.792	388.777	98.48
002							
Turbine site	10.8	2.07	10.70	9.58	388.729	368.549	94.81
003							
Turbine site	9.1	2.10	10.43	8.10	291.213	274.643	94.31
004							
Turbine site	12.3	2.09	14.46	10.93	612.546	580.649	94.79
005							
Turbine site	12.3	2.08	13.39	10.90	565.056	565.056	100.0
006							
Turbine site	10.4	2.09	12.58	9.25	436.426	436.426	100.0
007							
Turbine site	9.7	2.09	12.21	8.60	377.987	377.987	100.0
008							
Turbine site	10.9	2.08	12.30	9.70	454.149	454.149	100.0
009							
Turbine site	11.7	2.08	14.30	10.38	573.838	543.165	94.65
010							
Turbine site	11.2	2.03	11.66	9.93	440.911	440.911	100.0
011							
Turbine site	11.1	2.05	11.56	9.82	432.453	423.728	97.98
012							
Turbine site	10.0	2.07	10.84	8.89	353.948	353.948	100.0
013							
Turbine site	10.7	2.07	12.41	9.44	442.310	442.310	100.0
014							
Turbine site	10.5	2.09	12.80	9.29	446.413	446.413	100.0
015							
Turbine site	10.9	2.03	11.47	9.63	417.655	417.655	100.0
016							
Turbine site	10.2	2.09	16.26	9.01	541.842	538.361	99.36
017							
Turbine site	11.2	2.08	16.53	9.94	630.399	630.399	100.0
018							
Turbine site	11.6	2.09	15.03	10.26	595.806	587.220	98.56
019							
Turbine site	11.6	2.04	12.51	10.28	493.323	493.323	100.0
020							
Turbine site	10.3	2.06	11.91	9.11	402.857	381.759	94.76
021							
Turbine site	10.7	2.03	10.78	9.46	383.276	383.276	100.0
022							
Turbine site	10.4	2.02	10.65	9.17	362.797	360.486	99.36
023							

Turbine site 024	11.8	2.04	12.55	10.44	502.840	502.840	100.0
Turbine site 025	5.7	2.08	11.73	5.04	107.082	97.166	90.74
Turbine site 026	12.7	2.03	19.24	11.26	827.351	813.584	98.34
Turbine site 027	11.5	2.09	16.35	10.20	643.376	629.082	97.78
Turbine site 028	10.2	1.91	9.53	9.02	313.589	309.501	98.7
Turbine site 029	8.8	2.08	9.91	7.76	256.292	237.263	92.58
Turbine site 030	10.0	2.08	13.22	8.90	432.271	419.843	97.12
Turbine site 031	8.7	2.10	10.43	7.70	265.429	255.214	96.15
Turbine site 032	11.1	2.07	12.99	9.87	490.618	490.618	100.0
Turbine site 033	10.4	2.04	11.73	9.25	405.078	405.078	100.0
Turbine site 034	9.5	2.09	13.19	8.46	397.369	374.648	94.28
Turbine site 035	8.4	2.09	13.12	7.43	311.138	311.138	100.0
Turbine site 036	10.8	2.08	17.24	9.55	624.372	622.693	99.73
Turbine site 037	8.8	2.07	15.88	7.81	415.793	413.425	99.43
Turbine site 038	11.6	2.09	19.77	10.25	782.988	774.400	98.9
Turbine site 039	7.0	1.98	19.24	6.21	311.644	310.527	99.64
Turbine site 040	10.5	2.09	16.71	9.31	584.711	584.711	100.0
Turbine site 041	9.7	2.09	15.94	8.55	489.326	489.326	100.0
Turbine site 042	6.8	2.10	10.65	5.99	154.108	143.217	92.93
Sector 3 total	-	-	-	-	18891.749	18611.110	98.51

Sector 4 (90°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	11.4	2.06	9.52	10.08	368.218	346.421	94.08
Turbine site 002	9.5	2.07	8.52	8.44	255.702	230.176	90.02
Turbine site 003	9.9	2.07	8.10	8.80	259.871	236.460	90.99
Turbine site 004	12.6	1.99	11.27	11.18	477.380	470.314	98.52
Turbine site 005	12.9	2.06	10.83	11.46	476.038	458.892	96.4
Turbine site 006	11.8	2.06	9.43	10.42	378.753	344.161	90.87
Turbine site 007	10.9	2.07	9.97	9.69	367.427	366.397	99.72
Turbine site	10.3	2.07	9.81	9.10	331.282	331.282	100.0

008							
Turbine site	10.3	2.07	9.06	9.14	308.217	307.706	99.83
009							
Turbine site	12.6	2.07	11.20	11.18	482.296	476.784	98.86
010							
Turbine site	10.0	2.07	8.46	8.89	275.806	258.830	93.84
011							
Turbine site	10.0	2.07	8.45	8.87	274.748	247.021	89.91
012							
Turbine site	9.3	2.07	8.19	8.20	234.080	228.378	97.56
013							
Turbine site	10.0	2.07	9.06	8.81	291.758	266.828	91.46
014							
Turbine site	10.8	2.07	10.00	9.61	364.590	364.128	99.87
015							
Turbine site	9.7	2.07	8.37	8.59	258.716	255.341	98.7
016							
Turbine site	10.5	2.05	10.75	9.33	375.990	375.990	100.0
017							
Turbine site	12.1	2.06	11.51	10.74	476.312	475.061	99.74
018							
Turbine site	11.3	2.05	9.68	10.01	371.039	351.683	94.78
019							
Turbine site	10.5	2.06	8.38	9.28	291.043	283.052	97.25
020							
Turbine site	9.5	2.07	8.72	8.37	258.232	236.440	91.56
021							
Turbine site	9.4	2.07	7.97	8.36	235.214	224.677	95.52
022							
Turbine site	9.1	2.07	7.88	8.04	217.078	188.964	87.05
023							
Turbine site	10.6	2.05	8.14	9.36	285.907	269.430	94.24
024							
Turbine site	6.2	2.07	9.74	5.52	114.514	108.932	95.13
025							
Turbine site	14.5	2.03	12.69	12.87	593.392	575.077	96.91
026							
Turbine site	11.2	2.04	9.63	9.92	364.261	347.839	95.49
027							
Turbine site	8.7	2.07	7.33	7.68	185.661	170.798	91.99
028							
Turbine site	10.3	2.07	8.84	9.10	298.721	292.901	98.05
029							
Turbine site	9.5	2.06	9.22	8.39	274.037	246.446	89.93
030							
Turbine site	11.6	2.03	10.64	10.31	420.285	397.345	94.54
031							
Turbine site	10.4	2.06	9.05	9.21	311.050	269.333	86.59
032							
Turbine site	9.4	2.07	8.54	8.33	250.688	239.520	95.55
033							
Turbine site	9.2	2.07	9.58	8.15	270.656	269.129	99.44
034							
Turbine site	8.1	2.07	9.69	7.21	216.196	212.691	98.38
035							
Turbine site	11.6	2.05	11.45	10.24	450.370	449.226	99.75
036							

Turbine site 037	10.2	2.06	12.49	8.99	414.719	401.747	96.87
Turbine site 038	11.4	1.99	9.82	10.07	375.173	361.786	96.43
Turbine site 039	9.1	2.03	15.38	8.07	427.730	427.730	100.0
Turbine site 040	10.6	2.04	10.31	9.40	364.065	364.065	100.0
Turbine site 041	9.4	2.04	9.56	8.29	278.103	278.103	100.0
Turbine site 042	8.5	2.07	9.93	7.54	242.631	233.907	96.4
Sector 4 total	-	-	-	-	13767.949	13240.995	96.17

Sector 5 (120°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	10.6	2.04	3.83	9.42	135.392	128.602	94.99
Turbine site 002	10.2	2.04	4.47	9.01	148.530	143.410	96.55
Turbine site 003	11.3	1.98	5.24	10.06	199.664	199.066	99.7
Turbine site 004	14.6	2.00	8.48	12.90	392.981	391.429	99.6
Turbine site 005	11.9	2.04	4.32	10.58	175.543	172.480	98.26
Turbine site 006	10.8	2.04	3.77	9.53	135.543	130.910	96.58
Turbine site 007	11.4	2.04	5.23	10.12	202.655	202.570	99.96
Turbine site 008	11.0	2.04	5.55	9.71	204.385	204.385	100.0
Turbine site 009	10.5	2.04	4.19	9.26	144.912	138.753	95.75
Turbine site 010	11.9	2.04	4.50	10.55	182.606	182.531	99.96
Turbine site 011	9.6	2.04	3.42	8.47	103.357	98.138	94.95
Turbine site 012	10.3	2.04	4.01	9.14	136.121	132.496	97.34
Turbine site 013	10.5	1.99	5.18	9.30	179.302	173.442	96.73
Turbine site 014	9.8	2.04	3.87	8.65	120.650	112.200	93.0
Turbine site 015	11.2	2.04	4.97	9.88	187.249	179.198	95.7
Turbine site 016	9.6	2.04	3.58	8.47	108.029	93.643	86.68
Turbine site 017	8.9	2.04	4.16	7.86	110.074	109.600	99.57
Turbine site 018	10.4	2.04	4.44	9.20	152.273	142.168	93.36
Turbine site 019	9.5	2.04	3.78	8.40	112.585	105.934	94.09
Turbine site 020	9.0	2.04	3.33	7.95	90.032	78.875	87.61
Turbine site	9.6	2.04	4.06	8.54	124.277	117.600	94.63

021							
Turbine site	10.4	2.02	4.47	9.25	153.862	151.997	98.79
022							
Turbine site	10.0	2.02	4.37	8.89	142.241	142.035	99.86
023							
Turbine site	8.6	2.04	3.22	7.64	80.952	79.038	97.64
024							
Turbine site	6.8	2.02	6.07	6.02	90.580	90.546	99.96
025							
Turbine site	11.5	2.01	4.18	10.22	163.252	161.486	98.92
026							
Turbine site	8.9	2.04	3.73	7.85	98.627	97.097	98.45
027							
Turbine site	9.5	2.03	3.77	8.44	113.104	112.812	99.74
028							
Turbine site	11.8	1.91	7.22	10.46	282.999	282.045	99.66
029							
Turbine site	8.6	2.04	3.68	7.62	91.993	85.925	93.4
030							
Turbine site	13.2	1.99	7.98	11.71	349.766	341.844	97.74
031							
Turbine site	9.4	2.04	3.62	8.37	106.911	101.947	95.36
032							
Turbine site	9.2	2.04	3.64	8.19	103.921	99.221	95.48
033							
Turbine site	8.7	2.04	3.86	7.69	98.135	93.228	95.0
034							
Turbine site	7.8	2.04	3.93	6.90	80.226	72.009	89.76
035							
Turbine site	9.7	2.04	4.39	8.56	134.812	127.843	94.83
036							
Turbine site	9.1	2.04	4.89	8.09	136.335	128.879	94.53
037							
Turbine site	8.5	2.04	3.81	7.49	92.242	89.998	97.57
038							
Turbine site	7.1	1.94	3.95	6.27	66.100	66.100	100.0
039							
Turbine site	8.6	2.04	3.97	7.64	99.700	99.700	100.0
040							
Turbine site	7.5	2.04	3.71	6.62	69.134	69.134	100.0
041							
Turbine site	9.5	1.98	7.35	8.42	219.381	219.095	99.87
042							
Sector 5 total	-	-	-	-	6120.429	5949.408	97.21

Sector 6 (150°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	10.8	2.03	2.67	9.60	96.590	94.496	97.83
001							
Turbine site	10.8	2.01	3.14	9.53	112.664	106.454	94.49
002							
Turbine site	12.8	2.02	3.52	11.33	151.774	151.774	100.0
003							
Turbine site	14.4	1.98	3.14	12.76	143.865	143.865	100.0
004							
Turbine site	11.4	2.02	2.31	10.08	88.893	87.649	98.6
005							

Turbine site 006	11.0	2.03	2.62	9.73	96.519	94.113	97.51
Turbine site 007	11.4	2.03	2.91	10.11	112.499	110.056	97.83
Turbine site 008	11.1	2.03	3.05	9.84	114.035	114.035	100.0
Turbine site 009	10.8	2.02	2.93	9.55	105.463	99.975	94.8
Turbine site 010	11.2	2.01	2.32	9.92	87.533	87.533	100.0
Turbine site 011	10.1	1.99	2.88	8.93	94.056	91.814	97.62
Turbine site 012	10.8	2.00	3.03	9.60	109.614	108.162	98.68
Turbine site 013	11.7	2.02	3.47	10.36	137.505	133.997	97.45
Turbine site 014	10.1	2.02	2.86	8.93	93.696	93.696	100.0
Turbine site 015	11.1	2.03	2.84	9.83	106.124	106.124	100.0
Turbine site 016	10.0	1.99	2.94	8.90	95.720	95.720	100.0
Turbine site 017	8.1	2.00	1.87	7.15	41.332	37.600	90.97
Turbine site 018	8.9	1.98	1.70	7.87	45.273	43.133	95.27
Turbine site 019	9.4	2.03	2.22	8.31	64.923	64.923	100.0
Turbine site 020	9.5	1.99	2.65	8.41	78.751	78.206	99.31
Turbine site 021	10.0	2.01	2.99	8.90	97.202	96.554	99.33
Turbine site 022	11.4	2.00	3.27	10.06	125.131	125.131	100.0
Turbine site 023	10.9	1.99	3.26	9.68	118.924	118.924	100.0
Turbine site 024	9.2	1.97	2.57	8.13	72.470	71.246	98.31
Turbine site 025	7.0	2.03	3.23	6.22	52.043	52.043	100.0
Turbine site 026	8.0	2.01	1.27	7.11	27.647	27.647	100.0
Turbine site 027	8.5	2.02	1.93	7.56	47.596	47.596	100.0
Turbine site 028	10.2	1.96	3.14	9.07	104.512	104.512	100.0
Turbine site 029	13.9	2.03	4.19	12.32	191.458	191.458	100.0
Turbine site 030	8.9	2.02	2.64	7.84	69.672	68.900	98.89
Turbine site 031	13.6	2.00	3.43	12.08	153.973	153.973	100.0
Turbine site 032	9.8	2.02	2.67	8.67	83.622	83.585	99.96
Turbine site 033	9.7	1.99	2.93	8.59	90.092	86.009	95.47
Turbine site	8.8	2.03	2.69	7.82	70.537	64.943	92.07

034							
Turbine site	7.9	2.03	2.72	7.00	57.281	54.709	95.51
035							
Turbine site	8.0	1.98	1.55	7.08	33.520	32.015	95.51
036							
Turbine site	7.4	1.98	1.68	6.59	31.314	31.141	99.45
037							
Turbine site	6.9	1.99	1.28	6.07	19.614	19.155	97.66
038							
Turbine site	4.4	2.01	1.21	3.89	5.224	4.685	89.69
039							
Turbine site	7.9	2.00	1.81	7.02	38.520	38.520	100.0
040							
Turbine site	7.3	2.03	2.02	6.46	35.720	35.720	100.0
041							
Turbine site	10.2	2.02	3.64	9.00	120.476	120.476	100.0
042							
Sector 6 total	-	-	-	-	3623.376	3572.265	98.59

Sector 7 (180°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	11.4	2.06	1.32	10.06	50.916	50.160	98.52
001							
Turbine site	11.7	2.06	1.58	10.39	63.423	63.423	100.0
002							
Turbine site	13.6	2.07	1.68	12.02	76.239	76.239	100.0
003							
Turbine site	10.3	2.09	0.80	9.16	27.477	27.477	100.0
004							
Turbine site	10.8	2.06	1.05	9.61	38.436	37.253	96.92
005							
Turbine site	11.6	2.06	1.32	10.27	52.130	51.248	98.31
006							
Turbine site	10.8	2.07	1.18	9.61	43.174	41.421	95.94
007							
Turbine site	10.4	2.07	1.19	9.24	41.112	41.112	100.0
008							
Turbine site	11.5	2.06	1.44	10.17	56.416	54.569	96.73
009							
Turbine site	10.4	2.07	1.01	9.25	34.867	34.867	100.0
010							
Turbine site	11.9	2.04	1.62	10.52	65.723	64.309	97.85
011							
Turbine site	12.3	2.06	1.62	10.88	68.012	66.290	97.47
012							
Turbine site	12.4	2.07	1.65	10.98	69.858	69.060	98.86
013							
Turbine site	10.9	2.06	1.45	9.70	53.564	53.564	100.0
014							
Turbine site	10.7	2.07	1.19	9.46	42.641	42.641	100.0
015							
Turbine site	11.8	2.05	1.66	10.48	66.859	66.859	100.0
016							
Turbine site	7.8	2.06	0.99	6.93	20.372	20.299	99.64
017							
Turbine site	8.5	2.07	0.90	7.52	21.819	20.772	95.21
018							

Turbine site 019	9.6	2.05	1.17	8.50	35.483	35.483	100.0
Turbine site 020	11.1	2.04	1.51	9.88	56.724	56.724	100.0
Turbine site 021	11.1	2.06	1.54	9.81	57.638	57.638	100.0
Turbine site 022	13.0	2.06	1.78	11.48	78.168	78.168	100.0
Turbine site 023	12.7	2.06	1.82	11.22	78.569	78.569	100.0
Turbine site 024	11.0	2.03	1.51	9.78	55.934	53.882	96.33
Turbine site 025	6.4	2.07	1.16	5.65	14.502	14.502	100.0
Turbine site 026	8.0	2.07	0.71	7.04	14.996	14.996	100.0
Turbine site 027	8.7	2.04	1.10	7.67	27.823	27.823	100.0
Turbine site 028	13.3	2.05	2.11	11.79	94.348	94.348	100.0
Turbine site 029	11.7	2.06	1.18	10.41	47.174	47.174	100.0
Turbine site 030	9.5	2.05	1.36	8.44	40.882	40.882	100.0
Turbine site 031	10.2	2.10	0.87	9.04	29.007	29.007	100.0
Turbine site 032	10.7	2.05	1.40	9.49	50.189	50.189	100.0
Turbine site 033	11.2	2.05	1.60	9.90	60.657	58.485	96.42
Turbine site 034	9.2	2.06	1.32	8.16	37.273	37.273	100.0
Turbine site 035	8.2	2.06	1.31	7.24	29.423	29.423	100.0
Turbine site 036	7.8	2.07	0.88	6.91	18.006	18.006	100.0
Turbine site 037	6.9	2.07	0.80	6.10	12.156	12.156	100.0
Turbine site 038	7.2	2.03	0.94	6.36	16.003	16.003	100.0
Turbine site 039	3.9	2.09	0.49	3.45	1.370	1.301	94.93
Turbine site 040	7.8	2.06	1.02	6.93	20.915	20.915	100.0
Turbine site 041	7.5	2.04	1.13	6.61	20.885	20.635	98.81
Turbine site 042	8.1	2.10	0.96	7.18	21.114	21.114	100.0
Sector 7 total	-	-	-	-	1812.272	1796.257	99.12

Sector 8 (210°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	12.2	2.12	1.72	10.81	72.602	71.739	98.81
Turbine site 002	11.3	2.10	1.80	10.00	69.095	69.095	100.0
Turbine site	11.9	2.08	1.68	10.52	68.552	68.552	100.0

003							
Turbine site	9.3	2.13	0.94	8.20	26.846	26.388	98.29
004							
Turbine site	11.8	2.13	1.37	10.45	55.684	55.684	100.0
005							
Turbine site	12.7	2.12	1.75	11.22	76.224	75.206	98.66
006							
Turbine site	10.5	2.12	1.41	9.31	49.569	48.011	96.86
007							
Turbine site	9.8	2.12	1.39	8.71	44.008	43.476	98.79
008							
Turbine site	11.6	2.11	1.75	10.27	69.746	69.746	100.0
009							
Turbine site	11.1	2.13	1.30	9.87	49.281	49.281	100.0
010							
Turbine site	12.6	2.11	2.09	11.14	90.520	88.811	98.11
011							
Turbine site	12.3	2.10	1.93	10.86	81.317	79.293	97.51
012							
Turbine site	11.0	2.08	1.69	9.73	62.643	60.656	96.83
013							
Turbine site	11.4	2.12	1.82	10.06	70.866	70.866	100.0
014							
Turbine site	10.5	2.12	1.44	9.34	50.880	50.880	100.0
015							
Turbine site	12.3	2.10	2.07	10.85	87.283	87.283	100.0
016							
Turbine site	9.2	2.11	1.29	8.16	36.420	34.591	94.98
017							
Turbine site	9.8	2.12	1.11	8.66	34.920	34.920	100.0
018							
Turbine site	11.3	2.11	1.61	10.00	62.001	62.001	100.0
019							
Turbine site	12.7	2.11	2.12	11.22	92.284	92.284	100.0
020							
Turbine site	11.1	2.11	1.85	9.87	70.241	70.241	100.0
021							
Turbine site	12.1	2.09	1.90	10.72	78.880	78.880	100.0
022							
Turbine site	11.9	2.09	1.94	10.51	79.180	79.180	100.0
023							
Turbine site	12.9	2.11	2.21	11.45	97.917	96.700	98.76
024							
Turbine site	5.8	2.12	1.33	5.14	12.683	12.683	100.0
025							
Turbine site	9.6	2.12	0.88	8.53	26.842	26.842	100.0
026							
Turbine site	10.8	2.10	1.53	9.56	55.426	55.332	99.83
027							
Turbine site	12.8	2.08	2.28	11.35	99.870	99.870	100.0
028							
Turbine site	9.4	2.06	1.27	8.28	36.944	36.944	100.0
029							
Turbine site	10.5	2.12	1.81	9.27	63.156	63.156	100.0
030							
Turbine site	9.0	2.12	1.04	7.99	28.439	28.439	100.0
031							

Turbine site 032	11.7	2.12	1.87	10.40	75.592	75.592	100.0
Turbine site 033	11.6	2.11	2.01	10.26	79.792	78.444	98.31
Turbine site 034	9.8	2.12	1.71	8.70	53.960	53.960	100.0
Turbine site 035	8.6	2.12	1.68	7.63	41.827	41.827	100.0
Turbine site 036	9.1	2.13	1.07	8.09	29.831	27.729	92.96
Turbine site 037	7.5	2.15	0.97	6.68	18.229	18.229	100.0
Turbine site 038	9.5	2.10	1.16	8.39	34.347	34.347	100.0
Turbine site 039	5.0	2.06	0.72	4.39	4.420	4.420	100.0
Turbine site 040	9.5	2.10	1.34	8.44	40.406	40.406	100.0
Turbine site 041	9.2	2.10	1.58	8.14	44.454	42.269	95.09
Turbine site 042	7.1	2.11	1.17	6.28	18.945	18.945	100.0
Sector 8 total	-	-	-	-	2342.122	2323.198	99.19

Sector 9 (240°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	11.7	2.03	3.65	10.35	144.906	138.019	95.25
Turbine site 002	10.0	2.01	3.31	8.87	107.161	102.019	95.2
Turbine site 003	10.5	2.01	2.92	9.27	100.918	100.918	100.0
Turbine site 004	9.2	2.06	1.59	8.13	44.671	40.924	91.61
Turbine site 005	12.6	2.03	3.39	11.17	144.528	144.528	100.0
Turbine site 006	12.1	2.03	3.75	10.73	154.011	153.512	99.68
Turbine site 007	10.7	2.03	2.87	9.44	101.623	98.946	97.37
Turbine site 008	9.9	2.03	2.71	8.79	86.538	85.054	98.28
Turbine site 009	10.7	2.02	3.43	9.48	122.319	119.390	97.6
Turbine site 010	12.1	2.03	3.17	10.68	129.891	129.891	100.0
Turbine site 011	10.6	1.98	3.78	9.41	132.744	130.955	98.65
Turbine site 012	10.6	1.99	3.52	9.38	123.312	120.701	97.88
Turbine site 013	9.7	2.01	2.96	8.62	91.751	88.084	96.0
Turbine site 014	10.4	2.02	3.58	9.18	122.089	122.089	100.0
Turbine site 015	10.7	2.03	3.00	9.44	106.291	100.338	94.4
Turbine site	10.3	1.98	3.70	9.12	124.500	124.500	100.0

016							
Turbine site	10.4	2.03	3.91	9.21	134.073	134.073	100.0
017							
Turbine site	11.6	2.02	3.66	10.27	143.701	143.701	100.0
018							
Turbine site	11.6	2.03	4.07	10.24	159.742	159.742	100.0
019							
Turbine site	11.1	1.99	4.07	9.81	151.119	151.119	100.0
020							
Turbine site	9.9	2.01	3.50	8.79	111.678	111.678	100.0
021							
Turbine site	10.1	1.98	3.30	8.94	107.878	105.209	97.53
022							
Turbine site	9.7	1.97	3.34	8.62	103.357	96.832	93.69
023							
Turbine site	11.2	1.99	4.22	9.95	159.121	158.077	99.34
024							
Turbine site	5.9	2.03	2.43	5.19	24.502	24.502	100.0
025							
Turbine site	13.5	1.99	3.77	11.94	167.449	167.449	100.0
026							
Turbine site	11.5	2.03	4.43	10.22	173.295	165.085	95.26
027							
Turbine site	9.3	1.90	3.54	8.26	101.967	101.967	100.0
028							
Turbine site	9.0	2.01	1.75	7.99	47.819	46.872	98.02
029							
Turbine site	9.8	2.02	3.81	8.70	119.965	119.965	100.0
030							
Turbine site	8.7	2.06	1.59	7.74	40.795	38.030	93.22
031							
Turbine site	10.8	2.02	3.83	9.60	138.738	138.738	100.0
032							
Turbine site	9.9	1.99	3.68	8.81	117.869	110.960	94.14
033							
Turbine site	9.4	2.03	3.61	8.35	106.387	106.387	100.0
034							
Turbine site	8.3	2.03	3.53	7.36	82.532	82.532	100.0
035							
Turbine site	11.1	2.02	3.87	9.87	144.780	144.780	100.0
036							
Turbine site	9.2	2.00	3.09	8.11	86.490	86.490	100.0
037							
Turbine site	11.8	2.03	5.12	10.44	204.836	204.836	100.0
038							
Turbine site	7.4	1.97	2.77	6.56	51.227	50.854	99.27
039							
Turbine site	10.7	2.03	4.22	9.46	149.990	149.990	100.0
040							
Turbine site	9.6	2.03	4.36	8.55	133.556	133.556	100.0
041							
Turbine site	6.8	2.04	1.66	6.05	24.995	23.605	94.44
042							
Sector 9 total	-	-	-	-	4825.116	4756.898	98.59

Sector 10 (270°)

<i>Turbine</i>	<i>A [m/s]</i>	<i>k</i>	<i>Freq. [%]</i>	<i>U [m/s]</i>	<i>MWh (free)</i>	<i>MWh (park)</i>	<i>Eff. [%]</i>
----------------	----------------	----------	------------------	----------------	-------------------	-------------------	-----------------

Turbine site 001	11.4	2.02	5.32	10.08	204.286	204.286	100.0
Turbine site 002	9.6	2.01	4.52	8.47	136.326	123.187	90.36
Turbine site 003	10.0	2.01	4.30	8.83	138.270	128.878	93.21
Turbine site 004	13.1	1.99	5.33	11.61	232.088	228.002	98.24
Turbine site 005	12.9	2.02	6.28	11.43	272.593	272.593	100.0
Turbine site 006	11.7	2.02	5.48	10.39	217.476	207.445	95.39
Turbine site 007	11.0	2.01	5.29	9.73	194.587	182.920	94.0
Turbine site 008	10.3	2.01	5.21	9.13	175.981	172.426	97.98
Turbine site 009	10.4	2.01	4.81	9.18	163.689	143.418	87.62
Turbine site 010	12.6	2.02	6.17	11.20	263.288	253.954	96.45
Turbine site 011	10.1	2.02	4.53	8.91	147.932	138.444	93.59
Turbine site 012	10.0	2.01	4.49	8.90	146.128	138.337	94.67
Turbine site 013	9.3	2.01	4.34	8.23	124.970	111.092	88.9
Turbine site 014	10.0	2.01	4.81	8.85	155.222	152.519	98.26
Turbine site 015	10.9	2.01	5.31	9.64	193.163	182.565	94.51
Turbine site 016	9.7	2.01	4.44	8.62	137.814	134.984	97.95
Turbine site 017	10.2	2.00	7.59	9.01	251.508	244.838	97.35
Turbine site 018	11.8	2.01	7.96	10.44	317.055	313.590	98.91
Turbine site 019	10.9	2.00	6.67	9.69	243.861	233.166	95.61
Turbine site 020	10.3	2.01	5.32	9.10	178.824	164.983	92.26
Turbine site 021	9.5	2.01	4.63	8.40	137.728	123.990	90.03
Turbine site 022	9.5	2.01	4.23	8.39	125.463	109.425	87.22
Turbine site 023	9.1	2.01	4.18	8.06	116.011	112.286	96.79
Turbine site 024	10.2	1.99	5.51	9.03	183.024	166.921	91.2
Turbine site 025	6.2	2.01	5.17	5.54	62.387	60.481	96.94
Turbine site 026	13.6	1.97	10.46	12.06	464.413	464.413	100.0
Turbine site 027	10.5	1.96	7.46	9.32	258.118	255.122	98.84
Turbine site 028	8.7	2.01	3.89	7.71	99.442	93.704	94.23
Turbine site	10.3	2.01	4.69	9.14	158.678	142.027	89.51

029							
Turbine site	9.4	2.02	5.41	8.35	159.520	158.298	99.23
030							
Turbine site	11.9	2.01	5.29	10.52	212.475	210.166	98.91
031							
Turbine site	10.3	2.02	5.29	9.17	180.161	178.133	98.87
032							
Turbine site	9.4	2.01	4.53	8.36	133.736	130.100	97.28
033							
Turbine site	9.2	2.02	5.25	8.16	148.843	134.657	90.47
034							
Turbine site	8.2	2.01	5.15	7.23	116.274	115.740	99.54
035							
Turbine site	11.1	1.99	8.39	9.83	311.835	311.068	99.75
036							
Turbine site	10.0	2.02	7.83	8.90	255.076	254.674	99.84
037							
Turbine site	10.2	1.88	9.07	9.03	298.065	297.828	99.92
038							
Turbine site	8.5	1.97	13.05	7.57	322.945	306.295	94.84
039							
Turbine site	10.1	1.97	7.77	8.93	253.515	253.437	99.97
040							
Turbine site	8.8	1.97	7.23	7.84	190.721	190.593	99.93
041							
Turbine site	8.5	2.01	5.27	7.57	130.077	124.586	95.78
042							
Sector 10 total	-	-	-	-	8213.568	7925.569	96.49

Sector 11 (300°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
<i>Turbine site 001</i>	<i>10.7</i>	<i>2.12</i>	<i>10.93</i>	<i>9.51</i>	<i>394.835</i>	<i>394.835</i>	<i>100.0</i>
<i>Turbine site 002</i>	<i>10.4</i>	<i>2.11</i>	<i>10.17</i>	<i>9.24</i>	<i>352.715</i>	<i>350.056</i>	<i>99.25</i>
<i>Turbine site 003</i>	<i>12.2</i>	<i>2.08</i>	<i>9.79</i>	<i>10.82</i>	<i>410.236</i>	<i>410.236</i>	<i>100.0</i>
<i>Turbine site 004</i>	<i>15.6</i>	<i>2.08</i>	<i>14.44</i>	<i>13.80</i>	<i>701.096</i>	<i>701.096</i>	<i>100.0</i>
<i>Turbine site 005</i>	<i>12.1</i>	<i>2.12</i>	<i>12.34</i>	<i>10.68</i>	<i>513.358</i>	<i>513.358</i>	<i>100.0</i>
<i>Turbine site 006</i>	<i>10.9</i>	<i>2.12</i>	<i>10.77</i>	<i>9.62</i>	<i>395.400</i>	<i>385.221</i>	<i>97.43</i>
<i>Turbine site 007</i>	<i>11.7</i>	<i>2.11</i>	<i>11.99</i>	<i>10.32</i>	<i>480.325</i>	<i>455.110</i>	<i>94.75</i>
<i>Turbine site 008</i>	<i>11.3</i>	<i>2.11</i>	<i>11.92</i>	<i>10.00</i>	<i>459.488</i>	<i>458.518</i>	<i>99.79</i>
<i>Turbine site 009</i>	<i>10.6</i>	<i>2.12</i>	<i>10.67</i>	<i>9.36</i>	<i>377.292</i>	<i>376.355</i>	<i>99.75</i>
<i>Turbine site 010</i>	<i>12.0</i>	<i>2.12</i>	<i>12.87</i>	<i>10.65</i>	<i>533.984</i>	<i>495.195</i>	<i>92.74</i>
<i>Turbine site 011</i>	<i>9.7</i>	<i>2.12</i>	<i>9.78</i>	<i>8.55</i>	<i>300.553</i>	<i>299.073</i>	<i>99.51</i>
<i>Turbine site 012</i>	<i>10.5</i>	<i>2.12</i>	<i>9.97</i>	<i>9.27</i>	<i>347.278</i>	<i>336.235</i>	<i>96.82</i>
<i>Turbine</i>	<i>11.2</i>	<i>2.09</i>	<i>9.90</i>	<i>9.94</i>	<i>377.813</i>	<i>377.813</i>	<i>100.0</i>

<i>site 013</i>							
<i>Turbine</i>	9.8	2.12	10.56	8.72	335.040	300.413	89.66
<i>site 014</i>							
<i>Turbine</i>	11.3	2.11	11.94	10.03	461.955	461.955	100.0
<i>site 015</i>							
<i>Turbine</i>	9.6	2.12	9.75	8.54	298.985	290.558	97.18
<i>site 016</i>							
<i>Turbine</i>	9.0	2.12	11.87	7.94	319.379	297.332	93.1
<i>site 017</i>							
<i>Turbine</i>	10.5	2.12	12.69	9.29	443.801	400.323	90.2
<i>site 018</i>							
<i>Turbine</i>	9.6	2.12	10.80	8.48	327.309	316.942	96.83
<i>site 019</i>							
<i>Turbine</i>	9.1	2.12	9.51	8.03	261.319	246.964	94.51
<i>site 020</i>							
<i>Turbine</i>	9.8	2.12	10.28	8.64	321.059	303.382	94.49
<i>site 021</i>							
<i>Turbine</i>	10.9	2.10	9.54	9.64	350.389	347.951	99.3
<i>site 022</i>							
<i>Turbine</i>	10.5	2.10	9.41	9.26	326.905	316.222	96.73
<i>site 023</i>							
<i>Turbine</i>	8.7	2.12	9.21	7.71	234.676	229.025	97.59
<i>site 024</i>							
<i>Turbine</i>	7.1	2.10	11.97	6.30	196.399	193.521	98.53
<i>site 025</i>							
<i>Turbine</i>	11.3	2.04	13.17	10.04	505.122	505.122	100.0
<i>site 026</i>							
<i>Turbine</i>	9.0	2.12	10.65	7.93	286.161	280.325	97.96
<i>site 027</i>							
<i>Turbine</i>	9.8	2.11	8.67	8.71	274.097	270.628	98.73
<i>site 028</i>							
<i>Turbine</i>	13.3	2.03	10.72	11.82	477.338	477.338	100.0
<i>site 029</i>							
<i>Turbine</i>	8.7	2.12	10.51	7.69	266.661	250.255	93.85
<i>site 030</i>							
<i>Turbine</i>	14.2	2.08	13.38	12.62	627.699	627.699	100.0
<i>site 031</i>							
<i>Turbine</i>	9.5	2.12	10.33	8.45	310.776	274.026	88.17
<i>site 032</i>							
<i>Turbine</i>	9.3	2.12	9.94	8.26	288.072	278.007	96.51
<i>site 033</i>							
<i>Turbine</i>	8.8	2.12	11.03	7.76	284.544	270.753	95.15
<i>site 034</i>							
<i>Turbine</i>	7.9	2.12	11.21	6.97	231.773	214.072	92.36
<i>site 035</i>							
<i>Turbine</i>	9.8	2.12	12.54	8.64	392.137	356.380	90.88
<i>site 036</i>							
<i>Turbine</i>	9.2	2.12	13.97	8.17	395.918	390.216	98.56
<i>site 037</i>							
<i>Turbine</i>	8.5	2.12	10.90	7.56	267.237	254.368	95.18
<i>site 038</i>							
<i>Turbine</i>	6.6	1.88	13.97	5.87	202.948	192.484	94.84
<i>site 039</i>							
<i>Turbine</i>	8.7	2.12	11.35	7.71	289.019	286.102	98.99
<i>site 040</i>							
<i>Turbine</i>	7.6	2.12	10.59	6.69	199.427	189.784	95.16
<i>site 041</i>							

<i>Turbine site 042</i>	<i>10.3</i>	<i>2.07</i>	<i>12.37</i>	<i>9.12</i>	<i>419.596</i>	<i>402.449</i>	<i>95.91</i>
<i>Sector 11 total</i>	-	-	-	-	<i>15240.11</i>	<i>14777.69</i>	<i>96.97</i>
					<i>3</i>	<i>3</i>	

Sector 12 (330°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	11.1	2.11	13.38	9.84	505.167	505.167	100.0
Turbine site 002	11.2	2.09	14.13	9.94	539.044	539.044	100.0
Turbine site 003	13.3	2.09	15.44	11.79	697.228	697.228	100.0
Turbine site 004	13.9	2.06	20.21	12.31	930.896	930.896	100.0
Turbine site 005	11.3	2.10	13.77	10.00	530.494	530.494	100.0
Turbine site 006	11.3	2.11	13.14	9.99	505.764	505.764	100.0
Turbine site 007	11.5	2.11	15.57	10.15	611.628	611.628	100.0
Turbine site 008	11.2	2.11	16.14	9.88	613.189	613.189	100.0
Turbine site 009	11.1	2.10	13.92	9.87	527.259	527.259	100.0
Turbine site 010	11.1	2.10	14.18	9.81	532.454	521.744	97.99
Turbine site 011	10.7	2.05	12.41	9.47	443.109	443.109	100.0
Turbine site 012	11.4	2.07	13.32	10.09	516.498	516.498	100.0
Turbine site 013	12.2	2.09	15.34	10.77	640.884	640.884	100.0
Turbine site 014	10.5	2.10	13.45	9.28	468.274	468.274	100.0
Turbine site 015	11.2	2.11	15.18	9.88	576.508	576.508	100.0
Turbine site 016	10.7	2.05	12.57	9.44	447.036	447.036	100.0
Turbine site 017	8.0	2.09	12.36	7.06	263.174	258.954	98.4
Turbine site 018	8.8	2.09	12.47	7.79	324.054	314.429	97.03
Turbine site 019	9.5	2.11	12.40	8.38	367.568	359.510	97.81
Turbine site 020	10.1	2.06	11.89	8.91	389.110	389.110	100.0
Turbine site 021	10.5	2.09	13.58	9.29	473.277	473.277	100.0
Turbine site 022	12.0	2.06	13.72	10.60	561.460	561.460	100.0
Turbine site 023	11.5	2.06	13.44	10.23	528.094	528.094	100.0
Turbine site 024	9.8	2.04	11.47	8.67	359.439	359.439	100.0
Turbine site 025	7.0	2.11	17.11	6.23	272.602	262.454	96.28

Turbine site 026	8.1	2.11	10.66	7.21	236.817	236.817	100.0
Turbine site 027	8.5	2.11	11.65	7.54	283.942	274.082	96.53
Turbine site 028	10.9	1.99	11.37	9.69	414.814	414.814	100.0
Turbine site 029	14.0	2.11	20.72	12.41	971.857	971.857	100.0
Turbine site 030	9.1	2.10	12.94	8.10	361.758	346.961	95.91
Turbine site 031	13.3	2.08	20.35	11.80	917.475	917.475	100.0
Turbine site 032	10.2	2.10	12.81	9.00	426.818	424.054	99.35
Turbine site 033	10.2	2.06	12.81	9.06	430.104	430.104	100.0
Turbine site 034	9.0	2.11	13.50	8.01	369.732	354.200	95.8
Turbine site 035	8.1	2.11	13.72	7.16	300.548	275.611	91.7
Turbine site 036	8.0	2.09	11.97	7.05	253.990	238.741	94.0
Turbine site 037	7.4	2.09	13.22	6.58	241.131	228.023	94.56
Turbine site 038	6.9	2.10	10.20	6.09	153.826	142.266	92.48
Turbine site 039	4.5	2.11	10.19	3.95	43.775	38.213	87.29
Turbine site 040	7.8	2.10	11.86	6.93	242.930	230.216	94.77
Turbine site 041	7.3	2.11	11.80	6.48	206.520	190.174	92.09
Turbine site 042	10.1	2.10	19.88	8.93	654.517	629.295	96.15
Sector 12 total	-	-	-	-	19134.761	18924.358	98.9

All Sectors

Turbine	Location [m]	Gross AEP [MWh]	Net AEP [MWh]	Efficiency [%]
Turbine site 001	(283447.2,3110533.0)	3907.299	3868.112	99.0
Turbine site 002	(288133.2,3110048.0)	3644.894	3581.083	98.25
Turbine site 003	(285918.2,3110113.0)	4099.927	4046.347	98.69
Turbine site 004	(286293.1,3110307.0)	4009.874	3976.395	99.17
Turbine site 005	(283283.0,3110405.0)	4051.822	3991.902	98.52
Turbine site 006	(283682.2,3110476.0)	4024.985	3960.744	98.4
Turbine site 007	(288891.7,3109848.0)	3705.031	3658.604	98.75
Turbine site 008	(290234.9,3109553.0)	3468.238	3461.697	99.81
Turbine site 009	(288309.9,3110072.0)	3740.599	3702.458	98.98
Turbine site 010	(284434.6,3109938.0)	3908.839	3789.505	96.95
Turbine site 011	(284184.1,3110406.0)	3767.429	3727.109	98.93
Turbine site 012	(284430.7,3110342.0)	3858.456	3791.737	98.27
Turbine site 013	(284612.8,3110371.0)	3753.154	3717.755	99.06
Turbine site 014	(287407.6,3110170.0)	3533.814	3463.103	98.0
Turbine site 015	(286786.7,3110533.0)	3643.072	3618.009	99.31
Turbine site 016	(287236.0,3110271.0)	3694.545	3665.527	99.21
Turbine site 017	(289365.6,3109064.0)	2797.608	2755.084	98.48
Turbine site 018	(288872.8,3109407.0)	3333.246	3251.505	97.55

Turbine site 019	(284259.5,3109999.0)	3471.731	3374.857	97.21
Turbine site 020	(287587.5,3110140.0)	3684.436	3636.546	98.7
Turbine site 021	(287945.1,3109995.0)	3463.047	3381.419	97.64
Turbine site 022	(285182.1,3110215.0)	3896.606	3863.058	99.14
Turbine site 023	(285001.6,3110202.0)	3768.254	3716.691	98.63
Turbine site 024	(283863.5,3110452.0)	3674.081	3628.399	98.76
Turbine site 025	(283676.4,3109908.0)	1282.776	1242.407	96.85
Turbine site 026	(283335.5,3109979.0)	3623.903	3571.519	98.55
Turbine site 027	(283898.6,3110069.0)	3225.125	3142.031	97.42
Turbine site 028	(285595.4,3110120.0)	3801.767	3773.319	99.25
Turbine site 029	(286095.6,3110138.0)	3835.228	3786.119	98.72
Turbine site 030	(288283.3,3109705.0)	3040.314	2943.572	96.82
Turbine site 031	(286610.3,3110496.0)	3820.035	3773.883	98.79
Turbine site 032	(287767.0,3110008.0)	3567.124	3478.864	97.53
Turbine site 033	(288708.1,3109899.0)	3478.520	3434.442	98.73
Turbine site 034	(288486.6,3109695.0)	2870.148	2783.158	96.97
Turbine site 035	(288647.2,3109494.0)	2277.153	2193.145	96.31
Turbine site 036	(289040.1,3109260.0)	3033.457	2965.814	97.77
Turbine site 037	(288905.3,3108999.0)	2426.263	2354.783	97.05
Turbine site 038	(289242.3,3108767.0)	2921.516	2847.416	97.46
Turbine site 039	(289554.8,3108818.0)	1522.966	1487.699	97.68
Turbine site 040	(289666.5,3108223.0)	2835.811	2785.757	98.23
Turbine site 041	(289773.5,3108503.0)	2427.785	2396.704	98.72
Turbine site 042	(284711.4,3110068.0)	2548.376	2474.588	97.1
Wind farm	-	141439.271	139062.870	98.32

'Turbine Vestas 1 wind farm

Produced on 7/23/2009 at 12:05:15 PM by licenced user: Student licence, EOI-Escuela de Negocios, Spain using WAsP version: 9.01.0000.

Summary results

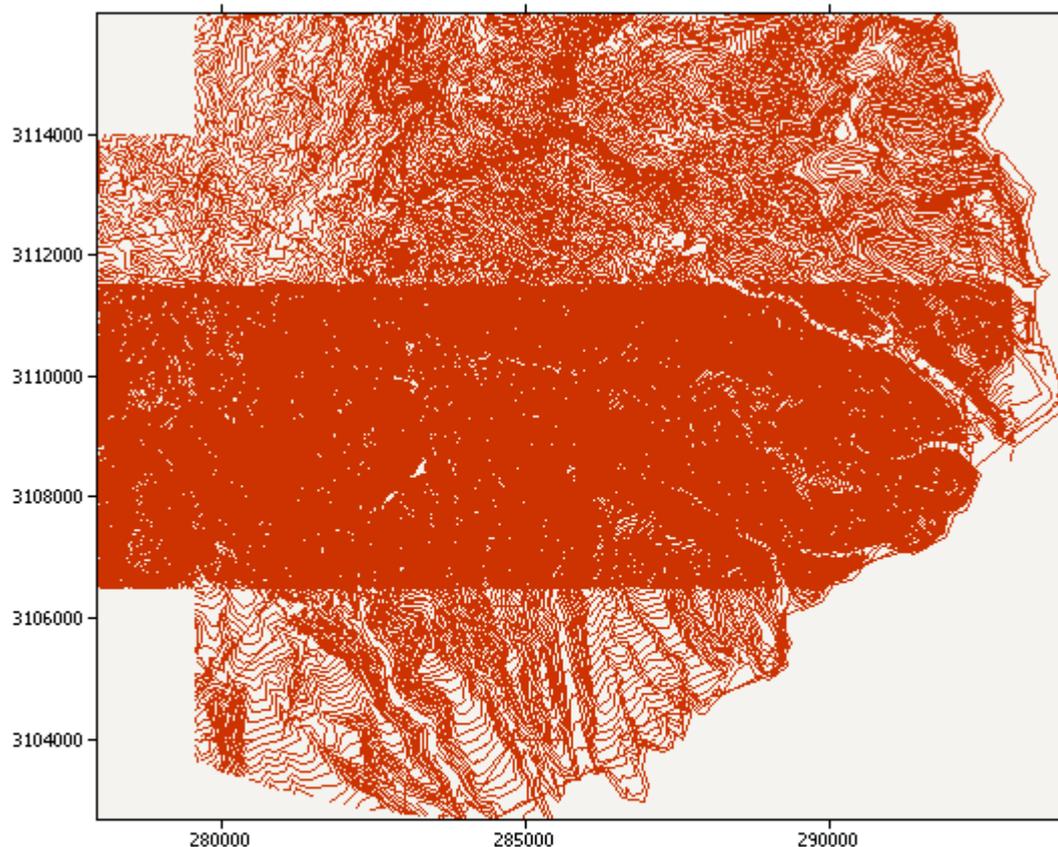
Site results

Site	Location [m]	Turbine	Elevation [m a.s.l.]	Height [m a.g.l.]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 011	(286650.3,3110572.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	841	67	9.630	0.68
Turbine site 012	(283354.2,3110544.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	1159	67	9.764	1.27
Turbine site 013	(283683.8,3110470.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	1141	67	9.612	1.58
Turbine site 014	(284415.8,3110340.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	1062	67	9.202	1.87
Turbine site 015	(284754.9,3110339.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	1028	67	9.359	1.66
Turbine site 016	(286310.5,3110340.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	905	67	9.530	1.88
Turbine site 017	(286015.3,3110075.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	965	67	9.706	2.02
Turbine site 018	(285158.9,3110215.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	987	67	9.274	1.51
Turbine site 019	(287232.2,3110273.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	802	67	8.823	1.81
Turbine site 020	(287551.6,3110220.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	790	67	9.165	1.2

Site wind climates

Site	Location [m]	Height [m a.g.l.]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]	RIX [%]	dRIX [%]
Turbine site 011	(286650.3,3110572.0)	67	12.2	1.98	10.81	1494	52.6	7.7
Turbine site 012	(283354.2,3110544.0)	67	12.0	2.12	10.65	1335	49.0	4.1
Turbine site 013	(283683.8,3110470.0)	67	11.9	2.11	10.53	1298	49.7	4.8
Turbine site 014	(284415.8,3110340.0)	67	11.4	2.09	10.14	1168	51.5	6.6
Turbine site 015	(284754.9,3110339.0)	67	11.6	2.10	10.27	1210	52.3	7.4
Turbine site 016	(286310.5,3110340.0)	67	12.4	1.93	11.01	1616	52.5	7.6
Turbine site 017	(286015.3,3110075.0)	67	12.2	2.06	10.81	1431	52.1	7.2
Turbine site 018	(285158.9,3110215.0)	67	11.6	2.05	10.27	1236	53.4	8.5
Turbine site 019	(287232.2,3110273.0)	67	11.1	2.06	9.80	1067	51.7	6.8
Turbine site 020	(287551.6,3110220.0)	67	11.3	2.09	10.05	1137	51.9	7.0

The wind farm lies in a map called 'TerrainLaGomera_Zona3'.



The wind farm is in a project called 'Project 1'

A wind atlas called 'Wind atlas 1' was used to calculate the predicted wind climates

Calculation of annual output for 'Turbine cluster 4'

Decay constants: 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075

Sector 1 (0°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 011	10.5	2.13	13.25	9.28	1125.641	1125.641	100.0
Turbine site 012	11.6	2.14	15.46	10.27	1481.553	1481.553	100.0
Turbine site 013	11.9	2.14	16.44	10.55	1617.937	1617.937	100.0
Turbine site 014	12.4	2.14	19.18	10.95	1953.552	1953.552	100.0
Turbine site 015	12.5	2.14	19.27	11.07	1980.958	1980.958	100.0
Turbine site	10.6	2.11	13.31	9.43	1151.421	1151.421	100.0

016							
Turbine site	13.2	2.13	19.81	11.72	2119.432	2119.432	100.0
017							
Turbine site	13.1	2.14	21.50	11.60	2288.480	2288.480	100.0
018							
Turbine site	12.1	2.13	19.69	10.72	1966.132	1966.132	100.0
019							
Turbine site	11.6	2.13	16.98	10.26	1624.169	1624.169	100.0
020							
Sector 1 total	-	-	-	-	17309.276	17309.276	100.0

Sector 2 (30°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	9.6	2.12	11.17	8.51	839.834	839.834	100.0
011							
Turbine site	11.9	2.13	15.80	10.54	1550.022	1550.022	100.0
012							
Turbine site	12.5	2.13	17.67	11.08	1812.745	1812.745	100.0
013							
Turbine site	12.2	2.13	17.65	10.77	1767.201	1767.201	100.0
014							
Turbine site	11.7	2.12	15.80	10.32	1517.766	1517.766	100.0
015							
Turbine site	9.4	2.13	10.60	8.31	768.197	764.981	99.58
016							
Turbine site	11.6	2.11	14.36	10.30	1373.905	1324.498	96.4
017							
Turbine site	12.1	2.12	16.69	10.67	1654.302	1654.302	100.0
018							
Turbine site	12.1	2.13	18.85	10.73	1880.282	1880.282	100.0
019							
Turbine site	12.3	2.13	18.80	10.90	1902.825	1902.825	100.0
020							
Sector 2 total	-	-	-	-	15067.079	15014.455	99.65

Sector 3 (60°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	10.1	2.14	11.85	8.96	961.496	961.496	100.0
011							
Turbine site	12.4	2.13	13.92	10.97	1417.593	1417.593	100.0
012							
Turbine site	12.5	2.13	13.60	11.05	1391.755	1391.755	100.0
013							
Turbine site	11.3	2.10	11.99	10.00	1110.973	1110.973	100.0
014							
Turbine site	11.0	2.12	11.71	9.71	1051.599	1051.599	100.0
015							
Turbine site	9.6	2.14	10.91	8.48	817.328	706.575	86.45
016							
Turbine site	10.9	2.13	11.05	9.61	981.777	878.452	89.48
017							
Turbine site	10.7	2.08	10.93	9.48	949.447	942.274	99.24
018							
Turbine site	10.9	2.08	11.72	9.70	1045.605	1045.605	100.0
019							
Turbine site	12.0	2.12	13.27	10.58	1305.224	1305.224	100.0

020							
Sector 3 total	-	-	-	-	11032.797	10811.546	97.99

Sector 4 (90°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 011	13.1	2.09	11.72	11.61	1235.471	1235.471	100.0
Turbine site 012	12.6	2.11	10.43	11.15	1072.460	967.770	90.24
Turbine site 013	12.0	2.11	9.54	10.59	937.024	879.229	93.83
Turbine site 014	10.4	2.11	8.77	9.17	732.541	589.471	80.47
Turbine site 015	10.4	2.11	8.80	9.18	736.296	675.252	91.71
Turbine site 016	12.8	2.06	11.40	11.37	1176.251	1139.063	96.84
Turbine site 017	10.5	2.11	8.58	9.32	731.929	708.574	96.81
Turbine site 018	9.5	2.11	8.09	8.44	600.913	552.437	91.93
Turbine site 019	9.8	2.11	8.53	8.70	662.143	575.095	86.85
Turbine site 020	11.1	2.11	9.08	9.87	829.358	829.358	100.0
Sector 4 total	-	-	-	-	8714.385	8151.719	93.54

Sector 5 (120°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 011	14.2	2.08	7.24	12.55	793.236	762.187	96.09
Turbine site 012	11.9	2.08	4.19	10.50	407.174	386.041	94.81
Turbine site 013	10.9	2.08	3.80	9.64	336.937	334.488	99.27
Turbine site 014	10.5	2.09	4.02	9.30	341.594	339.897	99.5
Turbine site 015	11.2	2.08	4.84	9.90	441.505	413.091	93.56
Turbine site 016	14.5	2.06	8.01	12.80	879.114	879.114	100.0
Turbine site 017	11.9	2.03	5.59	10.52	538.198	538.198	100.0
Turbine site 018	10.6	2.06	4.60	9.35	391.701	391.121	99.85
Turbine site 019	9.7	2.09	3.67	8.60	279.716	267.003	95.45
Turbine site 020	9.9	2.08	3.61	8.80	284.457	284.457	100.0
Sector 5 total	-	-	-	-	4693.631	4595.596	97.91

Sector 6 (150°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 011	13.3	2.03	2.73	11.76	285.475	285.475	100.0
Turbine site	11.6	2.07	2.49	10.30	236.807	236.807	100.0

012							
Turbine site	11.1	2.07	2.57	9.81	231.798	231.798	100.0
013							
Turbine site	10.9	2.05	2.97	9.69	263.222	263.222	100.0
014							
Turbine site	11.8	2.06	3.17	10.46	305.807	305.807	100.0
015							
Turbine site	14.1	2.03	3.01	12.49	324.133	324.133	100.0
016							
Turbine site	13.1	2.07	3.49	11.63	366.709	366.709	100.0
017							
Turbine site	11.5	2.04	3.29	10.19	307.621	307.621	100.0
018							
Turbine site	10.2	2.03	2.93	9.03	238.033	238.033	100.0
019							
Turbine site	10.3	2.06	2.61	9.11	214.563	214.563	100.0
020							
Sector 6 total	-	-	-	-	2774.167	2774.167	100.0

Sector 7 (180°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	10.3	2.16	0.79	9.14	65.705	65.705	100.0
011							
Turbine site	11.4	2.10	1.14	10.08	106.498	106.498	100.0
012							
Turbine site	11.6	2.10	1.29	10.27	122.662	122.662	100.0
013							
Turbine site	12.1	2.10	1.53	10.71	151.300	151.300	100.0
014							
Turbine site	12.4	2.11	1.48	10.94	149.760	149.760	100.0
015							
Turbine site	10.5	2.14	0.80	9.28	68.435	68.435	100.0
016							
Turbine site	13.2	2.11	1.48	11.68	157.418	157.418	100.0
017							
Turbine site	12.9	2.10	1.72	11.43	180.071	180.071	100.0
018							
Turbine site	11.8	2.09	1.61	10.43	155.023	155.023	100.0
019							
Turbine site	11.2	2.09	1.37	9.95	126.003	126.003	100.0
020							
Sector 7 total	-	-	-	-	1282.872	1282.872	100.0

Sector 8 (210°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	9.9	2.18	0.99	8.75	77.634	77.281	99.55
011							
Turbine site	12.2	2.17	1.47	10.80	148.997	148.997	100.0
012							
Turbine site	12.7	2.16	1.71	11.29	179.219	179.219	100.0
013							
Turbine site	12.2	2.15	1.85	10.84	187.099	187.099	100.0
014							
Turbine site	11.7	2.15	1.67	10.35	161.046	161.046	100.0
015							
Turbine site	9.6	2.18	0.97	8.50	72.688	69.293	95.33

016							
Turbine site	11.6	2.13	1.55	10.25	148.166	148.166	100.0
017							
Turbine site	12.0	2.13	1.84	10.62	182.102	182.102	100.0
018							
Turbine site	12.2	2.15	2.00	10.78	201.213	201.213	100.0
019							
Turbine site	12.5	2.15	1.85	11.08	191.115	191.115	100.0
020							
Sector 8 total	-	-	-	-	1549.279	1545.530	99.76

Sector 9 (240°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	10.2	2.10	1.80	9.00	146.639	123.421	84.17
011							
Turbine site	12.5	2.08	3.41	11.08	346.291	346.291	100.0
012							
Turbine site	12.3	2.07	3.75	10.89	375.002	375.002	100.0
013							
Turbine site	10.9	2.05	3.51	9.63	309.621	309.621	100.0
014							
Turbine site	10.7	2.07	3.13	9.51	272.304	272.304	100.0
015							
Turbine site	9.6	2.10	1.66	8.52	124.885	113.314	90.73
016							
Turbine site	10.8	2.08	2.74	9.53	239.219	239.219	100.0
017							
Turbine site	10.2	2.03	3.24	9.00	262.202	262.202	100.0
018							
Turbine site	10.4	2.03	3.67	9.21	305.359	305.359	100.0
019							
Turbine site	11.6	2.06	3.90	10.29	369.056	369.056	100.0
020							
Sector 9 total	-	-	-	-	2750.579	2715.790	98.74

Sector 10 (270°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	13.3	2.05	5.99	11.74	629.870	618.999	98.27
011							
Turbine site	12.6	2.06	5.79	11.15	588.520	588.520	100.0
012							
Turbine site	11.9	2.06	5.63	10.53	545.483	504.902	92.56
013							
Turbine site	10.4	2.06	4.66	9.19	387.887	365.799	94.31
014							
Turbine site	10.4	2.06	4.67	9.21	389.849	321.135	82.37
015							
Turbine site	13.1	2.04	5.56	11.65	580.861	564.406	97.17
016							
Turbine site	10.5	2.06	4.55	9.34	387.325	366.602	94.65
017							
Turbine site	9.6	2.06	4.30	8.46	319.174	289.694	90.76
018							
Turbine site	9.8	2.06	4.53	8.72	351.305	326.880	93.05
019							
Turbine site	11.0	2.06	5.51	9.77	494.575	428.282	86.6

020							
Sector 10 total	-	-	-	-	4674.849	4375.220	93.59

Sector 11 (300°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 011	14.7	2.15	14.55	13.01	1647.130	1647.130	100.0
Turbine site 012	12.0	2.16	11.98	10.61	1190.478	1190.478	100.0
Turbine site 013	11.0	2.16	10.86	9.74	983.955	930.681	94.59
Turbine site 014	10.6	2.16	10.32	9.41	895.773	886.955	99.02
Turbine site 015	11.5	2.15	10.58	10.22	1010.705	1010.705	100.0
Turbine site 016	15.3	2.13	14.42	13.56	1645.339	1645.339	100.0
Turbine site 017	12.7	2.13	10.45	11.26	1086.138	1082.386	99.65
Turbine site 018	11.0	2.15	9.71	9.77	881.479	824.736	93.56
Turbine site 019	9.8	2.16	9.95	8.68	772.928	734.855	95.07
Turbine site 020	10.0	2.16	10.32	8.89	829.539	784.198	94.53
Sector 11 total	-	-	-	-	10943.463	10737.463	98.12

Sector 12 (330°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 011	13.0	2.12	17.92	11.50	1887.739	1887.739	100.0
Turbine site 012	11.7	2.15	13.91	10.34	1343.607	1343.607	100.0
Turbine site 013	11.3	2.15	13.14	10.04	1231.353	1231.353	100.0
Turbine site 014	11.4	2.13	13.54	10.13	1276.935	1276.935	100.0
Turbine site 015	12.2	2.14	14.89	10.81	1499.726	1499.726	100.0
Turbine site 016	13.7	2.11	19.37	12.13	2104.099	2104.099	100.0
Turbine site 017	13.5	2.15	16.34	11.96	1776.420	1776.420	100.0
Turbine site 018	12.1	2.11	14.08	10.71	1399.416	1399.416	100.0
Turbine site 019	10.8	2.10	12.85	9.54	1127.307	1127.307	100.0
Turbine site 020	10.7	2.14	12.70	9.45	1106.070	1106.070	100.0
Sector 12 total	-	-	-	-	14752.671	14752.671	100.0

All Sectors

Turbine	Location [m]	Gross AEP [MWh]	Net AEP [MWh]	Efficiency [%]
Turbine site 011	(286650.3,3110572.0)	9695.869	9630.380	99.32
Turbine site 012	(283354.2,3110544.0)	9889.999	9764.176	98.73

Turbine site 013	(283683.8,3110470.0)	9765.872	9611.770	98.42
Turbine site 014	(284415.8,3110340.0)	9377.696	9202.025	98.13
Turbine site 015	(284754.9,3110339.0)	9517.321	9359.149	98.34
Turbine site 016	(286310.5,3110340.0)	9712.751	9530.172	98.12
Turbine site 017	(286015.3,3110075.0)	9906.635	9706.072	97.98
Turbine site 018	(285158.9,3110215.0)	9416.910	9274.455	98.49
Turbine site 019	(287232.2,3110273.0)	8985.046	8822.787	98.19
Turbine site 020	(287551.6,3110220.0)	9276.953	9165.318	98.8
Wind farm	-	95545.049	94066.303	98.45

'Turbine Vestas 2 wind farm

Produced on 7/23/2009 at 12:02:28 PM by licenced user: Student licence, EOI-Escuela de Negocios, Spain using WAsP version: 9.01.0000.

Summary results

Site results

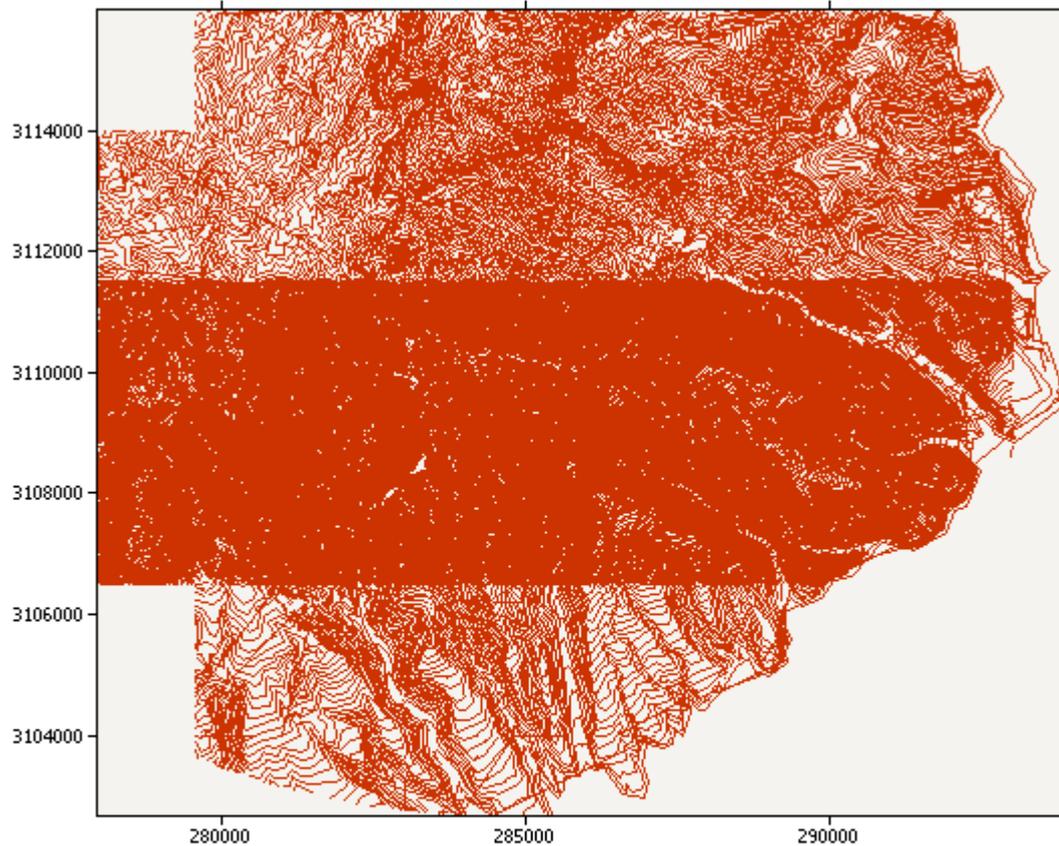
Site	Location [m]	Turbine	Elevation [m a.s.l.]	Height [m a.g.l.]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	(286650.3,3110572.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	841	67	9.619	0.79
Turbine site 002	(283354.2,3110544.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	1159	67	9.764	1.28
Turbine site 003	(283683.8,3110470.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	1141	67	9.611	1.58
Turbine site 004	(288873.7,3109869.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	677	67	9.009	1.08
Turbine site 005	(288682.7,3109218.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	579	67	6.871	3.59
Turbine site 006	(284415.8,3110340.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	1062	67	9.201	1.89
Turbine site 007	(284754.9,3110339.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	1028	67	9.357	1.68
Turbine site 008	(286310.5,3110340.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	905	67	9.516	2.02
Turbine site 009	(286015.3,3110075.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	965	67	9.693	2.16
Turbine site 010	(285158.9,3110215.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	987	67	9.270	1.56
Turbine site 011	(289117.6,3109150.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	562	67	7.526	2.38
Turbine site 012	(287232.2,3110273.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	802	67	8.791	2.16
Turbine site 013	(287551.6,3110220.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	790	67	9.084	2.08
Turbine site 014	(287886.4,3110073.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	758	67	8.673	2.96
Turbine site 015	(288310.3,3110073.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	725	67	9.045	1.34

Site wind climates

Site	Location [m]	Height [m a.g.l.]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]	RIX [%]	dRIX [%]
Turbine site 001	(286650.3,3110572.0)	67	12.2	1.98	10.81	1494	52.6	7.7
Turbine site 002	(283354.2,3110544.0)	67	12.0	2.12	10.65	1335	49.0	4.1
Turbine site 003	(283683.8,3110470.0)	67	11.9	2.11	10.53	1298	49.7	4.8
Turbine site 004	(288873.7,3109869.0)	67	11.1	2.11	9.84	1059	48.7	3.8
Turbine site	(288682.7,3109869.0)	67	9.3	2.05	8.27	646	47.3	2.4

005	218.0)								
Turbine site	(284415.8,3110	67	11.4	2.09	10.14	1168	51.5	6.6	
006	340.0)								
Turbine site	(284754.9,3110	67	11.6	2.10	10.27	1210	52.3	7.4	
007	339.0)								
Turbine site	(286310.5,3110	67	12.4	1.93	11.01	1616	52.5	7.6	
008	340.0)								
Turbine site	(286015.3,3110	67	12.2	2.06	10.81	1431	52.1	7.2	
009	075.0)								
Turbine site	(285158.9,3110	67	11.6	2.05	10.27	1236	53.4	8.5	
010	215.0)								
Turbine site	(289117.6,3109	67	9.9	2.00	8.76	788	45.5	0.6	
011	150.0)								
Turbine site	(287232.2,3110	67	11.1	2.06	9.80	1067	51.7	6.8	
012	273.0)								
Turbine site	(287551.6,3110	67	11.3	2.09	10.05	1137	51.9	7.0	
013	220.0)								
Turbine site	(287886.4,3110	67	11.0	2.09	9.71	1029	50.4	5.5	
014	073.0)								
Turbine site	(288310.3,3110	67	11.2	2.12	9.89	1070	50.7	5.8	
015	073.0)								

The wind farm lies in a map called 'TerrainLaGomera_Zona3'.



The wind farm is in a project called 'Project 1'
 A wind atlas called 'Wind atlas 1' was used to calculate the predicted wind climates

Calculation of annual output for 'Turbine cluster 4'

Decay constants: 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075

Sector 1 (0°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	10.5	2.13	13.25	9.28	1125.641	1125.641	100.0
Turbine site 002	11.6	2.14	15.46	10.27	1481.553	1481.553	100.0
Turbine site 003	11.9	2.14	16.44	10.55	1617.937	1617.937	100.0
Turbine site 004	11.1	2.13	16.71	9.85	1528.440	1528.440	100.0
Turbine site 005	8.1	2.14	13.09	7.18	732.952	709.307	96.77
Turbine site 006	12.4	2.14	19.18	10.95	1953.552	1953.552	100.0
Turbine site 007	12.5	2.14	19.27	11.07	1980.958	1980.958	100.0
Turbine site 008	10.6	2.11	13.31	9.43	1151.421	1151.421	100.0
Turbine site 009	13.2	2.13	19.81	11.72	2119.432	2119.432	100.0
Turbine site 010	13.1	2.14	21.50	11.60	2288.480	2288.480	100.0
Turbine site 011	8.2	2.14	12.22	7.25	696.917	685.676	98.39
Turbine site 012	12.1	2.13	19.69	10.72	1966.132	1966.132	100.0
Turbine site 013	11.6	2.13	16.98	10.26	1624.169	1624.169	100.0
Turbine site 014	11.9	2.14	19.21	10.50	1881.898	1881.898	100.0
Turbine site 015	11.7	2.14	18.00	10.35	1739.834	1739.834	100.0
Sector 1 total	-	-	-	-	23889.316	23854.428	99.85

Sector 2 (30°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	9.6	2.12	11.17	8.51	839.834	839.834	100.0
Turbine site 002	11.9	2.13	15.80	10.54	1550.022	1550.022	100.0
Turbine site 003	12.5	2.13	17.67	11.08	1812.745	1812.745	100.0
Turbine site 004	10.5	2.13	14.31	9.27	1214.297	1214.297	100.0
Turbine site 005	8.7	2.11	14.68	7.72	941.769	900.607	95.63
Turbine site 006	12.2	2.13	17.65	10.77	1767.201	1767.201	100.0
Turbine site 007	11.7	2.12	15.80	10.32	1517.766	1517.766	100.0

Turbine site 008	9.4	2.13	10.60	8.31	768.197	764.981	99.58
Turbine site 009	11.6	2.11	14.36	10.30	1373.905	1324.498	96.4
Turbine site 010	12.1	2.12	16.69	10.67	1654.302	1654.302	100.0
Turbine site 011	9.0	2.10	14.39	8.00	980.918	980.918	100.0
Turbine site 012	12.1	2.13	18.85	10.73	1880.282	1880.282	100.0
Turbine site 013	12.3	2.13	18.80	10.90	1902.825	1902.825	100.0
Turbine site 014	11.7	2.13	17.80	10.36	1717.406	1717.406	100.0
Turbine site 015	11.5	2.13	16.68	10.18	1580.244	1580.244	100.0
Sector 2 total	-	-	-	-	21501.710	21407.924	99.56

Sector 3 (60°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	10.1	2.14	11.85	8.96	961.496	961.496	100.0
Turbine site 002	12.4	2.13	13.92	10.97	1417.593	1417.593	100.0
Turbine site 003	12.5	2.13	13.60	11.05	1391.755	1391.755	100.0
Turbine site 004	10.5	2.13	12.46	9.30	1062.055	1062.055	100.0
Turbine site 005	10.0	2.12	15.80	8.87	1262.303	1262.303	100.0
Turbine site 006	11.3	2.10	11.99	10.00	1110.973	1110.973	100.0
Turbine site 007	11.0	2.12	11.71	9.71	1051.599	1051.599	100.0
Turbine site 008	9.6	2.14	10.91	8.48	817.328	706.575	86.45
Turbine site 009	10.9	2.13	11.05	9.61	981.777	878.452	89.48
Turbine site 010	10.7	2.08	10.93	9.48	949.447	942.274	99.24
Turbine site 011	11.0	2.12	17.05	9.70	1530.761	1530.761	100.0
Turbine site 012	10.9	2.08	11.72	9.70	1045.605	1045.605	100.0
Turbine site 013	12.0	2.12	13.27	10.58	1305.224	1305.224	100.0
Turbine site 014	10.8	2.10	11.99	9.59	1059.121	1059.121	100.0
Turbine site 015	11.1	2.13	12.52	9.82	1139.937	1139.937	100.0
Sector 3 total	-	-	-	-	17086.974	16865.722	98.71

Sector 4 (90°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	13.1	2.09	11.72	11.61	1235.471	1230.427	99.59

Turbine site 002	12.6	2.11	10.43	11.15	1072.460	967.476	90.21
Turbine site 003	12.0	2.11	9.54	10.59	937.024	878.890	93.8
Turbine site 004	10.9	2.11	9.89	9.69	885.751	885.751	100.0
Turbine site 005	10.7	2.10	11.38	9.50	992.583	910.565	91.74
Turbine site 006	10.4	2.11	8.77	9.17	732.541	588.563	80.35
Turbine site 007	10.4	2.11	8.80	9.18	736.296	673.825	91.52
Turbine site 008	12.8	2.06	11.40	11.37	1176.251	1128.964	95.98
Turbine site 009	10.5	2.11	8.58	9.32	731.929	697.482	95.29
Turbine site 010	9.5	2.11	8.09	8.44	600.913	549.327	91.42
Turbine site 011	11.7	2.10	11.53	10.40	1111.489	1111.489	100.0
Turbine site 012	9.8	2.11	8.53	8.70	662.143	556.749	84.08
Turbine site 013	11.1	2.11	9.08	9.87	829.358	793.716	95.7
Turbine site 014	9.9	2.11	8.76	8.78	688.407	593.862	86.27
Turbine site 015	10.6	2.11	9.27	9.36	795.100	784.684	98.69
Sector 4 total	-	-	-	-	13187.714	12351.769	93.66

Sector 5 (120°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	14.2	2.08	7.24	12.55	793.236	756.132	95.32
Turbine site 002	11.9	2.08	4.19	10.50	407.174	385.991	94.8
Turbine site 003	10.9	2.08	3.80	9.64	336.937	334.394	99.25
Turbine site 004	11.5	2.08	5.32	10.22	502.448	502.448	100.0
Turbine site 005	9.4	2.08	4.43	8.36	323.543	316.581	97.85
Turbine site 006	10.5	2.09	4.02	9.30	341.594	339.619	99.42
Turbine site 007	11.2	2.08	4.84	9.90	441.505	412.686	93.47
Turbine site 008	14.5	2.06	8.01	12.80	879.114	875.113	99.54
Turbine site 009	11.9	2.03	5.59	10.52	538.198	535.835	99.56
Turbine site 010	10.6	2.06	4.60	9.35	391.701	390.121	99.6
Turbine site 011	9.9	2.08	4.43	8.78	347.837	347.837	100.0
Turbine site 012	9.7	2.09	3.67	8.60	279.716	253.819	90.74
Turbine site	9.9	2.08	3.61	8.80	284.457	238.969	84.01

013							
Turbine site	10.0	2.09	3.97	8.86	315.946	305.758	96.78
014							
Turbine site	10.7	2.09	4.25	9.44	367.481	346.646	94.33
015							
Sector 5 total	-	-	-	-	6550.886	6341.947	96.81

Sector 6 (150°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	13.3	2.03	2.73	11.76	285.475	285.475	100.0
001							
Turbine site	11.6	2.07	2.49	10.30	236.807	236.807	100.0
002							
Turbine site	11.1	2.07	2.57	9.81	231.798	231.798	100.0
003							
Turbine site	11.6	2.07	2.96	10.29	280.744	272.915	97.21
004							
Turbine site	8.4	2.03	1.90	7.47	114.898	114.898	100.0
005							
Turbine site	10.9	2.05	2.97	9.69	263.222	263.222	100.0
006							
Turbine site	11.8	2.06	3.17	10.46	305.807	305.807	100.0
007							
Turbine site	14.1	2.03	3.01	12.49	324.133	324.133	100.0
008							
Turbine site	13.1	2.07	3.49	11.63	366.709	366.709	100.0
009							
Turbine site	11.5	2.04	3.29	10.19	307.621	307.621	100.0
010							
Turbine site	8.3	2.02	1.58	7.32	91.947	91.947	100.0
011							
Turbine site	10.2	2.03	2.93	9.03	238.033	238.033	100.0
012							
Turbine site	10.3	2.06	2.61	9.11	214.563	214.211	99.84
013							
Turbine site	10.4	2.05	2.96	9.24	247.710	244.154	98.56
014							
Turbine site	10.9	2.06	2.89	9.68	256.870	244.387	95.14
015							
Sector 6 total	-	-	-	-	3766.337	3742.116	99.36

Sector 7 (180°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	10.3	2.16	0.79	9.14	65.705	65.705	100.0
001							
Turbine site	11.4	2.10	1.14	10.08	106.498	106.498	100.0
002							
Turbine site	11.6	2.10	1.29	10.27	122.662	122.662	100.0
003							
Turbine site	11.0	2.11	1.19	9.79	107.858	104.719	97.09
004							
Turbine site	8.0	2.11	0.93	7.06	50.693	50.693	100.0
005							
Turbine site	12.1	2.10	1.53	10.71	151.300	151.300	100.0
006							
Turbine site	12.4	2.11	1.48	10.94	149.760	149.760	100.0

007							
Turbine site	10.5	2.14	0.80	9.28	68.435	68.435	100.0
008							
Turbine site	13.2	2.11	1.48	11.68	157.418	157.418	100.0
009							
Turbine site	12.9	2.10	1.72	11.43	180.071	180.071	100.0
010							
Turbine site	8.0	2.11	0.88	7.11	48.370	48.370	100.0
011							
Turbine site	11.8	2.09	1.61	10.43	155.023	155.023	100.0
012							
Turbine site	11.2	2.09	1.37	9.95	126.003	126.003	100.0
013							
Turbine site	11.6	2.10	1.53	10.26	145.711	145.711	100.0
014							
Turbine site	11.5	2.10	1.39	10.16	130.792	130.792	100.0
015							
Sector 7 total	-	-	-	-	1766.297	1763.158	99.82

Sector 8 (210°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	9.9	2.18	0.99	8.75	77.634	77.281	99.55
001							
Turbine site	12.2	2.17	1.47	10.80	148.997	148.997	100.0
002							
Turbine site	12.7	2.16	1.71	11.29	179.219	179.219	100.0
003							
Turbine site	10.6	2.16	1.41	9.40	122.337	118.295	96.7
004							
Turbine site	9.0	2.16	1.19	7.99	80.947	80.947	100.0
005							
Turbine site	12.2	2.15	1.85	10.84	187.099	187.099	100.0
006							
Turbine site	11.7	2.15	1.67	10.35	161.046	161.046	100.0
007							
Turbine site	9.6	2.18	0.97	8.50	72.688	69.293	95.33
008							
Turbine site	11.6	2.13	1.55	10.25	148.166	148.166	100.0
009							
Turbine site	12.0	2.13	1.84	10.62	182.102	182.102	100.0
010							
Turbine site	9.3	2.17	1.07	8.26	77.006	77.006	100.0
011							
Turbine site	12.2	2.15	2.00	10.78	201.213	201.213	100.0
012							
Turbine site	12.5	2.15	1.85	11.08	191.115	191.115	100.0
013							
Turbine site	11.8	2.15	1.87	10.42	181.989	181.989	100.0
014							
Turbine site	11.6	2.16	1.70	10.29	163.447	163.447	100.0
015							
Sector 8 total	-	-	-	-	2175.005	2167.215	99.64

Sector 9 (240°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	10.2	2.10	1.80	9.00	146.639	123.421	84.17

001							
Turbine site	12.5	2.08	3.41	11.08	346.291	346.291	100.0
002							
Turbine site	12.3	2.07	3.75	10.89	375.002	375.002	100.0
003							
Turbine site	10.7	2.08	2.82	9.46	244.517	244.517	100.0
004							
Turbine site	10.3	2.06	3.53	9.12	291.084	291.084	100.0
005							
Turbine site	10.9	2.05	3.51	9.63	309.621	309.621	100.0
006							
Turbine site	10.7	2.07	3.13	9.51	272.304	272.304	100.0
007							
Turbine site	9.6	2.10	1.66	8.52	124.885	113.314	90.73
008							
Turbine site	10.8	2.08	2.74	9.53	239.219	239.219	100.0
009							
Turbine site	10.2	2.03	3.24	9.00	262.202	262.202	100.0
010							
Turbine site	11.3	2.06	3.79	10.00	348.538	348.538	100.0
011							
Turbine site	10.4	2.03	3.67	9.21	305.359	305.359	100.0
012							
Turbine site	11.6	2.06	3.90	10.29	369.056	369.056	100.0
013							
Turbine site	10.4	2.04	3.54	9.23	295.898	295.898	100.0
014							
Turbine site	10.9	2.07	3.40	9.65	300.833	300.833	100.0
015							
Sector 9 total	-	-	-	-	4231.449	4196.660	99.18

Sector 10 (270°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	13.3	2.05	5.99	11.74	629.870	618.999	98.27
001							
Turbine site	12.6	2.06	5.79	11.15	588.520	588.520	100.0
002							
Turbine site	11.9	2.06	5.63	10.53	545.483	504.902	92.56
003							
Turbine site	11.0	2.06	5.25	9.72	468.036	448.000	95.72
004							
Turbine site	10.5	2.06	7.43	9.32	629.740	626.364	99.46
005							
Turbine site	10.4	2.06	4.66	9.19	387.887	365.799	94.31
006							
Turbine site	10.4	2.06	4.67	9.21	389.849	321.135	82.37
007							
Turbine site	13.1	2.04	5.56	11.65	580.861	564.406	97.17
008							
Turbine site	10.5	2.06	4.55	9.34	387.325	366.602	94.65
009							
Turbine site	9.6	2.06	4.30	8.46	319.174	289.694	90.76
010							
Turbine site	11.3	2.04	8.30	10.02	763.417	702.810	92.06
011							
Turbine site	9.8	2.06	4.53	8.72	351.305	326.880	93.05
012							

Turbine site 013	11.0	2.06	5.51	9.77	494.575	428.282	86.6
Turbine site 014	9.9	2.06	4.65	8.80	365.114	344.233	94.28
Turbine site 015	10.6	2.06	4.92	9.38	420.692	355.046	84.4
Sector 10 total	-	-	-	-	7321.849	6851.673	93.58

Sector 11 (300°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	14.7	2.15	14.55	13.01	1647.130	1647.130	100.0
Turbine site 002	12.0	2.16	11.98	10.61	1190.478	1190.478	100.0
Turbine site 003	11.0	2.16	10.86	9.74	983.955	930.681	94.59
Turbine site 004	11.8	2.15	11.94	10.46	1168.840	1105.499	94.58
Turbine site 005	9.5	2.16	12.67	8.44	942.711	897.222	95.17
Turbine site 006	10.6	2.16	10.32	9.41	895.773	886.955	99.02
Turbine site 007	11.5	2.15	10.58	10.22	1010.705	1010.705	100.0
Turbine site 008	15.3	2.13	14.42	13.56	1645.339	1645.339	100.0
Turbine site 009	12.7	2.13	10.45	11.26	1086.138	1082.386	99.65
Turbine site 010	11.0	2.15	9.71	9.77	881.479	824.736	93.56
Turbine site 011	10.0	2.16	12.65	8.87	1014.336	955.222	94.17
Turbine site 012	9.8	2.16	9.95	8.68	772.928	734.855	95.07
Turbine site 013	10.0	2.16	10.32	8.89	829.539	784.198	94.53
Turbine site 014	10.1	2.16	10.28	8.96	836.003	700.727	83.82
Turbine site 015	10.8	2.16	10.92	9.55	965.513	951.671	98.57
Sector 11 total	-	-	-	-	15870.867	15347.804	96.7

Sector 12 (330°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	13.0	2.12	17.92	11.50	1887.739	1887.739	100.0
Turbine site 002	11.7	2.15	13.91	10.34	1343.607	1343.607	100.0
Turbine site 003	11.3	2.15	13.14	10.04	1231.353	1231.353	100.0
Turbine site 004	11.7	2.15	15.73	10.35	1522.243	1522.243	100.0
Turbine site 005	8.3	2.13	12.97	7.37	763.465	710.604	93.08
Turbine site 006	11.4	2.13	13.54	10.13	1276.935	1276.935	100.0

Turbine site 007	12.2	2.14	14.89	10.81	1499.726	1499.726	100.0
Turbine site 008	13.7	2.11	19.37	12.13	2104.099	2104.099	100.0
Turbine site 009	13.5	2.15	16.34	11.96	1776.420	1776.420	100.0
Turbine site 010	12.1	2.11	14.08	10.71	1399.416	1399.416	100.0
Turbine site 011	8.2	2.13	12.11	7.29	698.168	645.426	92.45
Turbine site 012	10.8	2.10	12.85	9.54	1127.307	1127.307	100.0
Turbine site 013	10.7	2.14	12.70	9.45	1106.070	1106.070	100.0
Turbine site 014	10.9	2.12	13.45	9.67	1202.525	1202.525	100.0
Turbine site 015	11.3	2.15	14.07	9.97	1307.335	1307.335	100.0
Sector 12 total	-	-	-	-	20246.405	20140.802	99.48

All Sectors

Turbine	Location [m]	Gross AEP [MWh]	Net AEP [MWh]	Efficiency [%]
Turbine site 001	(286650.3,3110572.0)	9695.869	9619.280	99.21
Turbine site 002	(283354.2,3110544.0)	9889.999	9763.832	98.72
Turbine site 003	(283683.8,3110470.0)	9765.872	9611.337	98.42
Turbine site 004	(288873.7,3109869.0)	9107.567	9009.179	98.92
Turbine site 005	(288682.7,3109218.0)	7126.687	6871.174	96.41
Turbine site 006	(284415.8,3110340.0)	9377.696	9200.839	98.11
Turbine site 007	(284754.9,3110339.0)	9517.321	9357.316	98.32
Turbine site 008	(286310.5,3110340.0)	9712.751	9516.072	97.98
Turbine site 009	(286015.3,3110075.0)	9906.635	9692.618	97.84
Turbine site 010	(285158.9,3110215.0)	9416.910	9270.346	98.44
Turbine site 011	(289117.6,3109150.0)	7709.703	7526.000	97.62
Turbine site 012	(287232.2,3110273.0)	8985.046	8791.257	97.84
Turbine site 013	(287551.6,3110220.0)	9276.953	9083.837	97.92
Turbine site 014	(287886.4,3110073.0)	8937.728	8673.282	97.04
Turbine site 015	(288310.3,3110073.0)	9168.078	9044.856	98.66
Wind farm	-	137594.814	135031.218	98.14

'Turbine Gamesa1 wind farm

Produced on 7/23/2009 at 11:57:06 AM by licenced user: Student licence, EOI-Escuela de Negocios, Spain using WAsP version: 9.01.0000.

Summary results

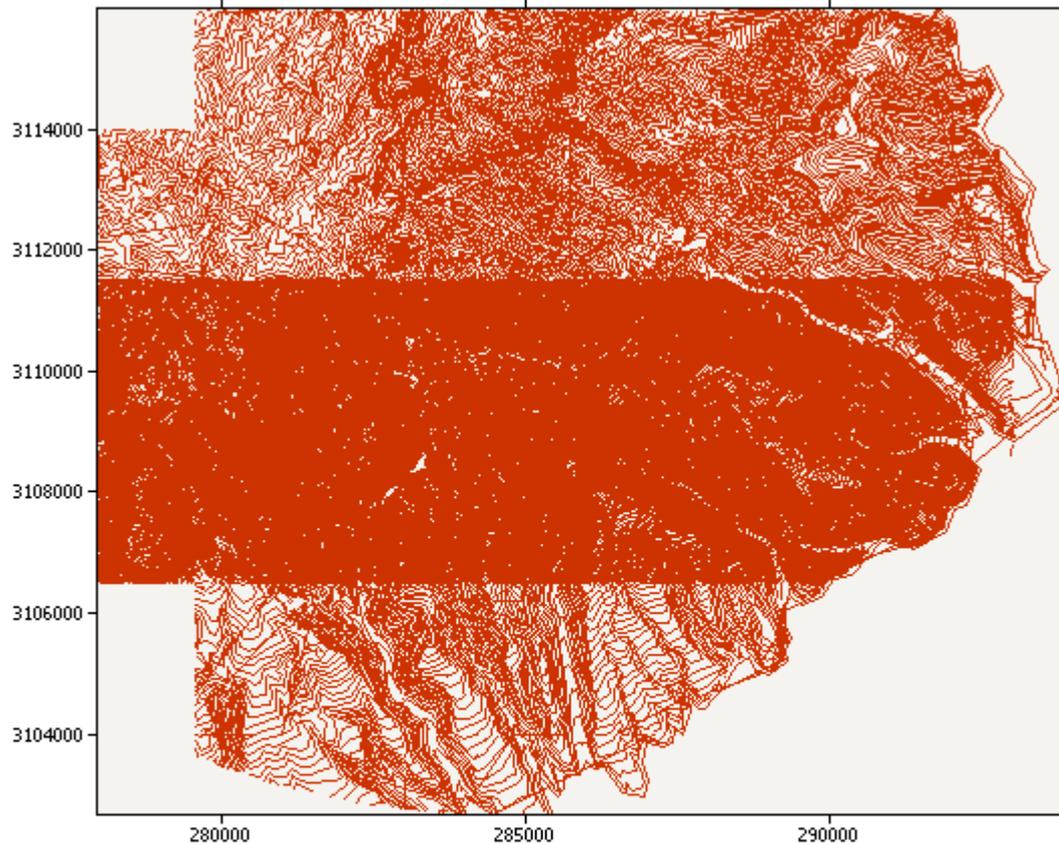
Site results

Site	Location [m]	Turbine	Elevation [m a.s.l.]	Height [m a.g.l.]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 021	(286652.6,3110575.0)	Gamesa 80 (2MW)	841	67	9.897	0.64
Turbine site 022	(283349.9,3110533.0)	Gamesa 80 (2MW)	1160	67	9.983	1.69
Turbine site 023	(283684.0,3110476.0)	Gamesa 80 (2MW)	1140	67	9.826	2.07
Turbine site 024	(284355.1,3109895.0)	Gamesa 80 (2MW)	1069	67	9.747	3.17
Turbine site 025	(284752.6,3110338.0)	Gamesa 80 (2MW)	1029	67	9.630	1.6
Turbine site 026	(286308.8,3110340.0)	Gamesa 80 (2MW)	905	67	9.761	1.94
Turbine site 027	(286015.1,3110075.0)	Gamesa 80 (2MW)	965	67	9.946	2.16
Turbine site 028	(285159.3,3110215.0)	Gamesa 80 (2MW)	987	67	9.509	1.74
Turbine site 029	(287237.6,3110273.0)	Gamesa 80 (2MW)	801	67	9.208	0.85
Turbine site 030	(284158.8,3110407.0)	Gamesa 80 (2MW)	1075	67	9.268	1.78

Site wind climates

Site	Location [m]	Height [m a.g.l.]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]	RIX [%]	dRIX [%]
Turbine site 021	(286652.6,3110575.0)	67	12.2	1.98	10.82	1497	52.5	7.6
Turbine site 022	(283349.9,3110533.0)	67	12.0	2.12	10.65	1335	49.1	4.2
Turbine site 023	(283684.0,3110476.0)	67	11.9	2.11	10.53	1299	49.7	4.8
Turbine site 024	(284355.1,3109895.0)	67	12.0	2.07	10.67	1373	53.9	9.0
Turbine site 025	(284752.6,3110338.0)	67	11.6	2.10	10.28	1213	52.1	7.2
Turbine site 026	(286308.8,3110340.0)	67	12.4	1.93	11.01	1621	52.3	7.4
Turbine site 027	(286015.1,3110075.0)	67	12.2	2.06	10.81	1431	52.1	7.2
Turbine site 028	(285159.3,3110215.0)	67	11.6	2.05	10.27	1237	53.2	8.3
Turbine site 029	(287237.6,3110273.0)	67	11.1	2.06	9.84	1080	51.7	6.8
Turbine site 030	(284158.8,3110407.0)	67	11.3	2.06	9.99	1132	50.9	6.0

The wind farm lies in a map called 'TerrainLaGomera_Zona3'.



The wind farm is in a project called 'Project 1'

A wind atlas called 'Wind atlas 1' was used to calculate the predicted wind climates

Calculation of annual output for 'Turbine cluster 6'

Decay constants: 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075

Sector 1 (0°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 021	10.5	2.13	13.24	9.28	1160.513	1160.513	100.0
Turbine site 022	11.6	2.14	15.47	10.27	1525.578	1525.578	100.0
Turbine site 023	11.9	2.14	16.46	10.56	1665.093	1665.093	100.0
Turbine site 024	10.7	2.14	13.54	9.47	1218.314	1204.296	98.85
Turbine site 025	12.5	2.14	19.34	11.10	2041.604	2041.604	100.0
Turbine site	10.6	2.10	13.32	9.43	1187.395	1187.395	100.0

026							
Turbine site	13.2	2.13	19.81	11.72	2170.265	2170.265	100.0
027							
Turbine site	13.1	2.14	21.49	11.60	2343.433	2343.433	100.0
028							
Turbine site	12.1	2.13	19.65	10.76	2020.188	2020.188	100.0
029							
Turbine site	12.2	2.13	19.01	10.77	1956.602	1956.602	100.0
030							
Sector 1 total	-	-	-	-	17288.985	17274.966	99.92

Sector 2 (30°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	9.6	2.12	11.20	8.54	874.355	874.355	100.0
021							
Turbine site	11.9	2.13	15.76	10.53	1586.585	1586.585	100.0
022							
Turbine site	12.5	2.13	17.65	11.08	1856.842	1856.842	100.0
023							
Turbine site	11.3	2.12	14.60	9.98	1390.065	1325.128	95.33
024							
Turbine site	11.7	2.12	15.80	10.33	1560.884	1560.884	100.0
025							
Turbine site	9.4	2.13	10.58	8.30	791.151	787.911	99.59
026							
Turbine site	11.6	2.11	14.37	10.30	1412.872	1356.560	96.01
027							
Turbine site	12.1	2.12	16.69	10.67	1698.367	1698.367	100.0
028							
Turbine site	12.1	2.13	18.81	10.76	1931.081	1931.081	100.0
029							
Turbine site	12.5	2.13	19.40	11.05	2037.117	2037.117	100.0
030							
Sector 2 total	-	-	-	-	15139.320	15014.830	99.18

Sector 3 (60°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	10.2	2.14	11.91	9.00	1004.201	1004.201	100.0
021							
Turbine site	12.4	2.13	13.90	10.95	1449.780	1449.780	100.0
022							
Turbine site	12.5	2.13	13.58	11.04	1425.176	1425.176	100.0
023							
Turbine site	12.6	2.12	15.16	11.19	1606.447	1531.579	95.34
024							
Turbine site	11.0	2.12	11.68	9.70	1079.377	1079.377	100.0
025							
Turbine site	9.6	2.14	10.87	8.46	837.541	713.520	85.19
026							
Turbine site	10.9	2.13	11.06	9.61	1011.590	899.176	88.89
027							
Turbine site	10.7	2.08	10.93	9.48	978.230	970.054	99.16
028							
Turbine site	11.0	2.08	11.74	9.74	1083.510	1083.510	100.0
029							
Turbine site	11.4	2.08	12.03	10.09	1153.006	1153.006	100.0

030							
Sector 3 total	-	-	-	-	11628.859	11309.378	97.25

Sector 4 (90°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 021	13.1	2.10	11.74	11.64	1270.944	1270.944	100.0
Turbine site 022	12.6	2.11	10.45	11.14	1100.136	951.881	86.52
Turbine site 023	12.0	2.11	9.54	10.58	962.160	866.916	90.1
Turbine site 024	13.6	2.11	11.37	12.03	1258.185	1240.985	98.63
Turbine site 025	10.4	2.11	8.78	9.17	755.441	686.242	90.84
Turbine site 026	12.8	2.06	11.37	11.34	1199.965	1171.043	97.59
Turbine site 027	10.5	2.11	8.58	9.32	754.328	735.971	97.57
Turbine site 028	9.5	2.11	8.10	8.45	621.239	566.417	91.18
Turbine site 029	9.9	2.11	8.55	8.74	690.101	690.101	100.0
Turbine site 030	10.3	2.11	8.63	9.09	734.530	652.700	88.86
Sector 4 total	-	-	-	-	9347.031	8833.200	94.5

Sector 5 (120°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 021	14.2	2.08	7.19	12.56	806.137	781.319	96.92
Turbine site 022	11.9	2.08	4.20	10.52	419.576	395.778	94.33
Turbine site 023	10.9	2.08	3.81	9.65	347.583	331.991	95.51
Turbine site 024	12.3	2.08	4.48	10.90	461.747	461.747	100.0
Turbine site 025	11.2	2.08	4.84	9.90	454.569	424.127	93.3
Turbine site 026	14.4	2.06	8.03	12.80	900.902	900.902	100.0
Turbine site 027	11.9	2.03	5.59	10.52	552.057	552.057	100.0
Turbine site 028	10.6	2.06	4.60	9.36	403.574	402.875	99.83
Turbine site 029	9.8	2.09	3.68	8.65	291.772	291.772	100.0
Turbine site 030	9.7	2.08	3.48	8.58	272.853	271.319	99.44
Sector 5 total	-	-	-	-	4910.770	4813.887	98.03

Sector 6 (150°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 021	13.2	2.03	2.71	11.73	290.034	290.034	100.0
Turbine site	11.6	2.07	2.50	10.32	244.324	244.324	100.0

022							
Turbine site	11.1	2.07	2.57	9.82	239.186	237.610	99.34
023							
Turbine site	11.2	2.04	2.06	9.97	193.830	193.830	100.0
024							
Turbine site	11.8	2.06	3.18	10.47	315.160	315.160	100.0
025							
Turbine site	14.1	2.03	3.02	12.52	333.341	333.341	100.0
026							
Turbine site	13.1	2.07	3.49	11.62	375.262	375.262	100.0
027							
Turbine site	11.5	2.04	3.29	10.19	316.069	316.069	100.0
028							
Turbine site	10.2	2.03	2.93	9.07	246.913	246.913	100.0
029							
Turbine site	10.2	2.03	2.84	9.02	237.064	218.936	92.35
030							
Sector 6 total	-	-	-	-	2791.183	2771.479	99.29

Sector 7 (180°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	10.3	2.16	0.79	9.14	67.716	67.716	100.0
021							
Turbine site	11.4	2.10	1.14	10.09	109.560	109.560	100.0
022							
Turbine site	11.6	2.10	1.29	10.29	126.247	126.247	100.0
023							
Turbine site	10.5	2.11	0.95	9.33	84.009	84.009	100.0
024							
Turbine site	12.4	2.11	1.49	10.97	154.495	154.495	100.0
025							
Turbine site	10.5	2.14	0.81	9.28	70.712	70.712	100.0
026							
Turbine site	13.2	2.11	1.48	11.68	161.221	161.221	100.0
027							
Turbine site	12.9	2.10	1.72	11.43	184.429	184.429	100.0
028							
Turbine site	11.8	2.09	1.60	10.47	159.261	159.261	100.0
029							
Turbine site	11.8	2.08	1.56	10.44	154.577	153.123	99.06
030							
Sector 7 total	-	-	-	-	1272.228	1270.774	99.89

Sector 8 (210°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	9.9	2.18	0.99	8.78	80.675	80.319	99.56
021							
Turbine site	12.2	2.17	1.47	10.78	152.593	152.593	100.0
022							
Turbine site	12.7	2.16	1.71	11.29	183.628	183.628	100.0
023							
Turbine site	11.6	2.17	1.23	10.31	121.766	121.766	100.0
024							
Turbine site	11.7	2.14	1.67	10.35	165.734	158.396	95.57
025							
Turbine site	9.6	2.18	0.97	8.49	74.970	70.818	94.46

026							
Turbine site	11.6	2.13	1.55	10.25	152.410	152.410	100.0
027							
Turbine site	12.0	2.13	1.84	10.62	186.977	186.977	100.0
028							
Turbine site	12.2	2.15	1.99	10.82	206.486	206.486	100.0
029							
Turbine site	12.6	2.15	2.03	11.14	215.294	215.294	100.0
030							
Sector 8 total	-	-	-	-	1540.534	1528.688	99.23

Sector 9 (240°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	10.2	2.10	1.81	9.04	153.045	126.599	82.72
021							
Turbine site	12.5	2.08	3.40	11.06	353.347	353.347	100.0
022							
Turbine site	12.3	2.07	3.75	10.88	383.825	383.825	100.0
023							
Turbine site	13.0	2.06	3.35	11.51	357.489	357.489	100.0
024							
Turbine site	10.7	2.06	3.12	9.50	279.597	273.764	97.91
025							
Turbine site	9.6	2.10	1.65	8.50	127.921	114.320	89.37
026							
Turbine site	10.8	2.08	2.74	9.53	246.513	246.513	100.0
027							
Turbine site	10.2	2.03	3.24	9.01	270.348	259.629	96.04
028							
Turbine site	10.4	2.03	3.67	9.26	316.408	316.408	100.0
029							
Turbine site	10.8	2.03	3.79	9.61	341.519	341.519	100.0
030							
Sector 9 total	-	-	-	-	2830.010	2773.412	98.0

Sector 10 (270°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	13.3	2.05	6.01	11.77	648.486	636.491	98.15
021							
Turbine site	12.6	2.06	5.76	11.15	600.566	600.566	100.0
022							
Turbine site	11.9	2.06	5.61	10.53	558.588	502.743	90.0
023							
Turbine site	13.5	2.06	6.94	11.93	756.339	756.339	100.0
024							
Turbine site	10.4	2.06	4.66	9.19	399.779	357.242	89.36
025							
Turbine site	13.1	2.04	5.54	11.63	592.052	572.831	96.75
026							
Turbine site	10.5	2.06	4.55	9.34	398.949	370.319	92.82
027							
Turbine site	9.6	2.06	4.30	8.47	329.767	297.934	90.35
028							
Turbine site	9.9	2.06	4.54	8.77	365.842	336.668	92.03
029							
Turbine site	10.3	2.06	4.72	9.10	400.196	350.209	87.51

030							
Sector 10 total	-	-	-	-	5050.561	4781.344	94.67

Sector 11 (300°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 021	14.7	2.15	14.56	13.00	1682.296	1682.296	100.0
Turbine site 022	12.0	2.16	12.01	10.63	1227.033	1227.033	100.0
Turbine site 023	11.0	2.16	10.87	9.75	1015.447	976.150	96.13
Turbine site 024	12.4	2.16	12.81	11.02	1350.849	1298.421	96.12
Turbine site 025	11.5	2.15	10.56	10.23	1037.363	1036.545	99.92
Turbine site 026	15.3	2.13	14.40	13.57	1676.321	1676.321	100.0
Turbine site 027	12.7	2.13	10.45	11.25	1113.132	1109.298	99.66
Turbine site 028	11.0	2.15	9.71	9.77	907.862	845.963	93.18
Turbine site 029	9.9	2.16	9.97	8.73	806.374	756.353	93.8
Turbine site 030	9.8	2.16	9.94	8.67	795.795	781.019	98.14
Sector 11 total	-	-	-	-	11612.471	11389.399	98.08

Sector 12 (330°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 021	13.0	2.12	17.83	11.48	1922.362	1922.362	100.0
Turbine site 022	11.7	2.15	13.94	10.35	1386.460	1386.460	100.0
Turbine site 023	11.4	2.15	13.16	10.05	1269.918	1269.918	100.0
Turbine site 024	11.1	2.13	13.49	9.83	1267.008	1171.343	92.45
Turbine site 025	12.2	2.14	14.89	10.83	1541.854	1541.854	100.0
Turbine site 026	13.7	2.11	19.44	12.16	2162.173	2162.173	100.0
Turbine site 027	13.5	2.15	16.33	11.95	1816.943	1816.943	100.0
Turbine site 028	12.1	2.11	14.08	10.72	1436.725	1436.725	100.0
Turbine site 029	10.8	2.10	12.87	9.59	1169.649	1169.649	100.0
Turbine site 030	10.8	2.10	12.58	9.54	1137.013	1137.013	100.0
Sector 12 total	-	-	-	-	15110.104	15014.438	99.37

All Sectors

Turbine	Location [m]	Gross AEP [MWh]	Net AEP [MWh]	Efficiency [%]
Turbine site 021	(286652.6,3110575.0)	9960.763	9897.148	99.36
Turbine site 022	(283349.9,3110533.0)	10155.538	9983.485	98.31

Turbine site 023	(283684.0,3110476.0)	10033.692	9826.138	97.93
Turbine site 024	(284355.1,3109895.0)	10066.049	9746.930	96.83
Turbine site 025	(284752.6,3110338.0)	9785.857	9629.690	98.4
Turbine site 026	(286308.8,3110340.0)	9954.443	9761.288	98.06
Turbine site 027	(286015.1,3110075.0)	10165.543	9945.995	97.84
Turbine site 028	(285159.3,3110215.0)	9677.019	9508.872	98.26
Turbine site 029	(287237.6,3110273.0)	9287.585	9208.391	99.15
Turbine site 030	(284158.8,3110407.0)	9435.566	9267.855	98.22
Wind farm	-	98522.055	96775.791	98.23

'Turbine Gamesa 2 wind farm

Produced on 7/23/2009 at 11:48:25 AM by licenced user: Student licence, EOI-Escuela de Negocios, Spain using WAsP version: 9.01.0000.

Summary results

Site results

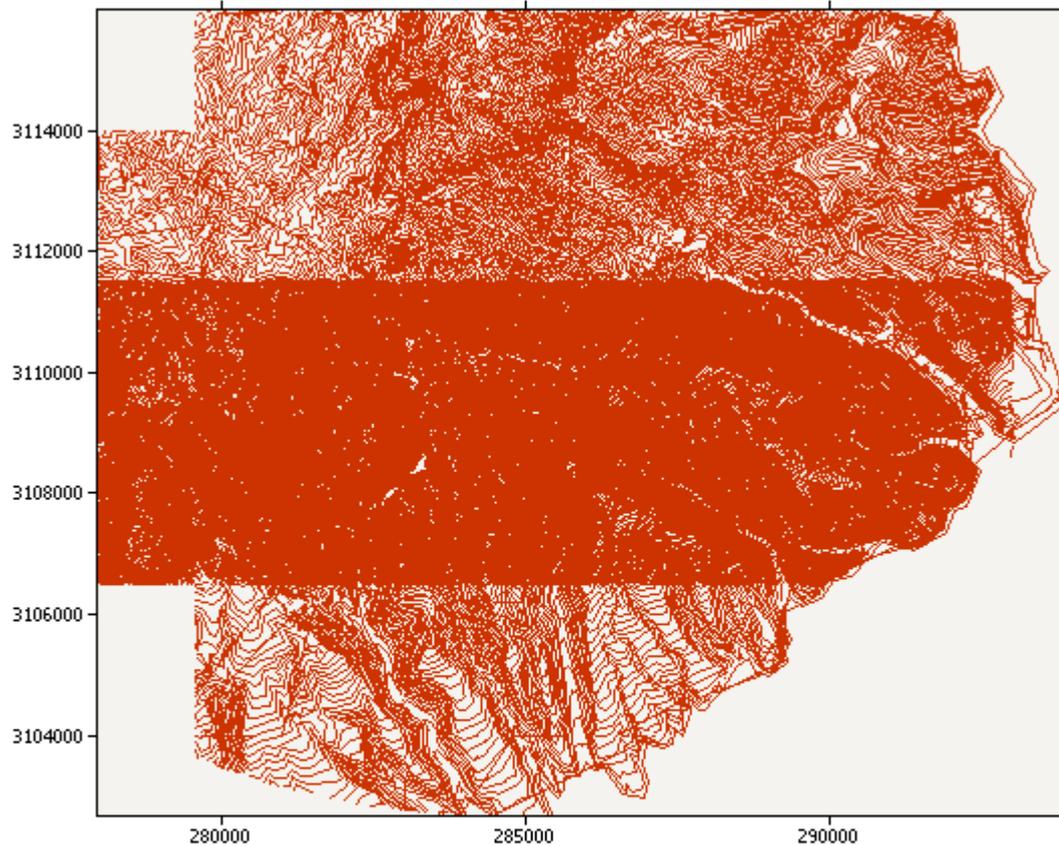
Site	Location [m]	Turbine	Elevation [m a.s.l.]	Height [m a.g.l.]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 016	(286652.6,3110575.0)	Gamesa 80 (2MW)	841	67	9.880	0.81
Turbine site 017	(283349.9,3110533.0)	Gamesa 80 (2MW)	1160	67	9.983	1.7
Turbine site 018	(283684.0,3110476.0)	Gamesa 80 (2MW)	1140	67	9.825	2.08
Turbine site 019	(284355.1,3109895.0)	Gamesa 80 (2MW)	1069	67	9.741	3.23
Turbine site 020	(284752.6,3110338.0)	Gamesa 80 (2MW)	1029	67	9.626	1.63
Turbine site 021	(286308.8,3110340.0)	Gamesa 80 (2MW)	905	67	9.737	2.18
Turbine site 022	(286015.1,3110075.0)	Gamesa 80 (2MW)	965	67	9.922	2.39
Turbine site 023	(285159.3,3110215.0)	Gamesa 80 (2MW)	987	67	9.503	1.8
Turbine site 024	(287237.6,3110273.0)	Gamesa 80 (2MW)	801	67	9.068	2.36
Turbine site 025	(287555.9,3110206.0)	Gamesa 80 (2MW)	790	67	9.295	2.4
Turbine site 026	(287874.2,3110071.0)	Gamesa 80 (2MW)	759	67	8.910	3.32
Turbine site 027	(288874.1,3109867.0)	Gamesa 80 (2MW)	677	67	9.274	1.08
Turbine site 028	(289012.8,3109252.0)	Gamesa 80 (2MW)	589	67	7.906	1.97
Turbine site 029	(288308.2,3110072.0)	Gamesa 80 (2MW)	727	67	9.312	1.35
Turbine site 030	(284158.8,3110407.0)	Gamesa 80 (2MW)	1075	67	9.266	1.79

Site wind climates

Site	Location [m]	Height [m a.g.l.]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]	RIX [%]	dRIX [%]
Turbine site 016	(286652.6,3110575.0)	67	12.2	1.98	10.82	1497	52.5	7.6
Turbine site 017	(283349.9,3110533.0)	67	12.0	2.12	10.65	1335	49.1	4.2
Turbine site 018	(283684.0,3110476.0)	67	11.9	2.11	10.53	1299	49.7	4.8
Turbine site 019	(284355.1,3109895.0)	67	12.0	2.07	10.67	1373	53.9	9.0
Turbine site	(284752.6,3110338.0)	67	11.6	2.10	10.28	1213	52.1	7.2

020	338.0)							
Turbine site	(286308.8,3110	67	12.4	1.93	11.01	1621	52.3	7.4
021	340.0)							
Turbine site	(286015.1,3110	67	12.2	2.06	10.81	1431	52.1	7.2
022	075.0)							
Turbine site	(285159.3,3110	67	11.6	2.05	10.27	1237	53.2	8.3
023	215.0)							
Turbine site	(287237.6,3110	67	11.1	2.06	9.84	1080	51.7	6.8
024	273.0)							
Turbine site	(287555.9,3110	67	11.3	2.08	10.04	1140	51.6	6.7
025	206.0)							
Turbine site	(287874.2,3110	67	11.0	2.09	9.73	1031	50.6	5.7
026	071.0)							
Turbine site	(288874.1,3109	67	11.1	2.11	9.84	1059	48.8	3.8
027	867.0)							
Turbine site	(289012.8,3109	67	10.0	1.99	8.86	816	45.5	0.6
028	252.0)							
Turbine site	(288308.2,3110	67	11.2	2.12	9.90	1075	50.4	5.5
029	072.0)							
Turbine site	(284158.8,3110	67	11.3	2.06	9.99	1132	50.9	6.0
030	407.0)							

The wind farm lies in a map called 'TerrainLaGomera_Zona3'.



The wind farm is in a project called 'Project 1'
 A wind atlas called 'Wind atlas 1' was used to calculate the predicted wind climates

Calculation of annual output for 'Turbine cluster 6'

Decay constants: 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075

Sector 1 (0°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 016	10.5	2.13	13.24	9.28	1160.513	1160.513	100.0
Turbine site 017	11.6	2.14	15.47	10.27	1525.578	1525.578	100.0
Turbine site 018	11.9	2.14	16.46	10.56	1665.093	1665.093	100.0
Turbine site 019	10.7	2.14	13.54	9.47	1218.314	1204.296	98.85
Turbine site 020	12.5	2.14	19.34	11.10	2041.604	2041.604	100.0
Turbine site 021	10.6	2.10	13.32	9.43	1187.395	1187.395	100.0
Turbine site 022	13.2	2.13	19.81	11.72	2170.265	2170.265	100.0
Turbine site 023	13.1	2.14	21.49	11.60	2343.433	2343.433	100.0
Turbine site 024	12.1	2.13	19.65	10.76	2020.188	2020.188	100.0
Turbine site 025	11.6	2.13	17.06	10.29	1681.356	1681.356	100.0
Turbine site 026	11.9	2.14	19.11	10.49	1922.315	1922.315	100.0
Turbine site 027	11.1	2.13	16.67	9.84	1568.715	1568.715	100.0
Turbine site 028	8.2	2.14	12.16	7.31	728.988	682.290	93.59
Turbine site 029	11.7	2.14	18.07	10.38	1799.439	1799.439	100.0
Turbine site 030	12.2	2.13	19.01	10.77	1956.602	1956.602	100.0
Sector 1 total	-	-	-	-	24989.796	24929.079	99.76

Sector 2 (30°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 016	9.6	2.12	11.20	8.54	874.355	874.355	100.0
Turbine site 017	11.9	2.13	15.76	10.53	1586.585	1586.585	100.0
Turbine site 018	12.5	2.13	17.65	11.08	1856.842	1856.842	100.0
Turbine site 019	11.3	2.12	14.60	9.98	1390.065	1325.128	95.33
Turbine site 020	11.7	2.12	15.80	10.33	1560.884	1560.884	100.0
Turbine site 021	9.4	2.13	10.58	8.30	791.151	787.911	99.59
Turbine site 022	11.6	2.11	14.37	10.30	1412.872	1356.560	96.01

Turbine site 023	12.1	2.12	16.69	10.67	1698.367	1698.367	100.0
Turbine site 024	12.1	2.13	18.81	10.76	1931.081	1931.081	100.0
Turbine site 025	12.4	2.13	19.10	10.97	1995.471	1995.471	100.0
Turbine site 026	11.7	2.13	17.83	10.38	1770.957	1770.957	100.0
Turbine site 027	10.5	2.13	14.33	9.28	1254.857	1254.857	100.0
Turbine site 028	9.1	2.10	14.36	8.07	1026.238	1026.238	100.0
Turbine site 029	11.5	2.13	16.69	10.19	1627.305	1627.305	100.0
Turbine site 030	12.5	2.13	19.40	11.05	2037.117	2037.117	100.0
Sector 2 total	-	-	-	-	22814.149	22689.659	99.45

Sector 3 (60°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 016	10.2	2.14	11.91	9.00	1004.201	1004.201	100.0
Turbine site 017	12.4	2.13	13.90	10.95	1449.780	1449.780	100.0
Turbine site 018	12.5	2.13	13.58	11.04	1425.176	1425.176	100.0
Turbine site 019	12.6	2.12	15.16	11.19	1606.447	1531.579	95.34
Turbine site 020	11.0	2.12	11.68	9.70	1079.377	1079.377	100.0
Turbine site 021	9.6	2.14	10.87	8.46	837.541	713.520	85.19
Turbine site 022	10.9	2.13	11.06	9.61	1011.590	899.176	88.89
Turbine site 023	10.7	2.08	10.93	9.48	978.230	970.054	99.16
Turbine site 024	11.0	2.08	11.74	9.74	1083.510	1083.510	100.0
Turbine site 025	12.0	2.11	13.21	10.60	1334.514	1334.514	100.0
Turbine site 026	10.9	2.10	12.04	9.63	1100.050	1100.050	100.0
Turbine site 027	10.5	2.13	12.49	9.32	1100.014	1100.014	100.0
Turbine site 028	11.1	2.12	17.13	9.83	1606.184	1606.184	100.0
Turbine site 029	11.1	2.12	12.48	9.81	1168.321	1168.321	100.0
Turbine site 030	11.4	2.08	12.03	10.09	1153.006	1153.006	100.0
Sector 3 total	-	-	-	-	17937.943	17618.461	98.22

Sector 4 (90°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 016	13.1	2.10	11.74	11.64	1270.944	1266.099	99.62

Turbine site 017	12.6	2.11	10.45	11.14	1100.136	951.292	86.47
Turbine site 018	12.0	2.11	9.54	10.58	962.160	866.038	90.01
Turbine site 019	13.6	2.11	11.37	12.03	1258.185	1234.804	98.14
Turbine site 020	10.4	2.11	8.78	9.17	755.441	682.766	90.38
Turbine site 021	12.8	2.06	11.37	11.34	1199.965	1150.051	95.84
Turbine site 022	10.5	2.11	8.58	9.32	754.328	714.104	94.67
Turbine site 023	9.5	2.11	8.10	8.45	621.239	561.182	90.33
Turbine site 024	9.9	2.11	8.55	8.74	690.101	583.287	84.52
Turbine site 025	11.1	2.11	8.97	9.82	839.007	795.294	94.79
Turbine site 026	10.0	2.11	8.79	8.82	718.381	612.845	85.31
Turbine site 027	11.0	2.11	9.91	9.71	915.442	915.442	100.0
Turbine site 028	11.9	2.10	11.55	10.54	1157.309	1157.309	100.0
Turbine site 029	10.5	2.11	9.25	9.34	814.644	802.949	98.56
Turbine site 030	10.3	2.11	8.63	9.09	734.530	651.121	88.64
Sector 4 total	-	-	-	-	13791.815	12944.585	93.86

Sector 5 (120°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 016	14.2	2.08	7.19	12.56	806.137	769.037	95.4
Turbine site 017	11.9	2.08	4.20	10.52	419.576	395.777	94.33
Turbine site 018	10.9	2.08	3.81	9.65	347.583	331.988	95.51
Turbine site 019	12.3	2.08	4.48	10.90	461.747	461.747	100.0
Turbine site 020	11.2	2.08	4.84	9.90	454.569	423.930	93.26
Turbine site 021	14.4	2.06	8.03	12.80	900.902	897.731	99.65
Turbine site 022	11.9	2.03	5.59	10.52	552.057	550.412	99.7
Turbine site 023	10.6	2.06	4.60	9.36	403.574	402.338	99.69
Turbine site 024	9.8	2.09	3.68	8.65	291.772	258.276	88.52
Turbine site 025	9.8	2.08	3.57	8.69	284.842	236.059	82.87
Turbine site 026	10.0	2.09	3.95	8.87	324.372	314.443	96.94
Turbine site 027	11.5	2.08	5.30	10.22	514.585	514.585	100.0
Turbine site	10.0	2.08	4.43	8.88	364.662	364.662	100.0

028							
Turbine site	10.7	2.09	4.26	9.45	379.348	355.656	93.75
029							
Turbine site	9.7	2.08	3.48	8.58	272.853	271.277	99.42
030							
Sector 5 total	-	-	-	-	6778.578	6547.918	96.6

Sector 6 (150°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	13.2	2.03	2.71	11.73	290.034	290.034	100.0
016							
Turbine site	11.6	2.07	2.50	10.32	244.324	244.324	100.0
017							
Turbine site	11.1	2.07	2.57	9.82	239.186	237.610	99.34
018							
Turbine site	11.2	2.04	2.06	9.97	193.830	193.830	100.0
019							
Turbine site	11.8	2.06	3.18	10.47	315.160	315.160	100.0
020							
Turbine site	14.1	2.03	3.02	12.52	333.341	333.341	100.0
021							
Turbine site	13.1	2.07	3.49	11.62	375.262	375.262	100.0
022							
Turbine site	11.5	2.04	3.29	10.19	316.069	316.069	100.0
023							
Turbine site	10.2	2.03	2.93	9.07	246.913	246.913	100.0
024							
Turbine site	10.2	2.05	2.61	9.03	218.596	218.596	100.0
025							
Turbine site	10.4	2.05	2.94	9.24	254.095	254.095	100.0
026							
Turbine site	11.6	2.07	2.95	10.28	287.058	281.868	98.19
027							
Turbine site	8.3	2.02	1.55	7.36	94.659	94.659	100.0
028							
Turbine site	10.9	2.06	2.90	9.69	265.555	259.383	97.68
029							
Turbine site	10.2	2.03	2.84	9.02	237.064	218.936	92.35
030							
Sector 6 total	-	-	-	-	3911.145	3880.079	99.21

Sector 7 (180°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	10.3	2.16	0.79	9.14	67.716	67.716	100.0
016							
Turbine site	11.4	2.10	1.14	10.09	109.560	109.560	100.0
017							
Turbine site	11.6	2.10	1.29	10.29	126.247	126.247	100.0
018							
Turbine site	10.5	2.11	0.95	9.33	84.009	84.009	100.0
019							
Turbine site	12.4	2.11	1.49	10.97	154.495	154.495	100.0
020							
Turbine site	10.5	2.14	0.81	9.28	70.712	70.712	100.0
021							
Turbine site	13.2	2.11	1.48	11.68	161.221	161.221	100.0

022							
Turbine site	12.9	2.10	1.72	11.43	184.429	184.429	100.0
023							
Turbine site	11.8	2.09	1.60	10.47	159.261	159.261	100.0
024							
Turbine site	11.3	2.09	1.39	9.97	131.422	131.422	100.0
025							
Turbine site	11.6	2.10	1.52	10.25	148.783	148.783	100.0
026							
Turbine site	11.0	2.11	1.19	9.78	110.694	106.598	96.3
027							
Turbine site	8.1	2.11	0.87	7.17	50.586	50.586	100.0
028							
Turbine site	11.5	2.10	1.39	10.19	135.454	135.454	100.0
029							
Turbine site	11.8	2.08	1.56	10.44	154.577	153.123	99.06
030							
Sector 7 total	-	-	-	-	1849.168	1843.617	99.7

Sector 8 (210°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	9.9	2.18	0.99	8.78	80.675	80.319	99.56
016							
Turbine site	12.2	2.17	1.47	10.78	152.593	152.593	100.0
017							
Turbine site	12.7	2.16	1.71	11.29	183.628	183.628	100.0
018							
Turbine site	11.6	2.17	1.23	10.31	121.766	121.766	100.0
019							
Turbine site	11.7	2.14	1.67	10.35	165.734	158.396	95.57
020							
Turbine site	9.6	2.18	0.97	8.49	74.970	70.818	94.46
021							
Turbine site	11.6	2.13	1.55	10.25	152.410	152.410	100.0
022							
Turbine site	12.0	2.13	1.84	10.62	186.977	186.977	100.0
023							
Turbine site	12.2	2.15	1.99	10.82	206.486	206.486	100.0
024							
Turbine site	12.6	2.15	1.89	11.15	200.837	200.837	100.0
025							
Turbine site	11.8	2.15	1.87	10.45	187.337	187.337	100.0
026							
Turbine site	10.6	2.16	1.41	9.41	126.290	126.290	100.0
027							
Turbine site	9.4	2.17	1.06	8.33	79.958	79.958	100.0
028							
Turbine site	11.6	2.15	1.70	10.30	168.446	168.446	100.0
029							
Turbine site	12.6	2.15	2.03	11.14	215.294	215.294	100.0
030							
Sector 8 total	-	-	-	-	2303.402	2291.556	99.49

Sector 9 (240°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	10.2	2.10	1.81	9.04	153.045	126.599	82.72

016							
Turbine site	12.5	2.08	3.40	11.06	353.347	353.347	100.0
017							
Turbine site	12.3	2.07	3.75	10.88	383.825	383.825	100.0
018							
Turbine site	13.0	2.06	3.35	11.51	357.489	357.489	100.0
019							
Turbine site	10.7	2.06	3.12	9.50	279.597	273.764	97.91
020							
Turbine site	9.6	2.10	1.65	8.50	127.921	114.320	89.37
021							
Turbine site	10.8	2.08	2.74	9.53	246.513	246.513	100.0
022							
Turbine site	10.2	2.03	3.24	9.01	270.348	259.629	96.04
023							
Turbine site	10.4	2.03	3.67	9.26	316.408	316.408	100.0
024							
Turbine site	11.6	2.05	3.94	10.27	382.054	382.054	100.0
025							
Turbine site	10.5	2.04	3.55	9.27	307.511	307.511	100.0
026							
Turbine site	10.7	2.08	2.83	9.48	253.161	253.161	100.0
027							
Turbine site	11.4	2.06	3.80	10.13	364.332	364.332	100.0
028							
Turbine site	10.9	2.07	3.39	9.64	308.868	308.868	100.0
029							
Turbine site	10.8	2.03	3.79	9.61	341.519	341.519	100.0
030							
Sector 9 total	-	-	-	-	4445.937	4389.339	98.73

Sector 10 (270°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site	13.3	2.05	6.01	11.77	648.486	636.491	98.15
016							
Turbine site	12.6	2.06	5.76	11.15	600.566	600.566	100.0
017							
Turbine site	11.9	2.06	5.61	10.53	558.588	502.743	90.0
018							
Turbine site	13.5	2.06	6.94	11.93	756.339	756.339	100.0
019							
Turbine site	10.4	2.06	4.66	9.19	399.779	357.242	89.36
020							
Turbine site	13.1	2.04	5.54	11.63	592.052	572.831	96.75
021							
Turbine site	10.5	2.06	4.55	9.34	398.949	370.319	92.82
022							
Turbine site	9.6	2.06	4.30	8.47	329.767	297.934	90.35
023							
Turbine site	9.9	2.06	4.54	8.77	365.842	336.668	92.03
024							
Turbine site	11.0	2.06	5.51	9.71	504.774	438.257	86.82
025							
Turbine site	10.0	2.06	4.66	8.84	380.707	354.403	93.09
026							
Turbine site	11.0	2.06	5.26	9.74	483.430	460.826	95.32
027							

Turbine site 028	11.5	2.04	8.35	10.15	799.377	793.373	99.25
Turbine site 029	10.6	2.06	4.91	9.36	430.819	357.909	83.08
Turbine site 030	10.3	2.06	4.72	9.10	400.196	350.209	87.51
Sector 10 total	-	-	-	-	7649.669	7186.113	93.94

Sector 11 (300°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 016	14.7	2.15	14.56	13.00	1682.296	1682.296	100.0
Turbine site 017	12.0	2.16	12.01	10.63	1227.033	1227.033	100.0
Turbine site 018	11.0	2.16	10.87	9.75	1015.447	976.150	96.13
Turbine site 019	12.4	2.16	12.81	11.02	1350.849	1298.421	96.12
Turbine site 020	11.5	2.15	10.56	10.23	1037.363	1036.545	99.92
Turbine site 021	15.3	2.13	14.40	13.57	1676.321	1676.321	100.0
Turbine site 022	12.7	2.13	10.45	11.25	1113.132	1109.298	99.66
Turbine site 023	11.0	2.15	9.71	9.77	907.862	845.963	93.18
Turbine site 024	9.9	2.16	9.97	8.73	806.374	756.353	93.8
Turbine site 025	9.9	2.16	10.19	8.78	830.934	761.115	91.6
Turbine site 026	10.1	2.16	10.31	8.97	865.496	700.936	80.99
Turbine site 027	11.8	2.15	11.96	10.46	1201.759	1132.791	94.26
Turbine site 028	10.1	2.16	12.66	8.97	1064.119	1011.507	95.06
Turbine site 029	10.8	2.16	10.89	9.55	992.769	979.895	98.7
Turbine site 030	9.8	2.16	9.94	8.67	795.795	781.019	98.14
Sector 11 total	-	-	-	-	16567.549	15975.643	96.43

Sector 12 (330°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 016	13.0	2.12	17.83	11.48	1922.362	1922.362	100.0
Turbine site 017	11.7	2.15	13.94	10.35	1386.460	1386.460	100.0
Turbine site 018	11.4	2.15	13.16	10.05	1269.918	1269.918	100.0
Turbine site 019	11.1	2.13	13.49	9.83	1267.008	1171.343	92.45
Turbine site 020	12.2	2.14	14.89	10.83	1541.854	1541.854	100.0
Turbine site 021	13.7	2.11	19.44	12.16	2162.173	2162.173	100.0

Turbine site 022	13.5	2.15	16.33	11.95	1816.943	1816.943	100.0
Turbine site 023	12.1	2.11	14.08	10.72	1436.725	1436.725	100.0
Turbine site 024	10.8	2.10	12.87	9.59	1169.649	1169.649	100.0
Turbine site 025	10.6	2.13	12.57	9.40	1120.006	1120.006	100.0
Turbine site 026	10.9	2.13	13.43	9.67	1236.575	1236.575	100.0
Turbine site 027	11.7	2.15	15.70	10.34	1559.152	1559.152	100.0
Turbine site 028	8.3	2.13	12.06	7.33	728.292	674.654	92.64
Turbine site 029	11.3	2.15	14.08	9.99	1348.111	1348.111	100.0
Turbine site 030	10.8	2.10	12.58	9.54	1137.013	1137.013	100.0
Sector 12 total	-	-	-	-	21102.240	20952.936	99.29

All Sectors

Turbine	Location [m]	Gross AEP [MWh]	Net AEP [MWh]	Efficiency [%]
Turbine site 016	(286652.6,3110575.0)	9960.763	9880.022	99.19
Turbine site 017	(283349.9,3110533.0)	10155.538	9982.895	98.3
Turbine site 018	(283684.0,3110476.0)	10033.692	9825.257	97.92
Turbine site 019	(284355.1,3109895.0)	10066.049	9740.749	96.77
Turbine site 020	(284752.6,3110338.0)	9785.857	9626.017	98.37
Turbine site 021	(286308.8,3110340.0)	9954.443	9737.125	97.82
Turbine site 022	(286015.1,3110075.0)	10165.543	9922.482	97.61
Turbine site 023	(285159.3,3110215.0)	9677.019	9503.100	98.2
Turbine site 024	(287237.6,3110273.0)	9287.585	9068.081	97.64
Turbine site 025	(287555.9,3110206.0)	9523.814	9294.983	97.6
Turbine site 026	(287874.2,3110071.0)	9216.580	8910.251	96.68
Turbine site 027	(288874.1,3109867.0)	9375.157	9274.300	98.92
Turbine site 028	(289012.8,3109252.0)	8064.704	7905.753	98.03
Turbine site 029	(288308.2,3110072.0)	9439.078	9311.735	98.65
Turbine site 030	(284158.8,3110407.0)	9435.566	9266.235	98.21
Wind farm	-	144141.386	141248.987	97.99

Anexo II: Estudio del Medio Ambiente

Memoria-Resumen Ambiental y Fichas Red Natura 2000 La Gomera

Memoria-Resumen Ambiental

MEMORIA-RESUMEN AMBIENTAL

I. Introducción

Esta Memoria-Resumen se ha redactado con el fin de servir de base al inicio del procedimiento establecido en el *REAL DECRETO LEGISLATIVO 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos*.

El objetivo del documento de Memoria-Resumen es el de presentar a los agentes consultados las condiciones de partida de la actuación y el enfoque que se pretende dar a ésta, estimulando su participación y sus aportaciones de interés ambiental con el fin de que la autoridad ambiental competente, en este caso la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del Ministerio de Medioambiente, determine el contenido y el alcance de los temas que deberá abordar el EIA.

Los contenidos de la Memoria-Resumen presentan, por tanto, una primera aproximación a la problemática ambiental del área en la que se ha previsto plantear la actuación, siendo su propósito el de proporcionar una base ordenada para la participación pública más que el de presentar un reconocimiento ambiental propiamente dicho. El análisis de la problemática ambiental sólo se llevará a cabo una vez recabadas las opiniones de los agentes consultados y recogidas sus aportaciones, sobre la base de una elaboración de un completo análisis de las condiciones ambientales y de las posibles repercusiones de la actuación.

II. Normativa aplicable y procedimiento

La Evaluación del Impacto Ambiental para las obras y actuaciones se encuentra regulada por el *REAL DECRETO LEGISLATIVO 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos*.

Parte de las actuaciones del presente estudio se encuentran incluidas en el Anexo I del citado Real Decreto, por lo tanto son proyectos sometidos a evaluación de impacto ambiental:

- Grupo 9 b.9, parque eólico de más de 10 aerogeneradores.
- Grupo 9 c.1, instalaciones para la producción de energía hidroeléctrica.

Con respecto a la legislación autonómica, representada por la Ley 11/1990, de 13 de julio, de Prevención de Impacto Ecológico, el proyecto se encontraría incluido en el Anexo II. Planes, proyectos y actividades sujetas a evaluación detallada de impacto ecológico cuando se proyecten realizar en área de sensibilidad ecológica, dentro del apartado 16 proyectos de captación de aguas superficiales de volumen superior a 5 m³/hora y dentro del apartado 17, embalses de agua con capacidad entre 0,15 y 0,5 hm³.

III. Descripción de la alternativa propuesta

La alternativa propuesta se ha seleccionado a partir de un análisis multivariante, por lo que la adopción de cualquiera de las alternativas descartadas, conllevaría la no viabilidad económica y técnica de la central hidroeléctrica.

La alternativa seleccionada como solución óptima consiste en la combinación de la alternativa número 3 para el parque eólico y alternativa número 4 para la central de bombeo.

Alternativa 3 parque eólico:

Emplazamiento situado entre las zonas de La Laja, Lomita Fragoso y Honduras, todas ellas localizadas

en el término municipal de San Sebastián de la Gomera.

Alternativa 4 Central de bombeo

Con esta alternativa se bombearía y turbinaría el agua entre la Presa de la Encantadora y una balsa de nueva construcción, sita en el lugar del Raso del Quebradón. Prácticamente la totalidad de las instalaciones se encontrarían en el término municipal de Vallehermoso, salvo el depósito superior, la casa de válvulas y parte de la conducción forzada, las cuales se ubicarían en Agulo.

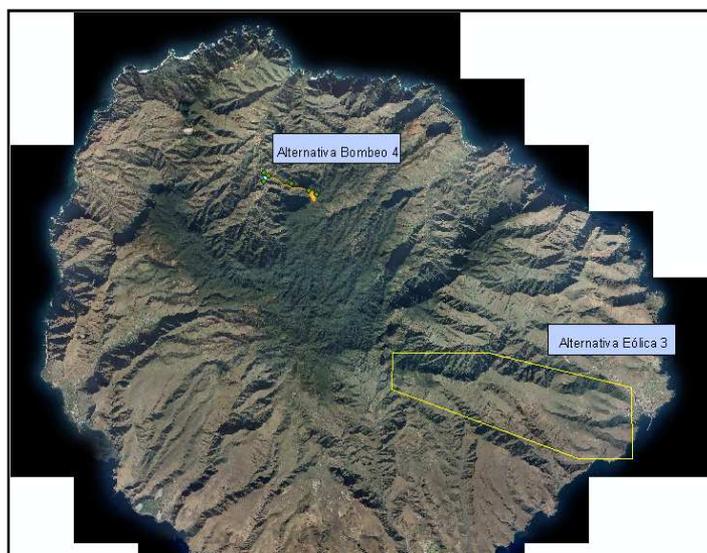


Ilustración 1. Localización de la alternativa adoptada.

IV. Caracterización del territorio estudiado

El presente documento se ha estructurado en función de los distintos aspectos del medio estudiados, procediendo así a una valoración de los diferentes aspectos temáticos que lo caracterizan.

Para ello se ha inventariado y caracterizado:

La variable física, donde se considera la topografía, la geología y geotecnia, la hidrografía y la climatología de la zona de estudio.

De cada una de las variables anteriores se ha obtenido un plano síntesis, que califica zonalmente el ámbito de estudio según la capacidad de acogida.

Se entiende por capacidad de acogida la capacidad que tiene el medio de absorber la alteración inducida por una determinada actuación sin una pérdida considerable de sus valores ambientales.

Está pues inversamente relacionada con la fragilidad ambiental. Cada aspecto del medio ambiente sufre distintos tipos de alteraciones (impactos ambientales) al recibir la construcción y la presencia de una infraestructura.

La mapificación de fragilidades ambientales determina en primer lugar la definición de los terrenos con la mejor capacidad de acogida para las soluciones planteadas.

Del análisis de las distintas variables se obtiene una síntesis global que califica zonalmente el área de estudio según su Capacidad de Acogida, siguiendo ésta última una relación inversa al rango de sensibilidad del ámbito de estudio. Se ha procedido a dividir la capacidad de acogida en diferentes niveles: Alta, Media, Baja y Muy Baja.

A continuación se describe cada una de las variables estudiadas.

I.i. Variable física

a. Clima

El clima de La Gomera está determinado fundamentalmente por el régimen alternativo de alisios y frentes noratlánticos y los vientos del este, la elevada altitud de la isla y lo accidentado del relieve, las comunidades arbóreas y la influencia del continente africano.

Rasgos climáticos

Los alisios son vientos generados en torno al anticiclón atlántico de dirección fundamentalmente NE, cuya frecuencia mínima se produce en enero -del orden del 50%- y la máxima en verano, siendo casi permanente en junio; su circulación sobre una superficie del mar dominada por corrientes de agua fría hace que los alisios sean frescos y muy húmedos, por lo que el contacto -en altitudes entre 1.600 metros en invierno y 1.200 en verano- con vientos superiores más secos y calientes produce un importante efecto de inversión térmica.

Al encontrar una barrera orográfica como la de La Gomera -con casi 1.500 metros de altitud máxima-, este efecto produce la formación de bancos de estratocúmulos en la vertiente norte, el mar de nubes conocido como "panza de burro", que circula en dirección general NE/SO y produce la niebla goteante o precipitación horizontal, fundamental para la formación de las comunidades arbóreas.

El desarrollo vertical de los estratocúmulos es responsable de las precipitaciones débiles, frecuentes en altitud, pero raras en el litoral; por el contrario, las precipitaciones generales más importantes son debidas a borrascas noratlánticas que suelen producirse a finales de otoño o principios de invierno, cuando la ausencia de la situación normal del alisio permite la llegada de grandes frentes fríos.

Tanto el régimen de alisios como el de borrascas afecta muy desigualmente a las vertientes norte y sur, de modo que la primera es más húmeda y la segunda más seca, aunque el efecto del alisio se extiende también a las zonas meridionales más elevadas; esta desigualdad se ve acentuada por la acusada irregularidad de la precipitación en la vertiente sur debida a los vientos del este, tanto por su concentración en pocos días del año como por la irregularidad interanual; en la vertiente norte, el efecto combinado de alisios y borrascas hace que la distribución de la precipitación -convencional u horizontal- sea menos irregular.

Este efecto, y fundamentalmente las especiales características del modelo hidrogeológico insular, determinan la aparente "abundancia" de recursos hídricos de La Gomera en comparación con las otras islas occidentales, que procede no tanto de una mayor abundancia de precipitaciones sino de la regularidad temporal y espacial con que se generan y alternan escorrentías subterráneas y superficiales.

Sin perjuicio del contraste norte/sur, el relieve tiene una gran incidencia en la precipitación convencional; aunque el núcleo de máxima precipitación se encuentra algo desplazado al NE respecto a la máxima altitud, hay una estrecha correlación entre precipitación y altitud, de modo que la superficie envolvente de la primera variable se adapta notablemente al intrincado relieve en toda la isla.

Por lo que hace a la precipitación horizontal, la influencia de las nieblas del alisio provoca una captación de agua suplementaria que es a la vez causa y consecuencia de las comunidades arbóreas densas -laurisilva y fayal/brezal-, debido a la elevada superficie foliar que estas comunidades exponen para la condensación del agua y la formación de gotas; así, su importancia radica no sólo en su propia singularidad biótica, sino en la regularidad que producen en la aportación de humedad a las zonas altas.

La influencia del continente africano es poco frecuente, provocando la rápida sustitución del alisio por aire caliente y seco de dirección sur -frecuentemente, viento fuerte-, con incrementos térmicos del orden de 15° C; su efecto negativo sobre la agricultura no suele alcanzar a las zonas bajas, en donde la humedad del aire marino amortigua la brusquedad del cambio.

Precipitación

La precipitación media anual -convencional, prescindiendo de la horizontal- sobre La Gomera se

estima en 370 milímetros, ligeramente superior a la de El Hierro, algo inferior a la de Tenerife y prácticamente la mitad que la de La Palma; el volumen anual correspondiente de precipitación es, por tanto, 137 hectómetros cúbicos.

Las precipitaciones más elevadas -con un máximo próximo a los 800 milímetros- están desplazadas hacia el NE respecto a la coronación de la isla; las mínimas están por debajo de los 300 milímetros en el cuadrante NE del litoral, y por debajo de los 200 en los tres cuadrantes restantes, si bien la zona litoral afectada avanza significativamente más hacia el interior en el cuadrante SO que en los otros dos. La correlación entre precipitación y altitud varía, en líneas generales, entre 30 y 60 milímetros por cada 100 metros de desnivel, correspondiendo -de acuerdo con las cifras anteriores- los mayores gradientes al NE y los menores al SO.

La precipitación horizontal provocada por los alisios, afecta a las masas boscosas de las zonas altas -laurisilva y fayal/brezal fundamentalmente-, no existiendo en las zonas inferiores; la precipitación se produce como consecuencia de la intercepción de las gotitas de agua suspendidas que forman la niebla por parte de las hojas del árbol, intercepción que es debida a la acción del viento y que es tanto mayor cuanto lo es la fuerza de éste. En la actualidad no ha sido cuantificada.

Las áreas que interceptan más cantidad de agua son las masas arbóreas situadas en las divisorias topográficas, y en ellas han llegado a medirse precipitaciones horizontales del orden del doble de la precipitación convencional; en el interior de los barrancos la precipitación horizontal es mucho menor, de modo que, para el conjunto de la superficie insular afectada por el fenómeno, el Avance del Plan hidrológico de la Gomera, ha estimado una precipitación media, adicional a la convencional, de unos 100 milímetros anuales.

Temperatura y evapotranspiración potencial

La temperatura media varía desde los 13° C en la zona de máxima altitud hasta por encima de los 20° C en prácticamente todo el litoral meridional, mientras que en el litoral norte desciende hasta por debajo de los 19° C.

La correlación entre temperatura media y altitud es muy fuerte; el gradiente varía de 0,5 a 0,7° C por cada 100 metros de desnivel, registrándose los valores menores en el litoral meridional, y los mayores en el litoral norte y en las zonas altas.

El cálculo de la evapotranspiración potencial de Thornthwaite ha permitido establecer aquella como una muy bien definida función de segundo grado de la temperatura, siendo por ello inmediata la traducción de las líneas isotermas a las isolíneas de evapotranspiración.

Se constata así una altura media de evapotranspiración potencial de 860 milímetros, que varía de un mínimo de 675 en la parte más alta a un máximo entre 950 en el litoral meridional y 850 en el litoral norte.

Rasgos fisiográficos

Las muy especiales características fisiográficas de La Gomera no sólo conforman un paisaje sin duda excepcional, sino que han condicionado radicalmente el desarrollo de la isla.

Situada en una posición central entre Tenerife, La Palma y El Hierro -y la segunda más pequeña de todas ellas, con una extensión de unos 370 kilómetros cuadrados-, su forma es redondeada, pero algo más alargada en dirección este/oeste que norte/sur -unos 25 y 22 kilómetros, respectivamente-; una altitud máxima de 1.484 metros en el pico Garajonay y un perímetro de unos 118 kilómetros completan sus magnitudes puramente geométricas.

La gran altitud media de la isla -la relación altitud máxima/superficie es superior a 4, y se cuenta entre los valores más elevados del mundo, aunque inferior al de El Hierro- se manifiesta en un relieve excepcionalmente abrupto y organizado en barrancos radiales y muy profundos; su estado actual es el resultado de un antiguo edificio volcánico que no ha registrado ninguna erupción quizás desde el Plioceno -por ello no existen lavas recientes ni malpaíses-, y que ha sufrido una intensa erosión -a la

que ha contribuido decisivamente el oleaje- que ha desmantelado la periferia y ha remontado incisivamente hacia el centro; este enérgico proceso modelizador del relieve ha mantenido como restos característicos una meseta central a unos 1.000 metros de altitud media y sus prolongaciones a lo largo de divisorias entre barrancos, que a veces llegan a las proximidades del mar.

Esta estructura general se concreta, por un lado, en cuatro grandes barrancos o depresiones, los de la Villa al este -con la capital San Sebastián en la desembocadura-, Valle Gran Rey al oeste -con paredes de más de 700 metros-, al norte Valle o Vallehermoso y al nordeste Hermigua; otros menos desarrollados, pero también importantes por su encajonamiento, son los de Santiago y La Rajita en el sur, Majona en el nordeste o Las Rosas en el norte.

Por otro, y como resultado también de la fuerte acción modeladora del oleaje, la costa es un continuo acantilado en prácticamente el 85% de la isla, constituyendo los grandes desplomes de bloques un accidente muy frecuente; este retroceso de la costa ha provocado a su vez el acortamiento de la red fluvial, de forma que se han quedado colgados los cauces de algunos barrancos secundarios. Las mesetas acantiladas y surcadas por profundos tajos se muestran especialmente espectaculares en el norte, donde los frentes costeros alcanzan los 800 metros de altura y destaca el gigantesco desplome de Agulo; el litoral sur está más caracterizado por mesetas suavemente inclinadas hacia el mar, que no obstante terminan también en acantilados costeros, aunque de menor altura, y asimismo se encuentran surcadas por barrancos de relieve muy abrupto.

b. Geología e hidrogeología

Estructura general

La Gomera se ha formado por acumulación sucesiva de materiales volcánicos generados en sucesivos episodios de actividad magmática, de modo que en cada uno de los largos periodos de tiempo que separan episodios consecutivos ha tenido lugar un profundo proceso erosivo que ha desmantelado el edificio volcánico erigido por el episodio precedente; en consecuencia, los restos de cada episodio o edificio vienen a constituir una unidad estratigráfica, separada de la inferior y de la superior por sendas superficies de erosión muy marcadas e irregulares.

Como la gran mayoría de los materiales volcánicos presentes en La Gomera -a diferencia de lo que ocurre en otras islas del archipiélago- son basaltos y traquibasaltos, y otros como las fonolitas están muy poco representados, las diferencias entre unidades estratigráficas no dependen en lo esencial de la composición química sino del tipo de producto volcánico -piroclasto, lava o dique- y de los procesos de alteración y compactación a que dichos productos han estado sometidos a lo largo del tiempo, factores que definen las condiciones hidrogeológicas básicas; por todo ello, en definitiva puede hablarse de una correspondencia bastante significativa entre unidades estratigráficas y unidades hidrogeológicas, sin perjuicio de que el comportamiento de cada unidad no sea perfectamente homogéneo.

Los mencionados procesos de alteración y compactación son pues los responsables de los cambios bruscos o globales entre unidades estratigráficas sucesivas, pero también lo son de los cambios graduales o locales dentro de cada unidad; con el paso del tiempo, esos procesos provocan siempre una reducción de la porosidad inicial, y por ello de la permeabilidad y capacidad de almacenamiento del agua, en el proceso de alteración por la transformación de la roca en arcilla -en función directa de la porosidad-, y en el de compactación por la reducción de huecos que provoca el apilamiento creciente de nuevos materiales, proceso este que se ve reforzado por una alteración previa.

Los materiales volcánicos tienen diferentes condiciones iniciales de porosidad y, asimismo, tienen también una sensibilidad distinta a tales procesos; así, las lavas y piroclastos parten de una permeabilidad muy alta, pero las primeras, por muy antiguas que sean, siempre conservan alguna permeabilidad residual -más las pahoe-hoe que las escoriáceas-, pero los piroclastos terminan siendo impermeables; por su parte, los aglomerados tienen una permeabilidad inicial baja que acaba desapareciendo, mientras los diques, según que estén fracturados o no, tienen una permeabilidad inicial

que puede incluso ser alta o son muy poco permeables, y acaban teniendo una permeabilidad baja o nula.

Como consecuencia pues de los procesos descritos, dentro de cada unidad estratigráfica -suavemente inclinada desde la zona central hacia el mar, aunque ninguna ocupe toda la isla- la permeabilidad disminuye gradualmente con la profundidad, cambiando bruscamente -aumentando o disminuyendo- al pasar a la unidad inferior.

Junto a estos cambios verticales de permeabilidad, se producen también cambios bruscos horizontales por efecto de la red de diques subverticales; están asociados a una cierta distribución radial respecto a la zona efusiva central correspondiente a cada período o edificio volcánico, pero sin una disposición claramente definida respecto al relieve actual, por lo que la red se entrecruza y forma un conjunto de compartimentos hidrogeológicos que represan el agua; en general, la densidad de esta red aumenta en profundidad, con la antigüedad de cada edificio, y disminuye desde la zona central hacia la periferia.

Una última pauta global de la estructura volcánica deriva del clima, húmedo y nuboso en el norte y centro, y seco y despejado en el sur, lo que propicia una mayor alteración de los materiales en el primer caso -provocada por la mayor infiltración y circulación del agua-, y por ello una mayor permeabilidad en el sur, a igualdad de edad y restantes características específicas.

Las unidades estratigráficas basálticas que definen la estructura volcánica de La Gomera son las siguientes:

- Complejo Basal.
- Unidad BA1 o de Basaltos Antiguos Inferiores.
- Unidad BA2 o de Basaltos Antiguos Superiores.
- Unidad BA3 o de Basaltos Horizontales.

Además, los aluviones actuales juegan también un papel hidrogeológico localizado, mientras que los roques y pitones fonolíticos que rematan la Unidad BA2, aunque muy característicos paisajísticamente, no son relevantes en la estructura hidrogeológica.

Complejo Basal

Anterior a los edificios volcánicos subaéreos, el Complejo Basal se formó en la etapa submarina preinsular y es la unidad más antigua de la isla, en cuya parte norte aflora ampliamente, pero que no aparece ni en los barrancos más profundos del sur ni tampoco ha sido alcanzada por las perforaciones hechas, por lo que su configuración espacial es mal conocida.

Está constituida por una densa red filoniana que puede llegar a ocupar hasta el 90% del subsuelo, con una gran diversidad de materiales que, sin embargo, son homogéneos en cuanto a su comportamiento hidrogeológico impermeable, en razón de su inicial porosidad muy reducida, de la gran compactación a que han sido sometidos y de su alteración hidrotermal, con depósitos de minerales secundarios cerrando poros y fisuras.

A pesar de esta naturaleza esencialmente estanca y sin capacidad de almacenamiento, pueden presentarse nacientes de muy pequeño caudal a favor de fracturas o diques fisurados, pero con un grado de interconexión muy bajo y con una calidad muy mala del agua, por los mismos motivos de baja permeabilidad y fenómenos hidrotermales.

Unidad BA1

Es la formación volcánica subaérea de más edad -unos 10 millones de años-, apoyada sobre el Complejo Basal y rellenando por tanto una discordancia erosiva muy irregular; atendiendo a la unidad concebida hasta el Avance del Plan como Basaltos Antiguos se denomina también a veces como Basaltos Antiguos Inferiores, pero el Avance ya puso de manifiesto que los Basaltos Inferiores y Superiores no pueden considerarse en realidad como subdivisiones de la unidad Basaltos Antiguos, sino que son unidades muy diferentes por sus características estratigráfico/hidrogeológicas, separadas por varios millones de años de inactividad volcánica.

La Unidad BA1 está constituida en su base por mantos de aglomerado de espesor muy variable -hasta decenas de metros-, sobremontados por una monótona secuencia de lavas y piroclastos; son materiales todos ellos muy transformados y cortados por diques, y difíciles de diferenciar entre sí y, a veces, con el Complejo Basal, debido al largo proceso de meteorización, a la gran compactación sufrida por ser la unidad subaérea más baja y a la gran erosión anterior a la Unidad BA2, que desmanteló los niveles superiores más porosos.

En consecuencia, la Unidad BA1 es esencialmente impermeable y constituye junto con el Complejo Basal el zócalo insular que limita en profundidad la circulación hidrogeológica. Sin perjuicio de ello, cabe matizar su comportamiento más en detalle; así, mientras que el ya mencionado clima húmedo y nuboso del norte refuerza la impermeabilidad de la Unidad BA1 en esta parte de la isla -afloramientos de Valle Gran Rey, Alojera y Hermigua, hasta el punto que la presa de Mulagua está construida sobre unas lavas pahoe-hoe verdaderamente estancas, la menor alteración de la Unidad BA1 en la parte meridional, la densidad de diques y la proximidad del Complejo Basal han originado la formación de algunos manantiales en sus afloramientos -barrancos de Erques y Benchijigua, de escaso caudal pero poco variables estacionalmente, aunque en cualquier caso con toda la poca productividad derivada de la baja permeabilidad y capacidad de almacenamiento.

Unidad BA2

Infravalorada hidrogeológicamente frente a la Unidad BA3 hasta el Avance del Plan, la Unidad BA2 conserva buena parte de sus iniciales permeabilidad y capacidad de almacenamiento y constituye una excelente estructura hidrogeológica, en contraste con la mucho más antigua Unidad BA1.

Sin presencia relevante en el norte de la isla, la Unidad BA2 está constituida por innumerables coladas y mantos piroclásticos -con espesores totales mayores de 500 metros normalmente-, suavemente inclinados hacia el mar desde el centro de la isla pero que no tienen presencia relevante en el norte; la base está formada por mantos de aglomerado de matriz arcillosa muy compactos, que descansan discordantemente sobre la Unidad BA1 y, en ocasiones, posiblemente sobre el Complejo Basal, de modo que, al ir ascendiendo, van desapareciendo los aglomerados para ser sustituidos progresivamente por lavas y piroclastos.

Dentro de una reducción de la permeabilidad con la profundidad, el comportamiento hidrogeológico de la Unidad BA2 es muy variable vertical y horizontalmente en función de la proporción relativa de lavas y piroclastos -mayor permeabilidad a mayor contenido de lavas-, proporción que tiene tendencia a crecer con el desplazamiento desde el centro hacia el mar, y en particular del tipo de lavas predominante -escorias o pahoe-hoe, más permeables estas últimas-, si bien su distribución espacial es muy poco conocida hasta el momento.

En contraste con los numerosos nacientes de la Unidad BA3, las buenas condiciones hidrogeológicas de la Unidad BA2 no tienen una manifestación externa tan evidente, pues las urgencias no son muy frecuentes y su caudal es reducido con la excepción del manantial de Erques, pero sin embargo los flujos subterráneos se canalizan preferentemente por la Unidad BA2; buena prueba de ello es que la mayor parte de los pozos y los más productivos son los que alcanzan su zona saturada, cuyas buenas condiciones hidráulicas de explotación se ven favorecidas por una densa red de diques.

Es en esta Unidad en la que los pitones, domos y lavas fonolíticos aparecen como techo, por lo que su función hidrogeológica es prácticamente nula por razones de posición -estratigráfica y de espesor, sin perjuicio de que puedan existir pequeños manantiales colgados, desconectados lógicamente del acuífero subterráneo principal.

Unidad BA3

La formación volcánica más reciente tiene no obstante 3 ó 4 millones de años, por lo que estos Basaltos Horizontales son en realidad contemporáneos de los Basaltos Antiguos de Tenerife o La Palma; está constituida por gruesas y extensas coladas de lavas basálticas y traquibasálticas, intercaladas con

mantos piroclásticos rojizos asimismo extensos y con gran continuidad horizontal; la base, piroclástica también, resulta especialmente útil para diferenciar la Unidad BA3 de la BA2, sobre cuya irregular superficie erosiva descansa.

Dada la permeabilidad de los huecos y fisuras de las lavas y la impermeabilidad y continuidad de los piroclastos intercalados, el agua infiltrada circula horizontal y escalonadamente a lo largo de estos últimos hasta que algún horizonte aflora en el terreno, originando así los numerosos manantiales colgados de la zona central de cumbres que han dado a la isla sus tradicionales características de abundancia en aguas.

Además de ello, la gran discordancia erosiva originada por la profunda excavación de barrancos radiales en la Unidad BA2 y su posterior relleno con materiales BA3 ha motivado en ocasiones incluso la desaparición de la primera, de modo que la segunda apoya directamente sobre la Unidad BA1; en estos casos, el contraste de permeabilidades es radical, dando lugar a flujos hidrogeológicos profundos - como los manantiales de Guadá en Valle Gran Rey- que son la causa del gran interés prestado a la Unidad BA3 en los estudios anteriores al Avance; hay que subrayar sin embargo, a efectos de comprender la estructura estratigráfica insular, que la importancia de esos flujos profundos no deriva del papel canalizador de la Unidad BA3 sino del afloramiento del zócalo impermeable BA1.

Aluviales actuales

Los acarreo depositados en los tramos medio y bajo de los barrancos, más anchos y potentes cuanto más bajos, juegan también diferente papel hidrogeológico según su localización geográfica, especialmente cuando su, en general, elevada permeabilidad se refuerza por el predominio de las fracciones gruesas de gravas y conglomerados.

Así, en el norte, estos aluviones descansan normalmente sobre el Complejo Basal impermeable, por lo que canalizan unas escorrentías que son especialmente importantes en los tramos más bajos de cuencas grandes y con precipitaciones abundantes, como las de los barrancos de Vallehermoso y Hermigua; el aprovechamiento de estos flujos resulta de particular interés precisamente en estos barrancos que, por haber agotado prácticamente sus posibilidades de regular aguas superficiales y no tener un sustrato rocoso permeable, no cuentan ya con ninguna otra fuente de recursos hídricos.

c. Hidrología

Recursos hídricos globales

Los recursos hídricos de La Gomera constituyen un sistema insular interdependiente e integrado, en el que sólo a efectos expositivos analíticos se deben diferenciar los llamados recursos superficiales de los llamados subterráneos; es necesaria sin embargo una visión global del conjunto para entender adecuadamente los mecanismos de producción y aprovechamiento de las escorrentías y las limitaciones de los conocimientos que se tienen.

Clases de recursos

En La Gomera pueden contemplarse cuatro flujos de recursos, entre los cuales se producen mezclas y separaciones fruto tanto del propio régimen natural de los recursos como del efecto antrópico, es decir, del aprovechamiento de los mismos por el hombre.

- Escorrentía superficial estricta

Es la que, como consecuencia directa de la lluvia, circula siempre por la superficie o subsuperficie del terreno y los cauces, sin infiltrarse y terminando íntegramente en el mar a través de los cauces si no fuera aprovechada por el hombre.

- Nacientes o manantiales

Sus caudales son el agua infiltrada que aflora nuevamente a la superficie y, a partir de ese momento, o bien es aprovechada más o menos directamente por el hombre o bien se incorpora a la escorrentía

superficial estricta mezclándose con ella.

Hay que distinguir los manantiales de los acuíferos colgados de la Unidad BA3, localizados en la zona de cumbres, de los manantiales del acuífero profundo, en las Unidades BA2 o BA3; los primeros son mucho más estacionales, aunque los segundos también pueden manifestar un cierto efecto más suavizado de la distribución estacional de las lluvias.

- Subálveos

Son las escorrentías que circulan subterráneamente por los aluviones que rellenan el fondo de los barrancos y descargan al mar a través de ellos; varían a lo largo de cada barranco en función de los caudales que circulen por la superficie del cauce -escorrentía superficial estricta y caudales de manantiales-, de la explotación del hombre y de la permeabilidad del sustrato rocoso.

- Zona saturada profunda

La escorrentía que circula por la zona saturada profunda del acuífero procede fundamentalmente de la infiltración directa de lluvia, y en mucha menor medida de la infiltración del subálveo; si no hubiera explotación del hombre, esta escorrentía descargaría íntegramente al mar sin aflorar nuevamente a la superficie.

Balance hídrico global

La precipitación sobre La Gomera -prescindiendo de la horizontal- se ha evaluado en 137 hectómetros cúbicos como media anual, y la evapotranspiración real en 65 hectómetros -el 47,5% de la precipitación-, obtenidas ambas a partir de las respectivas isolíneas apoyadas en las estaciones pluviotérmicas válidas para este fin.

El déficit de evapotranspiración, precipitación eficaz o escorrentía total disponible es de 72,421 hectómetros cúbicos -el restante 52,5%-, concordante con el mapa de isolíneas obtenido por diferencia entre las de precipitación y las de evapotranspiración real; dicho valor estimado representa pues el conjunto de las cuatro escorrentías indicadas en régimen natural, es decir, corrigiendo el efecto antrópico como si no hubiera ningún aprovechamiento del recurso.

En La Gomera, como por lo demás en todas las Islas Canarias, no se conocen directamente ni las descargas subterráneas al mar ni las variaciones en las reservas del sistema acuífero, por lo que tampoco es posible una estimación directa de la escorrentía subterránea o de la infiltración; ésta debe hacerse indirectamente, por diferencia entre la escorrentía total y la escorrentía superficial, que si bien con dificultades puede ser objeto de una evaluación aproximada.

De este modo se llega a la doble conclusión de que la escorrentía superficial estricta puede estimarse en 7,334 hectómetros cúbicos anuales a la cota 400, y además puede estimarse también que la escorrentía subálvea supone del orden de otros 3,000, todo ello en régimen natural; ambas totalizan pues el 7,3% de la precipitación, y el 13,9% de las escorrentías totales, porcentaje superior al de otras islas.

Las isolíneas de escorrentía total y las de escorrentía superficial estricta permiten obtener por diferencia las isolíneas de infiltración, que por lo dicho representan 65,087 hectómetros anuales; por otra parte, a través de aforos de manantiales colgados y profundos sus recursos pueden estimarse, respectivamente, en 6 y 2 hectómetros cúbicos, por lo que, descontando los subálveos, cabe admitir una estimación de la escorrentía profunda de la zona saturada cifrada en 54,087 hectómetros.

La Zona Norte genera en torno a la tercera parte de las escorrentías totales y de la escorrentía subterránea, el 45% de los nacientes y el 55% de la escorrentía superficial estricta, correspondiéndole una dotación de recursos naturales de unos 4.590 metros cúbicos anuales por habitante de 1996 -del orden de vez y media la dotación media nacional-; la Zona Sur, lógicamente, genera en torno a las dos terceras partes de las escorrentías totales y de la escorrentía subterránea, el 55% de los nacientes y el 45% de la escorrentía superficial, correspondiéndole una dotación, más reducida, de unos 3.750 metros cúbicos por habitante de 1996; la dotación media insular es del orden de 4.260 metros cúbicos.

Disponibilidades actuales

Al escenario de recursos naturales así restituidos hay que superponerle los aprovechamientos actuales de agua -evaluados de acuerdo con estadísticas de embalses y laboriosos inventarios de campo, difíciles de interpretar por la extraordinaria complejidad del sistema hidráulico/agrario gomero-, con el fin de conocer las disponibilidades reales de agua.

Así, el volumen medio anual retenido en los embalses se estima en 3,434 hectómetros, procedentes fundamentalmente de la escorrentía superficial estricta y, también, de manantiales o de retornos de riego.

La explotación más o menos directa de los manantiales aprovecha otros 6,650 hectómetros cúbicos, si bien la infinidad de modalidades de tomaderos y azudes utilizados para ello hace presumible que esta cifra pueda incluir también escorrentía superficial estricta y retornos de riego; en conclusión, por tanto, puede decirse que el volumen conjunto aprovechado en presas, tomaderos y azudes es 10,084 hectómetros cúbicos, es decir, en el entorno de las dos terceras partes de la escorrentía superficial y de manantiales; es una proporción elevada, y muy expresiva de las escasas posibilidades todavía existentes de incrementar el aprovechamiento de estos recursos, aunque, sin embargo, pueda mejorarse significativamente la eficiencia actual y, con ella, los recursos realmente disponibles para los usuarios.

Por el contrario, y con todas las simplificaciones derivadas del proceso seguido, las captaciones subterráneas se reducen a 4,514 hectómetros cúbicos, que no llegan al 8% de los 57,087 hectómetros que representa la escorrentía de la zona saturada profunda junto con los subálveos, cifras que ponen de manifiesto el margen holgado que todavía existe para incrementar, si fuera necesario, el aprovechamiento de estos recursos.

De los 14,598 hectómetros cúbicos totales, el 44% se aprovecha en la Zona Norte y el 56% en la Zona Sur, por lo que el grado de aprovechamiento global de los recursos es sensiblemente mayor en la primera que en la segunda -0,25 y 0,18, respectivamente-, mientras que el aprovechamiento medio de la isla es 0,20, es decir, que una quinta parte de los recursos naturales son objeto de captación y aprovechamiento actualmente. El municipio mayor productor de agua es Vallehermoso Norte, seguido de Valle Gran Rey y San Sebastián, aunque, si se confirman las previsiones de producción del Proyecto Nordeste de abastecimiento, este último pasaría a ser el municipio con mayor capacidad de producción de agua.

Recursos superficiales

Una menor irregularidad espacial y temporal en la distribución de las precipitaciones y una geología que propicia umbrales más bajos en la formación de escorrentías determinan que La Gomera presente un régimen de recursos superficiales estrictos más importante -en relación a los subterráneos- que las otras islas; las aportaciones de los nacientes incorporadas a la red hidrológica -con mayor regularidad estacional los profundos que los colgados- contribuyen significativamente además en muchos barrancos a la permanencia de cursos de agua a lo largo de gran parte del año, todo lo cual explica la imagen tradicional de abundancia hídrica que ha tenido La Gomera.

El aprovechamiento de la escorrentía superficial -estricta y parte de los manantiales- se realiza principalmente con un importante, aunque bastante deteriorado, conjunto de 34 presas y 2 balsas, cuya capacidad total se estima en 4,802 hectómetros cúbicos y el almacenamiento medio o agua disponible para su aprovechamiento en 3,434 hectómetros..

Los mayores productores de agua regulada en embalses son Vallehermoso y San Sebastián, con el 30,1% y 26,5%, respectivamente, siendo los menores Valle Gran Rey y Alajeró; en conjunto, a través de los embalses se obtiene el 23,5% de todos los recursos hídricos producidos en La Gomera, porcentaje más elevado que el de las restantes islas por la abundancia relativa de recursos superficiales -estrictos y procedentes de manantiales-.

Del sistema hidráulico de embalses hay que destacar varias cuestiones. En primer lugar, puede sorprender que el volumen de recursos finalmente utilizado en realidad -2,190 hectómetros cúbicos

anuales- no sea más que el 46% de la capacidad total, o el 64% del volumen medio almacenado, resultando particularmente llamativas estas diferencias en algunos casos como los municipios de Agulo, Alajeró o Vallehermoso.

Finalmente, hay que plantearse si se puede incrementar el aprovechamiento de los recursos hídricos superficiales a través de los embalses; en lo que se refiere a nuevas presas, la zona norte de la isla, que es la que reúne las mejores condiciones geológicas en general, no ofrece en principio grandes posibilidades porque se ha alcanzado ya un grado de regulación hidrológica relativamente elevado respecto a los recursos brutos generados; por el contrario, en la zona sur existen condiciones geológicas generales mucho menos favorables, y las escorrentías son mucho más irregulares, por lo que resulta difícil seleccionar emplazamientos viables para la construcción de nuevos embalses.

d. Cubierta forestal y espacios naturales

La Gomera posee un patrimonio forestal importante, hay una interdependencia entre cubierta forestal, espacios naturales y agua cuyo equilibrio es vital para la preservación ambiental y territorial de La Gomera; ello es tanto más importante cuanto que hay también extensas áreas de la isla con un desarrollo muy escaso de la vegetación, lo que unido a las deficientes características físico/químicas de los suelos y a numerosos factores antrópicos negativos constituye un marco especialmente peligroso para la erosión y la pérdida del suelo..

Cubierta forestal

La superficie forestal arbolada es -según el Segundo Inventario Forestal Nacional hecho por ICONA en 1995- 8.709 hectáreas, equivalentes al 23,5% de La Gomera. Casi el 53% de esa superficie arbolada estaba localizada en espacios naturales ya protegidos en 1995, correspondiendo más del 38% al parque de Garajonay, en el centro de la isla; inversamente, la cubierta forestal representa el 29% de los espacios naturales protegidos

SEGUNDO INVENTARIO FORESTAL NACIONAL		PLAN FORESTAL DE CANARIAS		SEGUNDO INVENTARIO FORESTAL NACIONAL				
Uso	Hectáreas	Formación	Hectáreas	Especie dominante	HECTÁREAS			
					Parque Garajonay	Otras protecciones	Sin proteger	Total
Forestal arbolado	5.440	Monteverde	6.466	Laurisilva	2.807	149	542	3.498
Forestal arbolado ralo	3.269	Coníferas/ sabinas	4.223	Fayal/brezal/ laurisilva	86	610	410	1.106
Forestal desarbolado	25.175	Matorral/ herbazal	16.340	Pinus canariensis	-	-	-	-
Cultivos	2.882	Cultivos/ improductivo	4.724	Pinus radiata	275	206	355	836
Improductivos y agua	225	Semidesierto/ desierto	5.217	Matorral con arbolado ralo	171	279	2.819	3.269
Total	36.991	Total	36.970	Total	3.339	1.244	4.126	8.709

Destacan también por su interés los sabinas repartidos por la zona norte, y entre ellos la formación específica de la isla que es el bosque termófilo con sabinas; junto con las coníferas -todas ellas de repoblación-, ocupan más de 4.200 hectáreas.

Hay asimismo gran variedad de matorrales y herbazales -principalmente, mixto infrasilvico y extrasilvico, herbazal no alísico-, que suman otras 16.300 hectáreas.

Por contra, los semidesiertos y desiertos alcanza las 5.200 hectáreas, y su extensión tiene una gran dosis antrópica, por el pastoreo abusivo y el abandono de cultivos.

Espacios naturales

Los espacios naturales protegidos actualmente suman más del 56% del territorio insular.

El parque nacional de Garajonay, junto con su preparque, es obviamente el espacio natural más destacado de La Gomera, y por ello está protegido por la legislación estatal, además de estar declarado

bien natural del patrimonio mundial de la UNESCO y estar catalogado como ZEPA -zona de especial protección de aves- por la legislación comunitaria europea.

Junto a Garajonay hay otros 16 espacios acogidos a diferentes protecciones de la legislación canaria, dos de los cuales -Los Órganos y Acantilados de Alajeró- están asimismo catalogados como ZEPA; 8 de estos espacios pertenecen en mayor o menor parte al preparque de Garajonay.

i) Parque de Garajonay

Características generales: declarado en razón de su singularidad y diversidad biológica y por la importancia de su bosque de laurisilva. Su estratégica localización influye para que juegue un papel preponderante en la recarga hidrológica de la isla y la protección de los suelos. Su alta biodiversidad le permite contar con un valor de conservación adicional, debido también a la presencia de especies amenazadas, endémicas de la isla y a veces exclusivas del territorio protegido. Para determinadas especies, como las palomas de la laurisilva (*Columba bollii* y *Columba junoniae*) o la chocha perdiz (*Scolopax rusticola*), Garajonay mantiene las mejores poblaciones de la isla y, en el segundo caso, de Canarias. Finalmente, también bajo la óptica paisajística de disponer de escenarios naturales y formaciones geomorfológicas singulares, el parque adquiere un peso significativo. En 1986, la UNESCO incluyó Garajonay en la lista de bienes naturales del patrimonio de la humanidad.

Declaración: este parque nacional fue declarado por la Ley 3/1981, de 25 de marzo, de Creación del Parque Nacional de Garajonay, y reclasificado de nuevo como tal en la Ley 4/1989, de 27 de marzo, de Conservación de los Espacios Naturales y de la Flora y Fauna Silvestres, donde además se integró en la red estatal de parques nacionales.

Otras protecciones: el parque es por definición área de sensibilidad ecológica en toda su superficie, a efectos de lo indicado en la Ley 11/1990, de 13 de julio, de Prevención de Impacto Ecológico. Además, tiene la consideración de zona de especial protección para las aves (ZEPA) según lo establecido en la Directiva 79/409/CEE relativa a la Conservación de las Aves Silvestres. Dentro del parque se encuentran los siguientes montes de utilidad pública: nº 30 «Monte Hueco», nº31 «Monte de Alajeró», nº 32 «Monte de Arure», nº 33 «Monte de Hermigua», nº 34 «Monte de San Sebastián»; y nº 36 «Geliva y Chipude».

Relación con otros espacios: linda al norte con el monumento natural de Roque Blanco; al este, con el parque natural de Majona; al oeste, con el monumento natural del Lomo del Carretón; y al sur con el paisaje protegido de Orone y con la reserva natural Integral de Benchijigua. Incluye en su interior el monumento natural de Los Roques, con el que se solapa.

Municipios: Vallehermoso, Agulo, Valle Gran Rey, San Sebastián, Alajeró y Hermigua.

Superficie: 3984 hectáreas.

ii) Reservas naturales

La reserva natural integral de Benchijigua:

Características generales: el hábitat rupícola -de abruptos y verticales paredones- encuentra en este espacio una óptima representación. Aquí reside una alta concentración de especies endémicas y amenazadas, muchas de las cuales están protegidas, como la Chahorra (*Sideritis marmorea*), el taginaste (*Echium acanthocarpum*) o la siempreviva (*Limonium redivivum*). Por otro lado, los acantilados y el pitón de Agando son elementos geomorfológicos representativos, singularizados del paisaje y de elevado interés científico.

Declaración: este espacio fue declarado por la Ley 12/1987, de 19 de junio, de Declaración de Espacios Naturales de Canarias, como paraje natural de interés nacional de Los Roques, y reciasificado a su actual categoría por la Ley 12/1994, de 19 de diciembre, de Espacios Naturales de Canarias.

Otras protecciones: la reserva es por definición área de sensibilidad ecológica en toda su superficie, a efectos de lo indicado en la Ley 11/1990, de 13 de julio, de Prevención de Impacto Ecológico. Además, se encuentra dentro de la zona periférico de protección del parque nacional de Garajonay.

Relación con otros espacios: limita al norte y noroeste con el parque nacional de Garajonay, y al suroeste con el paisaje protegido de Orone. Incluye en su interior un sector del monumento natural de

Los Roques, con el que se superpone.

Municipios: San Sebastián.

Superficie: 490,8 hectáreas.

Reserva natural especial de Puntallana:

Características generales: espacio donde coinciden importantes valores naturales y una gran riqueza paisajística. Tanto el barranco como la plataforma de Puntallana, los acantilados costeros y los roques de Aluce, son elementos singulares de destacado interés científico. La flora del lugar cuenta con varios endemismos, algunos amenazados y protegidos -en el caso de la tabaiba gomera (*Euphorbia bravoana*), el barranco de La Sabina alberga la mejor población de la isla-, que se reparten entre los hábitats halófilos, rupícolas y psamófilos. Este último es particularmente interesante por su composición florística y faunística, y por albergar una notoria riqueza fosilífera que lo convierte en un enclave único y de excepcional valor.

Declaración: este espacio fue declarado por la Ley 12/1987, de 19 de junio, de Declaración de Espacios Naturales de Canarias, como paraje natural de interés nacional de Puntallana, y reclasificado a su actual categoría por la Ley 12/1994, de 19 de diciembre, de Espacios Naturales de Canarias.

Otras protecciones: la reserva es por definición área de sensibilidad ecológica en toda su superficie, a efectos de lo indicado en la Ley 11/1990, de 13 de julio, de Prevención de Impacto Ecológico.

Relación con otros espacios: ninguna.

Municipios: San Sebastián.

Superficie: 292,3 hectáreas.

Población: ninguna, sin embargo, en este espacio está ubicada la ermita de la Virgen de Guadalupe siendo el tránsito de peregrinos casi continuo durante todo el año.

iii) Parques autonómicos

Parque natural de Majona:

Características generales: Majona constituye un paisaje representativo de abrupta orografía, donde la erosión ha labrado unidades de grandes barrancos y acantila dos de notable interés geomorfológico. La masa forestal en la cabecera de dichos barrancos ejerce un papel importante en la protección de suelos y recarga de acuíferos, además de albergar un interés científico adicional al contar con diversos endemismos y especies amenazadas como el cardoncillo (*Ceropegia dichotoma krainzii*) y los bejeques (*Aeonium gomerense*) y con una variada muestra de hábitats.

Declaración: este espacio fue declarado por la Ley 12/1987, de 19 de junio, de Declaración de Espacios Naturales de Canarias, como parque natural de Majona, y reclasificado a su actual categoría por la Ley 12/1994, de 19 de diciembre, de Espacios Naturales de Canarias.

Otras protecciones: el parque es por definición área de sensibilidad ecológica en toda su superficie, a efectos de lo indicado en la Ley 11/1990, de 13 de julio, de Prevención de Impacto Ecológico.

Relación con otros espacios: un pequeño sector al suroeste del espacio limita con el parque nacional de Garajonay.

Municipios: San Sebastián y Hermigua.

Superficie: 1757,1 hectáreas.

Población: en el interior de este espacio protegido se encuentran las entidades de población de Enchereda, con 16 habitantes y Casas del Jorado con 32 habitantes.

Parque rural Valle Gran Rey:

Características generales: el conjunto de Valle Gran Rey representa un extraordinario paisaje armónico de tipo rural y gran belleza, donde la erosión ha modelado una peculiar orografía contrastada de fuertes pendientes y fértiles valles. Constituye una muestra viva de coexistencia de hombre y naturaleza en un territorio intensamente abancalado, entre palmeras y construcciones de arquitectura tradicional, de gran valor histórico y cultural. En los acantilados más inaccesibles se concentra una rica biodiversidad endémica, con abundantes plantas raras y amenazadas, la mayor parte de las cuales están protegidas por la legislación vigente. Otro tanto ocurre con la ornitofauna, que se concentra sobre todo

en los acantilados de Argaga y en el charco de Cieno, con especies protegidas de alto interés científico. Los macizos de La Mérica y los acantilados que franquean Valle Gran Rey constituyen elementos geomorfológicos singulares y representativos.

Declaración: este espacio fue declarado por la Ley 12/1987, de 19 de junio, de Declaración de Espacios Naturales de Canarias, como parque natural de Valle Gran Rey, y reclasificado en su actual categoría por la Ley 12/1994, de 19 de diciembre, de Espacios Naturales de Canarias.

Otras protecciones:

Relación con otros espacios: un pequeño sector limita al norte con el monumento natural del Lomo del Carretón. Contiene en su interior el sitio de interés científico del Charco de Cieno, con el cual se solapa.

Municipios: Valle Gran Rey y Vallehermoso

Superficie: 1992,8 hectáreas.

Población: en el interior del espacio protegido se encuentran ocho entidades de población: Los Granados con 198 habitantes, El Hornillo con 103 habitantes, Lomo del Balo con 133 habitantes, El Retamal con 162 habitantes, La Vizcaína con 220 habitantes, Casas de Chelé con 30 habitantes, Los Descansaderos con 33 habitantes y Casas de la Higuera del Llano, con 76 habitantes.

iv) Monumentos Naturales

Monumento Natural de Los Órganos:

Características generales: en este espacio aflora una de las zonas más antiguas de la isla, el primitivo complejo basal sobre el cual se construyó todo el edificio subaéreo. Se trata pues de un punto de gran interés geológico por su singularidad e importancia científica. Sobresale además el elemento natural de los acantilados de Los Órganos, de gran belleza paisajística, que constituye para la isla una estampa clásica de este sector costero.

Declaración: este espacio fue declarado por la Ley 12/1987, de 19 de junio, de Declaración de Espacios Naturales de Canarias, como paraje natural de interés nacional de Los órganos, y reclasificado a su actual categoría por la Ley 12/1994, de 19 de diciembre, de Espacios Naturales de Canarias.

Otras protecciones: todo el monumento es por definición área de sensibilidad ecológica a efectos de lo indicado en la Ley 11/1990, de 13 de julio, de Prevención de Impacto Ecológico. Además, ha sido declarado zona de especial protección para las aves (ZEPA), según lo establecido en la directiva 79/409/ CEE relativa a la Conservación de las Aves Silvestres.

Relación con otros espacios: ninguna.

Municipios: Vallehermoso.

Superficie: 154,2 hectáreas.

Población: ninguna.

Monumento Natural de Roque Cano:

Características generales: la espectacularidad de este roque radica en su carácter de elemento singularizado del paisaje, que constituye una estructura geomorfológica representativa de interés científico. Sus paredes cuentan con una excelente muestra de hábitat rupícola, con una alta biodiversidad endémica, donde no faltan elementos exclusivos, con especies raras y amenazadas como la margarita (*Argyranthemum caltichrysum*) o el senecio gomero (*Senecio hermosae*), estando algunas de esas especies protegidas por normativas nacionales e internacionales

Declaración: este espacio fue declarado por la Ley 12/1987, de 19 de junio, de Declaración de Espacios Naturales de Canarias, como paraje natural de interés nacional de Roque Cano, y reclasificado a su actual categoría por la Ley 12/1994, de 19 de diciembre, de Espacios Naturales de Canarias.

Otras protecciones: todo el monumento es por definición área de sensibilidad ecológica a efectos de lo indicado en la Ley 11/1990, de 13 de julio, de Prevención de Impacto Ecológico.

Relación con otros espacios: ninguna

Municipios: Vallehermoso.

Superficie: 58,2 hectáreas.

Población: ninguna.

Monumento Natural de Roque Blanco:

Características generales: pitón prominente y diferenciado del paisaje, con destacado interés científico por sus poblaciones de madroños y plantas rupícolas. Su ubicación en la zona de cumbres le confiere además un papel importante en la captación de la humedad de condensación y recarga del acuífero subterráneo.

Declaración: este espacio fue declarado por la Ley 12/1987, de 19 de junio, de Declaración de Espacios Naturales de Canarias, como paraje natural de interés nacional de Roque Blanco, y reclasificado a su actual categoría por la Ley 12/1994, de 19 de diciembre, de Espacios Naturales de Canarias.

Otras protecciones: todo el monumento es por definición área de sensibilidad ecológica a efectos de lo indicado en la Ley 11/1990, de 13 de julio, de Prevención de Impacto Ecológico. Además, este espacio forma parte de la zona periférica del parque nacional de Garajonay por lo que se encuentra dentro de una zona catalogada como área de sensibilidad ecológica (ASE).

Relación con otros espacios: el espacio protegido limita por el sur con el parque nacional de Garajonay.

Municipios: Vallehermoso y Agulo.

Superficie: 27,3 hectáreas.

Población: ninguna.

Monumento Natural de La Fortaleza:

Características generales: la Fortaleza es un domo de valor científico y singularidad, con gran interés geológico por su origen y morfología, constituye además un hito paisajístico referente del territorio donde se encuentra. Sus paredes albergan una buena representación de hábitats rupícolas, provistos de una alta biodiversidad endémica, con muchos elementos amenazados y protegidos como la siempreviva (*Limonium redivivum*) o el cabezón (*Cheirotophus satarataënsis*).

Declaración: este espacio fue declarado por la Ley 12/1987, de 19 de junio, de Declaración de Espacios Naturales de Canarias, como parte del parque natural de los Barrancos de La Rajita y El Cabrito y Roque de La Fortaleza, y reclasificado a su actual categoría por la Ley 12/1994, de 19 de diciembre, de Espacios Naturales de Canarias.

Otras protecciones: todo el monumento es por definición área de sensibilidad ecológica a efectos de lo indicado en la Ley 11/1990, de 13 de julio, de Prevención de Impacto Ecológico.

Relación con otros espacios: se encuentra dentro del paisaje protegido de Orone, con el cual se solapa.

Municipios: Vallehermoso.

Superficie: 53,2 hectáreas.

Población: ninguna.

Monumento Natural del Barranco del Cabrito:

Características generales: los barrancos que configuran la cuenca del Cabrito constituyen un paisaje peculiar de gran tipismo, donde no faltan elementos singularizados destacados como las crestas y roques de interfluvios, así como el palmeral de sus laderas. En su conjunto, conforma una estructura geomorfológica profundamente desmantelada por la erosión. En las zonas de Vegaipalay Jerduñe, la presencia humana armoniza con el entorno sin desvirtuar un paisaje de tinte tradicional añadiendo al mismo elementos culturales de interés.

Declaración: este espacio fue declarado por la Ley 12/1987, de 19 de junio, de Declaración de Espacios Naturales de Canarias, como parque natural del Barranco del Cabrito, y reclasificado a su actual categoría por la Ley 12/1994, de 19 de diciembre, de Espacios Naturales de Canarias.

Otras protecciones: todo el monumento es por definición área de sensibilidad ecológica a efectos de lo

indicado en la Ley 11/1990, de 13 de julio, de Prevención de Impacto Ecológico.

Relación con otros espacios: ninguna.

Municipios: San Sebastián.

Superficie: 1180 hectáreas.

Población: en este espacio se encuentra un asentamiento de población, Jerduñe, con 14 habitantes.

Monumento Natural de La Caldera

Características generales: el aspecto más relevante de este área es su singularidad, tanto geomorfológica como paisajística. Su importancia como exponente del volcanismo más reciente de la isla le confiere asimismo notable interés científico, al ser La Gomera una isla bastante antigua y fuertemente desmantelada por procesos erosivos.

Declaración: este espacio fue declarado por la Ley 12/1987, de 19 de junio, de Declaración de Espacios Naturales de Canarias, como paraje natural de interés nacional de La Caldera, y reclasificado a su actual categoría por la Ley 12/1994, de 19 de diciembre, de Espacios Naturales de Canarias.

Otras protecciones: todo el monumento es por definición área de sensibilidad ecológica a efectos de lo indicado en la Ley 11/1990, de 13 de julio, de Prevención de Impacto Ecológico.

Relación con otros espacios: limita al sur con el sitio de interés científico de Acantilados de Alajeró.

Municipios: Alajeró.

Superficie: 39 hectáreas.

Población: ninguna.

v) Paisaje protegido de Orone

Características generales: este sector de la isla se caracteriza por contener elementos de alta valoración estética y cultural. Conforman un paisaje armónico donde confluyen asentamientos de tipismo tradicional insertos en un paisaje rural con sectores de laderas profusamente abancaladas. No faltan tampoco elementos singulares como los roques de La Fortaleza, Imada y Teremoche. En conjunto, el espacio se articula en dos barrancos conectados en su cabecera por una cuenca común.

Declaración: este espacio fue declarado por la Ley 12/1987, de 19 de junio, de Declaración de Espacios Naturales de Canarias, como parque natural de los Barrancos de La Rajita, El Cabrito y Roque de La Fortaleza, y reclasificado a su actual categoría por la Ley 12/1994, de 19 de diciembre, de Espacios Naturales de Canarias.

Otras protecciones: una parte de este espacio forma parte de la zona periférica del parque nacional de Garajonay, por lo que se encuentra dentro de una zona catalogada como área de sensibilidad ecológica (ASE). Además, la Ley 12/1994, de 19 de diciembre, de Espacios Naturales de Canarias, estableció otra área de sensibilidad ecológica en la parte baja del cauce del barranco de La Rajita.

Relación con otros espacios: limita al norte con el parque nacional de Garajonay y al noreste con la reserva natural Integral de Benchijigua. Incluye en su interior el monumento natural de La Fortaleza.

Municipios: Vallehermoso y Alajeró.

Superficie: 1788,1 hectáreas.

Población: el espacio incluye dos entidades de población, Erque con 11 habitantes e Igualero con 27 habitantes.

vi) Sitios de interés científico

Para finalizar con los espacios protegidos por la legislación canaria, hay 3 sitios de interés científico, todos ellos en el borde litoral; los Acantilados de Alajeró en el extremo meridional, con avifauna marina que justifica su declaración como ZEPA; el Charco del Conde y el Charco del Cieno, en el sector sudoeste, son zonas de saladar y tarajales, pudiendo considerarse la primera la única zona húmeda de la isla.

I.ii. Variable social

e. Población

La Gomera hasta mediados de los años noventa presentaba niveles de principios del siglo XX. Los factores determinantes que han motivado lo anterior son el predominio económico absoluto hasta épocas muy recientes del sector agrario, que en 1950 todavía ocupaba el 85% de la población activa; por otro, la dificultad de las comunicaciones interiores y, consecuentemente, el aislamiento mutuo de la población asentada en los principales barrancos, que han vivido también hasta hace pocas décadas en un régimen autárquico y de autoabastecimiento.

La población actual de la isla se distribuye como se indica a continuación:

	Población	Superficie	Densidad
Agulo	1.187	25,39	46,75
Alajeró	2.146	49,42	43,42
Hermigua	2.178	39,67	54,90
San Sebastián de la Gomera	8.744	113,59	76,98
Valle Gran Rey	5.220	32,36	161,31
Vallehermoso	3.147	109,32	28,79

Tabla 1. Población actual.

2.5.1. Evolución de la población

A continuación se incluyen datos de la evolución de la población de la isla. Se observa como no se experimento un crecimiento en la población hasta los años 90.

Evolución de la población total						
La Gomera	2008	2007	2006	2005	2004	2003
Población Total	22,622	22,259	21,952	21,746	21,220	19,580
La Gomera	2002	2001	2000	1999	1998	1996
Población Total	19,098	18,990	18,300	17,153	16,790	17,008

Tabla 2. Evolución de la población.

EVOLUCIÓN DE LA POBLACIÓN	MILES DE HABITANTES DE DERECHO											
	1940	1950	1960	1970	1975	1981	1986	1991	1996			
AGULO	2,7	2,5	2,8	1,7	2,1	1,5	1,4	1,1	1,2			
ALAJERÓ	2,5	2,6	2,3	1,7	1,5	1,2	1,1	1,2	1,2			
HERMIGUA	6,0	5,5	5,5	3,3	3,5	2,7	2,7	2,1	2,1			
SAN SEBASTIÁN	6,5	7,0	8,4	5,5	6,0	5,6	5,6	5,6	6,2			
VALLE GRAN REY	4,2	4,4	4,0	3,7	3,6	2,9	3,0	3,1	3,6			
VALLEHERMOSO	7,9	7,9	7,8	7,0	7,3	4,9	3,4	2,9	2,7			
LA GOMERA	29,8	29,9	30,8	22,9	24,0	18,8	17,2	16,0	17,0			
PROVINCIA DE SANTA CRUZ DE TENERIFE	365,6	427,8	506,7	576,5	662,3	658,9	715,1	725,8	772,5			
POBLACIONES RECOGIDAS POR "Ecoplan para la Isla de La Gomera" EN MILES												
* Siglo XVI	1,5	* 1930		25,4								
* 1877	12,0	* 1940		28,6								
* 1900	15,4	* 1950		28,4								
* 1910	18,5	* 1960		27,8								
* 1920	20,5	* 1970		19,3								
		* 1981		18,2								
SALDO MIGRATORIO	1976/80			1981/85			1986/90			1991/95		
	CP	CV	SM	CP	CV	SM	CP	CV	SM	CP	CV	SM
AGULO	-562	21	-583	-34	30	-64	-349	-16	-333	42	-31	73
ALAJERÓ	-323	91	-414	-100	8	-108	31	23	8	12	7	5
HERMIGUA	-836	38	-874	6	24	-18	-604	-39	-565	30	-52	82
SAN SEBASTIÁN	-393	348	-741	14	188	-174	20	217	-197	593	136	457
VALLE GRAN REY	-660	89	-749	46	15	31	135	-5	140	528	-18	546
VALLEHERMOSO	-2.501	129	-2.630	-1.453	3	-1.456	-509	-65	-444	-160	-82	-78
LA GOMERA	-5.275	716	-5.991	-1.521	268	-1.789	-1.276	115	-1.391	1.045	-40	1.085
CP	crecimiento población			CV	crecimiento vegetativo			SM	saldo migratorio			

Tabla 3. Evolución de la población hasta los años 90. Fuente INE y Plan Hidrológica de La Gomera.

Población estacional

Debido al desarrollo turístico y al de la segunda vivienda, la población estacional es un componente demográfico importante en La Gomera, hasta el punto que las estimaciones hechas la sitúan en un orden de magnitud comparable al de la población residente.

POBLACIÓN ESTACIONAL	VIVIENDA ESTACIONAL						POBLACIÓN EN VIVIENDA ESTACIONAL					
	Existente			Proyección			1996	2002	2006	2012		
	1981	1991	1996	2002	2006	2012						
AGULO	165	296	316	341	359	388	677	731	769	831		
ALAJERÓ	219	103	110	119	125	135	236	254	268	289		
HERMIGUA	525	361	385	416	438	473	825	891	938	1.014		
SAN SEBASTIÁN	821	818	873	942	992	1.072	1.870	2.020	2.127	2.297		
VALLE GRAN REY	544	928	990	1.069	1.125	1.216	2.121	2.292	2.413	2.606		
VALLEHERMOSO	764	949	1.012	1.093	1.151	1.243	2.168	2.343	2.467	2.665		
LA GOMERA	3.038	3.455	3.686	3.980	4.190	4.527	7.897	8.531	8.982	9.702		
POBLACIÓN ESTACIONAL Y TOTAL	POBLACIÓN ESTACIONAL								POBLACIÓN RESIDENTE Y ESTACIONAL			
	TURÍSTICA				TOTAL				1996	2002	2006	2012
	1996 ⁽¹⁾	2002	2006	2012	1996	2002	2006	2012				
AGULO	6	670	799	992	683	1.401	1.568	1.823	1.856	2.610	2.814	3.125
ALAJERÓ	169	1.766	2.161	2.753	405	2.020	2.429	3.042	1.560	3.202	3.629	4.269
HERMIGUA	43	1.265	1.383	1.559	868	2.156	2.321	2.573	3.000	4.343	4.532	4.822
SAN SEBASTIÁN	1.025	3.487	4.216	5.314	2.895	5.507	6.343	7.611	9.094	12.238	13.454	15.333
VALLE GRAN REY	1.859	3.594	3.992	4.589	3.980	5.886	6.405	7.195	7.611	10.058	10.981	12.454
VALLEHERMOSO	51	1.137	1.245	1.405	2.219	3.480	3.712	4.070	4.935	6.105	6.363	6.801
LA GOMERA	3.153	11.919	13.796	16.612	11.050	20.450	22.778	26.314	28.056	38.556	41.773	46.804

⁽¹⁾ No son datos reales, sino reconstruidos de acuerdo con la ocupación media del período 1993/96.

Tabla 4. Población estacional y evolución. Fuente INE y Plan Hidrológica de La Gomera.

V. Análisis de alternativas.

A partir de los resultados obtenidos en el análisis multivariante y el estudio del territorio, las principales afecciones al medio de cada alternativa quedan resumidas en la siguiente tabla.

ALTERNATIVAS CENTRAL HIDRAÚLICA-BOMBEO	1	2	3	4
	Barranco de Monteforte	Barranco de la Viea	Barranco de Macayo	Bombeo de El Quebradón
Infraestructuras aprovechadas	Depósito superior	Depósito superior	Depósito superior	Depósito inferior
Espacios Naturales protegidos y red Natura	LIC	LIC	LIC	Parque Nacional-LIC (3)-ZEPAS-
Longitud de tubería forzada por Espacios Naturales protegidos (m)	0	0	0	300
Longitud de tubería forzada por red Natura 2000 (m)	543	660	0	300
Valor territorio	Alto-Medio	Alto-Medio-Bajo	Alto-Bajo	Bajo-Medio-Alto-Muy Alto
Restricciones	NO	NO	NO	SI
Capacidad de acogida del territorio	Muy Baja	Muy Baja-Baja-Media	Muy Baja	Muy Baja-Baja-Media
Restricciones	SI	SI	SI	SI
Posibilidad de Impacto Visual	Alta	Alta	Alta	Alta
ALTERNATIVAS PARQUE EÓLICO	1	2	3	4
Espacios Naturales protegidos y red Natura 2000	Parque Nacional- Monumento Natural- Parque Rural-LIC (6)- ZEPAS(2)	Parque Natural- Reserva Natural Especial-LIC (4)-ZEPAS	Parque Nacional- Monumento Natural- Reserva Natural Integral-LIC (2)-ZEPAS	LIC
Superficie de Espacios Naturales protegidos (Ha)	1273	563	712	282
La Superficie de LIC's (Ha)	715	118	712	282
Superficie de ZEPAS (Ha)	1451	726	7	0
Valor territorio	Bajo-Medio-Alto-Muy Alto	Bajo-Medio-Alto-Muy Alto	Bajo-Medio-Alto-Muy Alto	Bajo-Medio-Alto-Muy Alto
Restricciones	SI	SI	SI	SI
Capacidad de acogida del territorio	Muy Baja-Baja-Media- Alta	Muy Baja-Baja-Media- Alta	Muy Baja-Baja-Media- Alta	Muy Baja-Baja-Media- Alta
Restricciones	SI	SI	SI	SI
Actuación sobre el medio para adecuación de accesos	Alta	Baja	Moderada	Alta
Posibilidad de Impacto Visual	Alta	Alta	Alta	Alta

Tabla 5. Resumen afecciones ambientales.

Tal y como queda indicado en la tabla resumen todas las alternativas, tanto para el parque eólico como para la central hidráulica-bombeo, presentan algún tipo de restricción derivada de diferentes condicionantes.

Analisis del parque eólico

El análisis del valor del territorio establece que en todas las opciones planteadas para el parque eólico, existen zonas en las que a priori se plantea inviable la ubicación de aerogeneradores por motivos ambientales, siendo la Alternativa 1 la que presenta mayor superficie del territorio con zonas inviables de implantación. La ubicación de los aerogeneradores deberá condicionarse por tanto a la no afectación de dichas zonas.

Analizada la capacidad de acogida del territorio, se observa como todas las opciones planteadas contienen zonas con baja capacidad de acogida, siendo la alternativa que menor superficie presenta con esta valoración y por lo tanto mayor superficie disponible para la ubicación de aerogeneradores, la Alternativa nº 4. El hecho de que dicha alternativa no disponga de accesos adecuados, supone que la opción de acondicionar los mismos implique la desestimación de dicha alternativa, ya que los impactos derivados de la ejecución de nuevos accesos implican un mayor deterioro del medio frente a otras alternativas que disponen de los accesos ya construidos. A priori, la siguiente alternativa que podría valorarse como la más adecuada es la número 2, pero debido a que presenta una elevada superficie en zonas ZEPAS, se considera conveniente desestimarla para minimizar afectaciones a la avifauna. Debido a esto, la Alternativa 3 se considera la más adecuada porque presenta una superficie con capacidad de acogida similar a la Alternativa 4, la superficie catalogada como zona ZEPAS es mínima y además las actuaciones a realizar para adecuar los accesos son escasas.

Analisis del central hidráulica-bombeo

A partir del diagnóstico realizado de la valoración del territorio, se observa como todas las opciones planteadas para la localización de la explotación hidroeléctrica son viables, debido a que se plantea soterrar la parte del trazado de la Alternativa 4 que discurre por el Parque Nacional de Garajonay, considerándose una condición limitante a la viabilidad de la alternativa. El resto de alternativas presentan viabilidad en sus respectivos recorridos de la tubería forzada, así como en la ubicación de los depósitos de nueva ejecución.

Analizando la capacidad de acogida del territorio, para el caso de la central hidráulica-bombeo, se observa como todas las opciones planteadas atraviesan zonas con baja capacidad de acogida. Esta procede de la limitación que plantea el recorrido de la tubería forzada, por su transcurso por zonas urbanas, en los casos de las Alternativas 1, 2 y 3. La Alternativa 4 es la que mejor capacidad de acogida presenta, a pesar de ello, presenta 2 tramos de conducción que, con los condicionantes de valoración contemplados, plantean la necesidad de establecer medidas de prevención, protección, corrección y compensación que minimicen las posibles afectaciones que pudiera provocar su ejecución. El tramo conflictivo superior viene limitado por el paso de la conducción por el Parque Nacional, mientras que el tramo inferior queda limitado por la suma de las valoraciones del resto de variables, siendo la distancia a la carretera que llega a la presa existente y el edificio de la misma lo que plantea la limitación. Por lo tanto se estima que en este caso dicha limitación se puede obviar, ya que si no fuera así resultaría excluyente.

Por lo tanto, se puede concluir que la alternativa más adecuada es la n°4, siempre teniendo presente la necesidad de minimizar las afecciones de la tubería forzada a su paso por el Parque Nacional.

VI. Solución adoptada

A partir de la valoración anterior, y de los estudios de viabilidad técnica y económica de las alternativas, se plantea como solución óptima para la central hidroeléctrica la conjunción de la Alternativa 4, para la central de bombeo, y de la Alternativa 3, para el parque eólico. Esta solución implica el planteamiento de diferentes medidas para la minimización, protección y corrección de las posibles afecciones que pudiera dar lugar el tramo de tubería forzada que transcurre, por el Parque Nacional. La principal medida propuesta para minimizar las afecciones, es la realización de una conducción subterránea para dicho tramo de tubería. Para el caso del parque eólico, la principal medida a tener en cuenta es la ubicación de los aerogeneradores en los puntos en los que no existan las limitaciones obtenidas en el análisis realizado.

Teniendo en cuenta lo indicado anteriormente a cerca de la problemática energética de los sistemas insulares y los beneficios que se obtendrían con la ejecución de una central hidroeléctrica, se considera que los posibles impactos ambientales que pudieran surgir de la ejecución de la solución planteada son notablemente compensados con el beneficio medioambiental y social subyacente. En caso de que prospere la solución planteada, se deberá realizar un estudio de impacto ambiental, que identifique y valore los posibles impactos que se pudieran ocasionar, y plantee medidas para la prevención, corrección de los mismos.

Además de los beneficios directos para la isla, el ahorro en diesel para la generación eléctrica, implica beneficios medioambientales que se traducen en un ahorro de emisiones de CO₂ de aproximadamente 65.000 toneladas/año con el consumo actual y una disminución notable del transporte marítimo para el abastecimiento de combustible.

Fichas Red Natura 2000 La Gomera

Nombre	Garajonay
Código	ES0000044
Tipo	C
Región Biogeográfica	Macaronesia

Área	3.626,00	Cumplimentación	199811
Perímetro		Actualización	199910
Latitud	N 28° 7' 13 "	Propuesta LIC	199910
Longitud	W 17° 15' 0 "	Designación LIC	
Altitud	660,00 / 1.487,00	Propuesta ZEPa	198801
Altitud Media	1.070,00	Propuesta ZEC	

Características

Localización Geográfica.

El Parque Nacional de Garajonay se encuentra ubicado en la zona central de La Gomera. Tiene una extensión aproximada de 4.000 ha, que representan casi un 11% de la superficie total de la isla, la altura máxima se localiza en el Alto de Garajonay con 1.487 m.

Climatología.

Las condiciones climáticas reinantes en el P.N. de Garajonay dependen de la presencia, espesor y altura de la base de los estratocúmulos, estos varían según la estación del año. Durante los meses de verano tanto el grosor como altura presentan sus valores mínimos 100 y 800 m respectivamente, alcanzando en el invierno los máximos (400 de espesor y 1.000 de altura).

Dada la altitud de la isla, el mar de nubes que se forma como consecuencia de los vientos alisios del NE afecta directamente al Parque Nacional, originando que la humedad del aire sea elevada, con valores de hasta el 90%. Las temperaturas diurnas oscilan ligeramente y la insolación y evaporación inciden en pequeña magnitud sobre el suelo y la vegetación.

En los meses de verano, cuando el archipiélago ocasionalmente se ve afectado por vientos saharianos, las condiciones climáticas varían sensiblemente, no superando la humedad el 40%, la temperatura se eleva extraordinariamente y la visibilidad se reduce a consecuencia de la calima.

Las temperaturas medias anuales oscilan están entre los 12 y 14 EC, no obstante, fluctúan a lo largo del año, alcanzándose la media de las máximas en los meses de julio a septiembre con valores que van desde 25 EC a 27 EC, y la media de las mínimas oscila entre los 5 y 6 EC que se registran de diciembre a abril.

En general, las lluvias en el Parque son abundantes, pero en su mayor parte son en forma de lloviznas, rocío y precipitación de niebla, la precipitaciones medias anuales están entre los 600 y los 800 mm.

Geomorfología.

La ausencia de actividad volcánica reciente en la isla de La Gomera, ha determinado que los procesos erosivos hayan tenido una continuidad a lo largo del tiempo, tal hecho ha configurado el paisaje actual de La Gomera, con profundos barrancos en disposición radial cuyas cabeceras culminan casi en la cúpula central. En esta zona con relieve menos acentuado se ubica el Parque Nacional, con una altitud máxima en el Alto de Garajonay (1487 m), los fenómenos erosivos que afectan al resto de la isla se ven aquí dificultados por la presencia del bosque de lauráceas.

Desde el punto de vista geológico la mayor parte del Parque se encuentra dentro del área de la Serie horizontal, compuesta fundamentalmente por basaltos, traquibasaltos y rocas sálicas.

El parque nacional de Garajonay es el más conocido de los espacios protegidos de La Gomera. Se sitúa en lo alto de la meseta central de la isla, abarcando también la cabecera de multitud de barrancos. Mayormente, se desarrolla sobre basaltos horizontales que en el Plioceno medio rellenaron una antigua caldera en el centro de la isla, cuyas paredes formadas por basaltos antiguos afloran en el sector oriental. Estos materiales están incididos en diferentes lugares por emisiones sálicas posteriores, cuya mejor representación está en el roque Cherelepín -de naturaleza fonolítica- y las formaciones de Ojila, La Zarcita y el roque de Agando. Este último es límite entre el parque nacional y la reserva integral de Benchijigua.

La naturaleza de Garajonay está dominada por la laurisilva, encontrándose aquí la mejor muestra viviente de dicho bosque relictivo del Terciario. Sin embargo, en el ámbito del parque también aparecen otros hábitats, sobre todo rupícolas, acuícolas y también bosques de coníferas introducidas. Garajonay es en La Gomera un centro de biodiversidad de primer orden, donde los vegetales cuentan con líquenes, musgos (más de 160 especies entre musgos y hepáticas), helechos (27 especies) y multitud de plantas vasculares (más de 400 especies); mientras que los animales son más de 1.600 invertebrados y 38 especies de vertebrados.

Muchas de estas especies (varios centenares) son endémicas, algunas exclusivas de Garajonay. Tampoco faltan elementos amenazados como dos especies de helechos: la doradilla (*Ceterach aureum*) y la helechilla (*Trichomanes speciosum*), una forma endémica de naranjo salvaje -especie arbórea de laurisilva (*Ilex peraza lopezlilloi*)-, y medio docena de especies más.

Los usos dentro del parque son escasos, posiblemente debido a que éste es en su totalidad de propiedad pública (municipal). En el extrarradio, en la zona delimitada como preparque, sí se localiza una actividad mayor debido en parte a la presencia de algunos caseríos (El Cedro, Los Aceviños, etc.) y a la práctica de actividades tradicionales.

En los límites de Garajonay perduran restos de obras hidráulicas más o menos antiguas -como viejos molinos de agua-, junto a otras más modernas del tipo de canalizaciones y depósitos de agua. No hay que olvidar que por el barranco del Cedro discurre uno de los mayores caudales de agua de la isla (el segundo en importancia, después de Guadá en Valle Gran Rey). Asociados al uso educativo, recreativo y conservación hay construcciones como el refugio de las Paredes y La Casa del Cedro, de uso excursionista, una caseta de vigilancia en lo alto de Garajonay, las áreas recreativas de Las Cuadernas, Raso de la Bruma, Meriga, Las Creces, Cañada de Jorge y, sobre todo por ser la de mayor importancia, la de la Laguna Grande. En el barranco de Meriga hay un vivero de plantas que sirve de apoyo a las actividades de rescate genético de flora amenazada que se desarrollan en el parque.

Calidad

Entre los valores que motivaron la creación del Parque Nacional de Garajonay destaca -sin duda- su valor botánico. Actualmente en este enclave pervive la mejor representación del bosque de laurisilva que existe en las Islas Canarias.

Las especies que constituyen esta formación vegetal varían según su localización, pudiéndose distinguir básicamente tres tipos de situaciones: fondos de barrancos, laderas de barrancos y cresterías.

En los fondos de barrancos con condiciones de humedad elevada, mayor sustrato y en los que a menudo el agua discurre durante todo el año, se sitúan las especies arbóreas más nobles del monte verde, como son viñatigos (*Persea indica*), tiles (*Ocotea foetens*) y laureles (*Laurus azorica*); el sotobosque se caracteriza por un gran número de pequeños arbustos y helechos entre los que cabe citar *Hypericum inodorum*, *Viburnum tinus*, *Urtica morifolia*, *Diplazium caudatum*, *Athyrium filix-femina*, *Pteris incompleta* y *Woodwardia radicans*; las herbáceas aunque dispersas dentro del bosque también tienen importancia y entre ellas destacan *Brachypodium*, *Geranium*, *Galium*, *Viola*, *Pericallis* etc. A medida que nos vamos alejando del cauce del barranco y nos introducimos en la ladera, las especies arbóreas antes reseñadas se van sustituyendo por otras menos exigentes como acebiños (*Ilex canariensis*), fayas (*Myrica faya*), y brezos (*Erica arborea*); ya en las crestas en general muy venteadas, únicamente el brezo es capaz de soportar la extrema sequedad del medio. Además de lo descrito anteriormente, se pueden dar gran cantidad de situaciones intermedias o particulares con un conjunto de especies muy variado, así, en las laderas meridionales del Parque, con condiciones orográficas y ecológicas determinadas (topografía accidentada, escasa humedad y desarrollo del suelo, etc.) encontramos formaciones singulares compuestas por mocanes (*Visnea mocanera*), barbusanos (*Apollonia barbujana*) y palos blancos (*Picconia excelsa*), o comunidades rupícolas de gran desarrollo.

1.5.- Descripción faunística. Comunidades de vertebrados.

La fauna del Parque Nacional, tanto a nivel de invertebrados como de vertebrados, es de la más rica y diversa de las que existen en el archipiélago. Entre los vertebrados, destacan las aves con alrededor de 28 especies que se distribuyen por la mayor parte del Parque, de especial interés por estar íntimamente ligadas a las formaciones de laurisilva son el gavilán (*Accipiter nisus granti*), la gallinuela (*Scolopax rusticola*), la paloma rabiche (*Columba junoniae*), la paloma turqué (*Columba bollii*), el reyezuelo (*Regulus regulus teneriffae*), y el pinzón vulgar (*Fringilla coelebs tintillon*), también señalar la abundancia de otras tres especies, mirlo (*Turdus merula cabrerae*), mosquitero común (*Phylloscopus collybita canariensis*) y herrerillo común (*Parus caeruleus teneriffae*), que aunque no son exclusivas de este medio sí alcanzan dentro del Parque las mayores densidades de la isla. Otras especies de aves que habitan en Garajonay son el ratonero común (*Buteo buteo insularum*), el cernícalo vulgar (*Falco tinnunculus canariensis*), el búho chico (*Asio otus canariensis*), la perdiz moruna (*Alectoris barbara koenigi*), la paloma bravía (*Columba livia canariensis*), la abubilla (*Upupa epops*), el vencejo unicolor (*Apus unicolor*), la alpispa (*Motacilla cinerea canariensis*), el bisbita caminero (*Anthus berthelotii berthelotii*), las currucas capirotada, cabecinegra y tomillera (*Sylvia atricapilla obscura*, *S. melanocephala leucogastra* y *S. conspicillata orbitalis*), el petirojo (*Erithacus rubecula microrhynchus*), el canario (*Serinus canaria*) y el cuervo (*Corvus corax tingitanus*). Los mamíferos tienen escasa representación, no obstante mencionar la presencia de dos especies de murciélagos *Pipistrellus maderensis* y *Tadarida teniotis* y de varias especies introducidas entre las que cabe citar al conejo (*Oryctolagus cuniculus*), el ratón casero (*Mus musculus*), la rata campestre (*Rattus rattus*) y el gato cimarrón (*Felis catus*). En zonas marginales del Parque o en aquellas en las que de alguna forma ha desaparecido el bosque se pueden encontrar dos especies de reptiles, el lagarto (*Gallotia galloti gomerae*) y la lisa (scincido) (*Chalcides viridanus coeruleopunctatus*).

Declarado en razón de su singularidad y diversidad biológica y por importancia de su bosque de laurisilva. Su estratégica localización influye para que juegue un papel preponderante en la recarga hidrológica de la isla y la protección de los suelos. Su alta biodiversidad le permite contar con un valor de conservación adicional, debido también a la presencia de especies amenazadas, endémicas de la isla y a veces exclusivas del territorio protegido. Para determinadas especies, como las palomas de la laurisilva (*Columba bollii* y *Columba junoniae*) o la chocha perdiz (*Scolopax rusticola*), Garajonay mantiene las mejores poblaciones de la isla y, en el segundo caso, de Canarias. Finalmente, también bajo la óptica paisajística de disponer de escenarios naturales y formaciones geomorfológicas singulares, el parque adquiere un peso significativo, la UNESCO incluyó Garajonay en la lista de bienes naturales del patrimonio de la humanidad.

Vulnerabilidad

La caza furtiva, especialmente de palomas (*C. bollii* y *C. junoniae*), el uso indebido del monte y ocasionalmente los incendios forestales son los principales problemas que afectan al parque.

Existe un riesgo relativo: incendios y exceso de uso público.

Designación

El parque es por definición área de sensibilidad ecológica en toda su superficie, a efectos de lo indicado en la Ley 11/1990, de 13 de julio, de Prevención de Impacto Ecológico. Además, tiene la consideración de zona de especial protección para las aves según lo establecido en la Directiva 79/409/CEE relativa a la Conservación de Aves Silvestres. Dentro del parque se encuentran los siguientes montes de utilidad pública: nº 30 "Monte Hueco", nº 31 "Monte de Alajero", nº 32 "Monte de Aure", nº 33 "Monte de Hermigua", nº 34 "Monte de San Sebastián" y nº 36 "Geliva y Chipude".

Esta ZEPA ha sido propuesta como LIC con el código (no válido ya) ES7020027.

Tipos de Hábitat

Código	Descripción	Cobertura	Represent.	Sup.Rel.	Conserv.	V.Global
4050	Brezales secos macaronesianos endémicos	25,00	A	B	A	A
8220	Subtipos silicícolas	1,00	A	C	A	A
8320	Campos de lava y excavaciones naturales	3,00	A	C	A	A
9363	Bosques de laureles macaronesianos (Laurus,Ocotea)	48,00	A	A	A	A
9370	Palmerales de Phoenix	1,00	B	C	B	B
9550	Pinares macaronesianos (endémicos)	1,00	C	C	C	C
9565	Bosques mediterráneos endémicos de Juniperus spp.	1,00	B	C	B	B

Mamíferos

An.II	Cod.Tax.	Código	Nombre	Residen.	Reproduc.	Invern.	Migrat.	Pob.	Cons.	Aislam.	V.Glob.
Y		1308	Barbastella barbastellus	p							

Aves

An.II	Cod.Tax.	Código	Nombre	Residen.	Reproduc.	Invern.	Migrat.	Pob.	Cons.	Aislam.	V.Glob.
		A155	Scolopax rusticola	p							
Y		A401	Accipiter nisus granti	p							
Y		A422	Columba bollii	1p							
Y		A423	Columba junoniae	10p							

Plantas

An.II	Cod.Tax.	Código	Nombre	Residen.	Pob.	Cons.	Aislam.	V.Glob.
Y		1421	Trichomanes speciosum	p			A	
Y		1426	Woodwardia radicans	5000	B	B	A	B
Y		1435	Myrica rivas-martinezii	p				
Y		1517	Aeonium gomeraense	850-1000	A	A	A	A
Y		1518	Aeonium saundersii	p				
Y		1576	Euphorbia lambii	1000-2000	A	A	A	A
Y		1596	Cistus chinamadensis	p				
Y		1745	Sambucus palmensis	209	A	A	A	A

Nombre	Benchijigua
Código	ES7020028
Tipo	E
Región Biogeográfica	Macaronesia

Área	475,00	Cumplimentación	199602
Perímetro		Actualización	199910
Latitud	N 28° 6' 3 "	Propuesta LIC	199910
Longitud	W 17° 13' 31 "	Designación LIC	
Altitud	600,00 / 1.300,00	Propuesta ZEPA	
Altitud Media	924,00	Propuesta ZEC	

Características

La reserva se extiende por la cabecera del barranco de Benchijigua, un lugar muy escarpado en cuya base afloran materiales antiguos de la gran caldera de erosión que hace varios millones de años ocupaba el centro de la isla. Sobre estos primitivos materiales se asientan potentes paquetes de basaltos horizontales de emisiones más recientes, los cuales se encuentran introducidos por el roque Agando, de naturaleza traquítica. La cima de este roque constituye el límite noreste del espacio natural protegido.

En los abruptos farallones de la cabecera de cuenca se asienta una valiosa concentración de flora rupícola endémica, con algunas especies amenazadas como *Limonium revivum* o *Sideritis cabrerae*. En los andenes y zonas menos acantiladas se instalan pinares muy dispersos fruto de antiguas repoblaciones, donde la conífera dominante es el pino canario (*Pinus canariensis*), aunque también están presentes los pinos carrascos (*P. halepensis*) e insigne (*Pinus radiata*). El roque de Agando, por su parte, es un interesante reducto de flora endémica rica y variada, con elementos amenazados de extinción como *Sideritis marmorea* o *Echium acanthocarpum*.

Este espacio flanquea un sector del parque nacional de Garajonay y no registra usos destacados, salvo los derivados de la carretera que hace el límite entre ambos espacios naturales, y algunas infraestructuras hidráulicas. Un uso esporádico es el proveniente del tránsito del ganado que cruza el lugar en rutas de verano.

Calidad

El hábitat rupícola - de abruptos y verticales paredones - encuentra en este espacio una óptima representación. Aquí reside una alta concentración de especies endémicas amenazadas, muchas de las cuales están protegidas como *Sideritis marmorea*, *Echium acanthocarpum* o *Limonium redivivum*. Por otro lado, los acantilados y el pitón de Agando son elemento geomorfológicos representativos singularizados del paisaje y de elevado interés científico.

Vulnerabilidad

Zona con poca amenaza: cierta presión ganadera.

Designación

La reserva es por definición área de sensibilidad ecológica, a efectos de lo indicado en la Ley 11/1990, de 13 de julio, de Prevención de Impacto Ecológico. Además, se encuentra dentro de la zona periférica de protección del parque nacional de Garajonay.

Tipos de Hábitat

Código	Descripción	Cobertura	Represent.	Sup.Rel.	Conserv.	V.Global
4050	Brezales secos macaronesianos endémicos	10,00	A	C	A	B
5335	Todos los tipos	2,00	B	C	B	B
8320	Campos de lava y excavaciones naturales	1,00	B	C	B	B
9370	Palmerales de Phoenix	1,00	B	C	B	B
9550	Pinares macaronesianos (endémicos)	7,00	C	C	C	C

Plantas

An.II	Cod.Tax.	Código	Nombre	Residen.	Pob.	Cons.	Aislam.	V.Glob.
		1517	Aeonium gomeraense	50	B	B	A	B
		1518	Aeonium saundersii	P				
		1576	Euphorbia lambii	11-50	C	A	A	A
		1596	Cistus chinamadensis	200-500	A	A	A	B

Nombre	Puntallana
Código	ES7020029
Tipo	E
Región Biogeográfica	Macaronesia

Área	305,00	Cumplimentación	199602
Perímetro		Actualización	199910
Latitud	N 28° 7' 29 "	Propuesta LIC	199910
Longitud	W 17° 6' 55 "	Designación LIC	
Altitud	,00 / 475,00	Propuesta ZEPA	
Altitud Media	229,00	Propuesta ZEC	

Características

La reserva de Puntallana comprende dos unidades geomorfológicas bien definidas, el barranco de La Sabina y la loma izquierda del mismo y el domo de Aluce. En la costa hay una acantilado marino de cierta longitud y una plataforma de abrasión con una duna fósil. El domo se compone sobre todo de materiales basálticos subcrecientes y está coronado por manifestaciones sálicas puntuales. En el barranco de La Sabina se asienta una comunidad vegetal xérica de tabaibas, balos y cardones, donde sobresalen nutridas poblaciones de la tabaiba gomera (*Euphorbia bravoana*). en los acantilados costeros abundan las plantas halófitas rupícolas, y en la plataforma de Puntallana hay una buena representación de comunidades vegetales de zonas arenosas influenciadas por la maresía. Hay que decir, sin embargo, que en este lugar crecen también pinos raquíticos repoblados hace muchos años, que se entremezclan con tabaibas dulces (*Euphorbia balsamifera*). Puntallana alberga un yacimiento fósil y una muestra empobrecida de limícolas que antaño era más rica, sobre todo en torno a los arrecifes y aguas someras de una pequeña laguna litoral. En este lugar se han visto también en varias ocasiones halcones, aunque no hay confirmación de tales citas, y años atrás, antes de que se construyera la pista que de acceso a la isla baja, las costas eran recorridas habitualmente por parejas de águila pescadora (*Padion haliaetus*). En la duna fósil hay restos de faunas pretéritas hoy extinguidas, como lagartos gigantes (*Gallotia goliath*) de más de un metro de longitud. Incrustados entre las arenas organógenas aparecen también restos de caracoles terrestres de los géneros *Pomatias*, *Canariella* y del ultradiversificado endemismo *Hemicycla*. El nivel inferior del depósito marino y tiene diversos bivalvos y otros micromoluscos.

Los usos más acuciantes de este espacio se concentran en el acantilado costero y a la plataforma de Puntallana, y son escasos en el barranco de La Sabina donde tan sólo es destacable cierta actividad ganadera. No obstante, dicha actividad ocasiona importantes daños en la flora, con notorias afecciones a las poblaciones de tabaibas.

A Puntallana se accede por una pista objeto de un importantísimo tránsito rodado y peatonal, sobre todo durante las fiestas patronales de La Gomera, cuando multitud de peregrinos vivistan la ermita de La Virgen de Guadalupe. La ermita es un centro tradicional de reunión, cuya afluencia se ha incrementado notablemente a raíz de la construcción de una pista de acceso. Paralelamente, en los últimos años ha proliferado las chabolas en torno a la misma y la llegada de vehículos, cuyo daño se ha hecho notar devastadoramente. Prácticamente en toda la plataforma de Puntallana abundan los cúmulos de basura, de los que tampoco se libran los acantilados costeros que en la misma entrada del espacio, en la punta de Avalo, son objeto de vertidos de escombros y basuras.

Calidad

Espacio donde coinciden importantes valores naturales y una gran riqueza paisajística. Tanto el barranco costero como la plataforma de Puntallana, los acantilados costeros y los roques de Aluce, son elementos singulares de destacado interés científico. La flora del lugar cuenta con varios endemismos, algunos amenazados y protegidos - en el caso de la tabaiba gomera, el barranco de La Sabina alberga la mejor población de la isla -, que se reparten entre los hábitats halófilos, rupícolas y psamófilos. Este último es particularmente interesante por su composición florística y faunística, y por albergar una notoria riqueza fosilífera que los convierte en un enclave único y de excepcional valor.

Vulnerabilidad

Alto grado de amenaza. Vertedero, uso residencial, ganadería, celebraciones religiosas (fiestas populares tradicionales).

Designación

La reserva es por definición área de sensibilidad ecológica en toda su superficie, a efectos de lo indicado en la Ley 11/1990, de 13 de julio, de Prevención de Impacto Ecológico.

Tipos de Hábitat

Código	Descripción	Cobertura	Represent.	Sup.Rel.	Conserv.	V.Global
2110	Dunas móviles con vegetación embrionaria	1,00	C	C	C	C
5330	Todos los tipos	10,00	B	C	B	B
8320	Campos de lava y excavaciones naturales	1,00	B	C	B	B
9565	Bosques mediterráneos endémicos de Juniperus spp.	1,00	C	C	C	C

Plantas

An.II	Cod.Tax.	Código	Nombre	Residen.	Pob.	Cons.	Aislam.	V.Glob.
		1704	Sideritis marmorea	>1000	A	B	A	B

Nombre	Majona
Código	ES7020030
Tipo	E
Región Biogeográfica	Macaronesia

Área	1.991,00	Cumplimentación	199602
Perímetro		Actualización	199910
Latitud	N 28° 8' 20 "	Propuesta LIC	199910
Longitud	W 17° 9' 25 "	Designación LIC	
Altitud	,00 / 1.075,00	Propuesta ZEPa	
Altitud Media	554,00	Propuesta ZEC	

Características

El parque natural de Majona es una de las áreas naturales agrestes de La Gomera. Ocupa un sector al noreste de la isla, de orografía accidentada e incidido por dos grandes barrancos, el de Majona y el de Juel (el primero incluye la ramificación del barranco del Galión). Ambos barrancos descienden desde los altos de Enchereda, dejando entre sí interfluvios prominentes sobre materiales basálticos antiguos.

El gradiente entre el nivel del mar y los más de 1.100 m de altura que abarca este espacio determinan la presencia de gran variedad de hábitats en su interior, con cardonales y tabaibales en la banda xérica de la costa y medianías, un fayal-brezal en buen estado en las zonas altas y vestigios de laurisilva en los fondos de barranco. Buena parte de las medianías están ocupadas por pinares de repoblación (*Pinus canariensis*, *P. radiata* y *P. halepensis*) y por sabinas y acebuches dispersos. La flora encuentra entre esta amalgama de hábitats una excelente representación, con especies amenazadas como cardoncillos (*Ceropegia dichotoma kranzii*), beas (*Aeonium gomerense*) y tabaibas (*Euphorbia bravoana*).

Las cumbres de este espacio conforman una localidad clásica de la bella mariposa trópico-africana *Danus chrysippus*. Se trata de una especie de gran tamaño -hasta 7 cm de envergadura-, cuyas orugas se alimentan de asclepias, y que se conoce popularmente como "monarca africana" o "danaida dorada".

El área protegida abarca algunos caseríos aislados, como las casas de Taguluhe y Enchereda, ambos con un contadísimo número de habitantes que se dedican preferentemente a actividades agrícolas de autoconsumo complementadas con prácticas ganaderas. La cabecera de los barrancos está recorrida por una pista que parte de la carretera que viene de San Sebastián y que llega hasta Taguluhe, al norte del parque natural. El barranco Majona fue un lugar de enterramiento donde se encontró un importante yacimiento sepulcral -hoy desmantelado por su descubridor-. con un elevado número de individuos.

Calidad

Majona constituye un paisaje representativo de abrupta orografía, donde la erosión ha labrado unidades de grandes barrancos y acantilados de notable interés geomorfológico. La masa forestal en la cabecera de dichos barrancos ejerce un papel importante en la protección de suelos y recarga de acuíferos, además de albergar un interés científico adicional al contar con diversos endemismos y especies amenazadas como el cardoncillo (*Ceropegia dichotoma kranzii*) y beas (*Aeonium gomerense*) y con una variada muestra de hábitats.

Vulnerabilidad

Alta degradación. Presión agropecuaria.

Designación

El parque es por definición área de sensibilidad ecológica en toda su superficie, a efectos de lo indicado en la Ley 11/1990, de 13 de julio, de Prevención de Impacto Ecológico.

Tipos de Hábitat

Código	Descripción	Cobertura	Represent.	Sup.Rel.	Conserv.	V.Global
1250	Acantilados con vegetación de las costas macaronesianas (flora endémica de estas costas)	1,00	B	C	B	B
4050	Brezales secos macaronesianos endémicos	17,00	A	B	A	A
5330	Todos los tipos	1,00	B	C	B	B
6420	Prados mediterráneos de hierbas altas y juncos (Molinion-Holoschoenion)	1,00	C	B	C	B
7220	Manantiales petrificantes con formación de tuf (Cratoneurion)	1,00	C	B	C	B
8220	Subtipos silicícolas	1,00	A	C	A	A
8320	Campos de lava y excavaciones naturales	7,00	B	B	B	B
9363	Bosques de laureles macaronesianos (Laurus,Ocotea)	4,00	A	C	A	A
9370	Palmerales de Phoenix	1,00	B	C	B	B
9565	Bosques mediterráneos endémicos de Juniperus spp.	1,00	C	C	C	C

Plantas

An.II	Cod.Tax.	Código	Nombre	Residen.	Pob.	Cons.	Aislam.	V.Glob.
		1421	Trichomanes speciosum	P			A	
		1426	Woodwardia radicans	1000-10000	C	B	A	B
		1517	Aeonium gomeraense	300-500	A	A	A	A
		1518	Aeonium saundersii	2000-5000	A	A	A	A
		1559	Anagyris latifolia	P				
		1576	Euphorbia lambii	600-1000	A	A	A	A
		1610	Ferula latipinna	>550	A	A	A	A
		1828	Cheirolophus ghomerytus	11-50	B	C	A	C

Nombre	Barranco del Cabrito
Código	ES7020035
Tipo	B
Región Biogeográfica	Macaronesia

Área	1.135,00	Cumplimentación	199602
Perímetro		Actualización	199910
Latitud	N 28° 4' 53 "	Propuesta LIC	199910
Longitud	W 17° 9' 51 "	Designación LIC	
Altitud	,00 / 925,00	Propuesta ZEPa	
Altitud Media	408,00	Propuesta ZEC	

Características

El abrupto relieve del Cabrito configura una zona de barrancos típicos gomeros incidida en basaltos subcrecientes, donde la erosión continuada a lo largo de varios millones de años ha labrado una orografía intensamente accidentada con enormes diques transversales. Comprende en realidad dos barrancos, el de Juan Vera y el de La Guancha, separados entre sí por un interfluvio, donde se erigen espectaculares roques como los del Sombrero y el de Magro. Ambos roques son productos de una erosión diferencial sobre restos sálicos de viejas manifestaciones domáticas, llevada a cabo por los agentes modeladores del relieve. Resulta igualmente prominente el risco de la Amargura, de 260 m de altura, en la zona costera del monumento natural. Entre los abundantes escarpes dominan las plantas rupícolas, con cierta representación de cardonales aislados. En los piedemonte y fondos de barranco, la vegetación es de matorral con proliferación de balos (*Plocama pendula*), aulagas (*Launaea arborescens*) y tabaibas (*Euphorbia berthelotii*), entre otras especies xerófilas. En las laderas se aprecian algunas concentraciones de cardones (*Euphorbia canariensis*) y palmera (*Phoenix canariensis*); éstas son particularmente abundantes en la cabecera el barranco de Juan Vera, donde se concentran más de 2.000 ejemplares. La fauna vertebrada es fundamentalmente ornítica, con camineros, jilgueros, cernícalos, etc., y en los acantilados costeros se pueden observar pardelas (*Calonectris diomedea*) y, esporádicamente, águilas pescadoras (*Pandion haliaetus*). Las laderas de los barrancos contiene restos de antiguas parcelas de cultivo abandonadas, caracterizando uno de los hermosos paisajes abancalados que tanto abundan en esta isla. El ganado, sobre todo caprino, deambula por entre los bancales y en las vertientes más verticales, constituyendo el uso más relevante que soporta esta área. En la desembocadura del mismo barranco, en un sector fuera de los límites del espacio natural, se asienta el caserío del Cabrito junto a la playa del mismo nombre. Por otro lado, en la cabecera del barranco de Juan Vera se encuentran las poblaciones de Vegaipala y Jerduñe, parte de las cuales afectan al espacio protegido. Se componen sobre todo de casas antiguas de interesante arquitectura tradicional, donde habita menos de un centenar de personas.

Calidad

Los barrancos que configuran la cuenca del Cabrito constituyen un paisaje peculiar de gran tipismo, donde no faltan elementos singularizados destacados como las crestas y roques de interfluvios, así como el palmeral de sus laderas. En su conjunto, conforma una estructura geomorfológica profundamente desmantelada por la erosión. En las zonas de Vegaipala y Jerduñe, la presencia humana armoniza con el entorno sin desvirtuar un paisaje de tinte tradicional añadiendo al mismo elementos culturales de interés.

Vulnerabilidad

Baja vulnerabilidad. Cierta uso ganadero.

Designación

Todo el monumento es por definición área de sensibilidad ecológica a efectos de lo indicado en la Ley 11/1990, de 13 de julio, de Prevención de Impacto Ecológico.

Tipos de Hábitat

Código	Descripción	Cobertura	Represent.	Sup.Rel.	Conserv.	V.Global
5330	Todos los tipos	1,00	C	C	C	C
5335	Todos los tipos	1,00	B	C	B	B
8320	Campos de lava y excavaciones naturales	1,00	B	C	B	B
9370	Palmerales de Phoenix	2,00	C	B	C	B
9565	Bosques mediterráneos endémicos de Juniperus spp.	1,00	B	C	B	B

Plantas

An.II	Cod.Tax.	Código	Nombre	Residen.	Pob.	Cons.	Aislam.	V.Glob.
		1650	Limonium dendroides	P			A	

Nombre	Lomo del Carretón
Código	ES7020037
Tipo	E
Región Biogeográfica	Macaronesia

Área	259,00	Cumplimentación	199602
Perímetro		Actualización	199910
Latitud	N 28° 8' 34 "	Propuesta LIC	199910
Longitud	W 17° 19' 10 "	Designación LIC	
Altitud	425,00 / 975,00	Propuesta ZEPA	
Altitud Media	686,00	Propuesta ZEC	

Características

El lomo del Carretón constituye una faja acantilada de coladas horizontales, que discurre entre los 450 m y los 850 m de altura, desde las estribaciones del macizo de La Mérica, hasta cerca de Epina. Supuestamente, estos basaltos pertenecen a las coladas que rellenaron la gigantesca depresión que en otro tiempo ocupó el centro de La Gomera.

Entre los cortados escarpes sobresale una flora riquísima, con una gran concentración de endemismos (*Pimpinella junoniae*, *Sideritis nutans*, etc), donde no faltan especies amenazadas y protegidas como la tabaiba *Euphorbia lambii* y el cardoncillo (*Ceropegia ceratophora*). La vegetación más conspicua se compone de especies mayores como el barbuzano negro (*Apollonias barbujana ceballosi*), el marmulano (*Sideroxylon marmulano*) y el madroño (*Arbutus canariensis*), junto a pequeños pinares (*Pinus halepensis* y *P. radiata*), resultado de antiguas repoblaciones.

El carácter acantilado de este espacio determina que apenas haya usos en su interior. En su extremo meridional se encuentra la ermita del Monte Santo, a la cual se accede por un sendero en buen estado que parte desde Arure y recorre el acantilado. Cerca del límite inferior, próximo a la población de Taguluche, hay algunas construcciones y banales, y en las zonas de menor pendiente se practica algo de pastoreo. La abrupta orografía de este espacio no ha impedido que sea atravesado en varios lugares por senderos que asicenden desde Taguluche y Alojera.

Calidad

Franja de terreno acantilado de gran valor paisajístico que constituye el referente escénico de las poblaciones de Taguluche y Alojera, posee gran monumentalidad e interés geológico y geomorfológico. Su riqueza florística y el conformar una excelente muestra de hábitats rupícolas le confiere además valor científico añadido. Comprende también especies amenazadas y protegidas como *Euphorbia lambii* o *Ceropegia ceratophora*.

Vulnerabilidad

Bajo nivel de amenaza. Algo de pastoreo.

Designación

Todo el monumento es por definición área de sensibilidad ecológica a efectos de lo indicado en la Ley 11/1990, de 13 de julio, de Prevención de Impacto Ecológico. Además, este espacio forma parte de la zona periférica del parque nacional de Garajonay.

Tipos de Hábitat

Código	Descripción	Cobertura	Represent.	Sup.Rel.	Conserv.	V.Global
4050	Brezales secos macaronesianos endémicos	4,00	A	C	A	A
6420	Prados mediterráneos de hierbas altas y juncos (Molinion-Holoschoenion)	1,00	B	C	B	B
8220	Subtipos silicícolas	1,00	A	C	A	A
8320	Campos de lava y excavaciones naturales	2,00	A	C	A	A
9363	Bosques de laureles macaronesianos (Laurus, Ocotea)	3,00	B	C	B	B
9370	Palmerales de Phoenix	1,00	B	C	B	B
9565	Bosques mediterráneos endémicos de Juniperus spp.	1,00	C	C	C	C

Plantas

An.II	Cod.Tax.	Código	Nombre	Residen.	Pob.	Cons.	Aislam.	V.Glob.
		1518	Aeonium saundersii	11-50		B	A	B
		1576	Euphorbia lambii	500-1000	A	A	A	A

Nombre	Teselinde-Cabecera de Vallehermoso
Código	ES7020097
Tipo	E
Región Biogeográfica	Macaronesia

Área	2.211,00	Cumplimentación	199706
Perímetro		Actualización	199910
Latitud	N 28° 11' 0 "	Propuesta LIC	199910
Longitud	W 17° 17' 0 "	Designación LIC	
Altitud	,00 / 1.000,00	Propuesta ZEPA	
Altitud Media	514,00	Propuesta ZEC	

Características

Terreno abrupto que se eleva desde el nivel del mar hasta la meseta central de la isla, comprendiendo desde acantilados costeros y formaciones termófilas en laderas, hasta comunidades de monte verde.

Calidad

Este área alberga excelentes muestras de sabinars, así como buenas comunidades de monte verde y palmerales. Incluye poblaciones de dos especies prioritarias del Anexo II *Myrica rivas-martinezii* y *Sambucus palmensis*.

Vulnerabilidad

En la actualidad la presión antrópica es escasa por lo general: actividades agropecuarias en el ámbito de los asentamientos rurales.

Designación

Tipos de Hábitat

Código	Descripción	Cobertura	Represent.	Sup.Rel.	Conserv.	V.Global
1250	Acantilados con vegetación de las costas macaronesianas (flora endémica de estas costas)	1,00	B	C	B	B
4050	Brezales secos macaronesianos endémicos	12,00	A	C	A	A
5330	Todos los tipos	1,00	B	C	B	B
8320	Campos de lava y excavaciones naturales	1,00	A	C	A	A
9363	Bosques de laureles macaronesianos (Laurus, Ocotea)	4,00	B	C	B	B
9370	Palmerales de Phoenix	1,00	C	C	C	C
9550	Pinares macaronesianos (endémicos)	1,00	A	C	A	A
9565	Bosques mediterráneos endémicos de Juniperus spp.	11,00	B	A	B	A

Plantas

An.II	Cod.Tax.	Código	Nombre	Residen.	Pob.	Cons.	Aislam.	V.Glob.
Y		1421	Trichomanes speciosum	P			A	
Y		1426	Woodwardia radicans	3000-6000	B	B	A	B
Y		1435	Myrica rivas-martinezii	5	A	B	A	A
Y		1576	Euphorbia lambii	101-250	B	A	A	A
Y		1745	Sambucus palmensis	P				
Y		1828	Cheirolophus ghomerytus	P				

Nombre	Montaña del Cepo
Código	ES7020098
Tipo	E
Región Biogeográfica	Macaronesia

Área	997,00	Cumplimentación	199706
Perímetro		Actualización	199910
Latitud	N 28° 11' 30 "	Propuesta LIC	199910
Longitud	W 17° 12' 0 "	Designación LIC	
Altitud	,00 / 700,00	Propuesta ZEPA	
Altitud Media	318,00	Propuesta ZEC	

Características

Acanalados costeros, barrancos y montañas que configuran un área abrupta que alberga, entre otras comunidades interesantes, uno de los mejores sabinares de la isla.

Calidad

Contiene una magnífica representación de sabinar y las mejores poblaciones de la especie prioritaria *Cheirolophus ghomerythus*, así como de otras especies endémicas raras y/o amenazadas. Igualmente contiene unos palmerales de elevado valor paisajístico.

Vulnerabilidad

Actualmente existe en este área un vertedero y algunas actividades agropecuarias de escasa entidad.

Designación

Tipos de Hábitat

Código	Descripción	Cobertura	Represent.	Sup.Rel.	Conserv.	V.Global
1250	Acantilados con vegetación de las costas macaronesianas (flora endémica de estas costas)	1,00	B	B	B	B
4050	Brezales secos macaronesianos endémicos	1,00	C	C	C	C
5330	Todos los tipos	4,00	B	C	B	B
8320	Campos de lava y excavaciones naturales	3,00	B	C	B	B
92D0	Galerías ribereñas termomediterráneas (Nerio-Tamaricetea) y del sudoeste de la península ibérica (Securinegion tinctoriae)	1,00	C	C	C	C
9363	Bosques de laureles macaronesianos (Laurus,Ocotea)	1,00	C	C	C	C
9370	Palmerales de Phoenix	1,00	C	C	C	C
9565	Bosques mediterráneos endémicos de Juniperus spp.	11,00	B	B	B	B

Mamíferos

An.II	Cod.Tax.	Código	Nombre	Residen.	Reproduc.	Invern.	Migrat.	Pob.	Cons.	Aislam.	V.Glob.
Y		1308	Barbastella barbastellus	P						A	

Plantas

An.II	Cod.Tax.	Código	Nombre	Residen.	Pob.	Cons.	Aislam.	V.Glob.
		1610	Ferula latipinna	260-550	A	B	A	A
		1828	Cheirolophus ghomerytus	107-260	A	C	A	C

Nombre	Laderas de Enchereda
Código	ES7020101
Tipo	E
Región Biogeográfica	Macaronesia

Área	673,00	Cumplimentación	199706
Perímetro		Actualización	199910
Latitud	N 28° 8' 30 "	Propuesta LIC	199910
Longitud	W 17° 11' 0 "	Designación LIC	
Altitud	200,00 / 1.000,00	Propuesta ZEPA	
Altitud Media	478,00	Propuesta ZEC	

Características

Laderas de orientación NW del Macizo de Enchereda, donde se localizan arbustadas termófilas que alternan con brezales situados en cresterías y laderas superiores. Las laderas presentan importantes pendientes (medias y fuertes) que configuran un paisaje singular.

Calidad

El área alberga importantes sabinares, así como una buena representación de comunidades de monteverde. Localmente incluye palmerales. Además presenta en su ámbito importantes poblaciones de especies, tanto del Anexo II como de otros taxones endémicos, raros y/o amenazados.

Vulnerabilidad

Baja, debida a la escasa actividad agropecuaria y forestal.

Designación

Tipos de Hábitat

Código	Descripción	Cobertura	Represent.	Sup.Rel.	Conserv.	V.Global
4050	Brezales secos macaronesianos endémicos	15,00	A	C	A	A
6420	Prados mediterráneos de hierbas altas y juncos (Molinion-Holoschoenion)	1,00	A	C	A	A
7220	Manantiales petrificantes con formación de tuf (Cratoneurion)	1,00	A	C	A	A
8320	Campos de lava y excavaciones naturales	5,00	A	C	A	A
9363	Bosques de laureles macaronesianos (Laurus, Ocotea)	1,00	A	C	A	A
9370	Palmerales de Phoenix	1,00	C	C	C	C
9565	Bosques mediterráneos endémicos de Juniperus spp.	5,00	B	B	B	B

Aves

An.II	Cod.Tax.	Código	Nombre	Residen.	Reproduc.	Invern.	Migrat.	Pob.	Cons.	Aislam.	V.Glob.
Y		A422	Columba bollii								
Y		A423	Columba junoniae								

Plantas

An.II	Cod.Tax.	Código	Nombre	Residen.	Pob.	Cons.	Aislam.	V.Glob.
		1426	Woodwardia radicans	P				
		1517	Aeonium gomeraense	11-50	C	B	A	B
		1610	Ferula latipinna	50-100	B	B	A	B

Nombre	Valle Alto de Valle Gran Rey
Código	ES7020104
Tipo	E
Región Biogeográfica	Macaronesia

Área	640,00	Cumplimentación	199706
Perímetro		Actualización	199910
Latitud	N 28° 6' 0 "	Propuesta LIC	199910
Longitud	W 17° 18' 0 "	Designación LIC	
Altitud	175,00 / 900,00	Propuesta ZEPA	
Altitud Media	648,00	Propuesta ZEC	

Características

Gran cuenca del suroeste de la isla constituida por los barrancos de Arure y del Agua, donde se encuentran los manantiales más importantes de la isla. Los palmerales del cauce y laderas de media pendiente son de los mejores de la isla. Los riscos están tapizados por una interesante vegetación rupícola y , en algunos puntos por saucedas y comunidades termófilas.

Calidad

.

Vulnerabilidad

Media-baja, en relación con las actividades vinculadas a los asentamientos rurales existentes.

Designación

.

Tipos de Hábitat

Código	Descripción	Cobertura	Represent.	Sup.Rel.	Conserv.	V.Global
4050	Brezales secos macaronesianos endémicos	1,00	C	C	C	C
5330	Todos los tipos	1,00	B	C	B	B
5335	Todos los tipos	1,00	C	C	C	C
9370	Palmerales de Phoenix	6,00	C	B	C	B

Plantas

An.II	Cod.Tax.	Código	Nombre	Residen.	Pob.	Cons.	Aislam.	V.Glob.
		1518	Aeonium saundersii	110-300	C	B	A	B

Nombre	Barranco del Águila
Código	ES7020105
Tipo	E
Región Biogeográfica	Macaronesia

Área	182,00	Cumplimentación	199706
Perímetro		Actualización	199910
Latitud	N 28° 8' 0 "	Propuesta LIC	199910
Longitud	W 17° 7' 30 "	Designación LIC	
Altitud	,00 / 600,00	Propuesta ZEPA	
Altitud Media	,00	Propuesta ZEC	

Características

Cuenca situada en la región oriental de La Gomera, con notables palmerales.

Calidad

Alberga una buena muestra de palmeral, así como poblaciones de varias especies vegetales endémicas.

Vulnerabilidad

Baja, debida a la escasa actividad agropecuaria existente en la zona.

Designación

Tipos de Hábitat

Código	Descripción	Cobertura	Represent.	Sup.Rel.	Conserv.	V.Global
5330	Todos los tipos	6,00	B	C	B	B
8320	Campos de lava y excavaciones naturales	1,00	B	C	B	B
9370	Palmerales de Phoenix	3,00	B	C	B	B

Nombre	Cabecera Barranco de Aguajilva
Código	ES7020106
Tipo	E
Región Biogeográfica	Macaronesia

Área	126,00	Cumplimentación	199706
Perímetro		Actualización	199910
Latitud	N 28° 7' 0 "	Propuesta LIC	199910
Longitud	W 17° 17' 11 "	Designación LIC	
Altitud	300,00 / 700,00	Propuesta ZEPA	
Altitud Media	512,00	Propuesta ZEC	

Características

Cuenca de abruptas laderas excavadas en basaltos antiguos en cuyo cauce subsisten notables palmerales y saucedas.

Calidad

Alberga una buena muestra de palmeral. Asimismo destacan varias comunidades de monteverde, especialmente saucedas y fayal-brezal. Contiene poblaciones de *Aeonium gomerense* y de otros taxones vegetales endémicos raro y/o amenazados.

Vulnerabilidad

Baja debido a la escasa actividad agropecuaria y forestal que actualmente se desarrolla en esta zona.

Designación

.

Tipos de Hábitat

Código	Descripción	Cobertura	Represent.	Sup.Rel.	Conserv.	V.Global
4050	Brezales secos macaronesianos endémicos	1,00	A	C	A	A
5330	Todos los tipos	11,00	B	C	B	B
6420	Prados mediterráneos de hierbas altas y juncos (Molinion-Holoschoenion)	1,00	C	B	C	B
7220	Manantiales petrificantes con formación de tuf (Cratoneurion)	1,00	C	C	C	C
8320	Campos de lava y excavaciones naturales	4,00	B	C	B	B
9363	Bosques de laureles macaronesianos (Laurus,Ocotea)	1,00	B	C	B	B
9370	Palmerales de Phoenix	3,00	B	C	B	B

Plantas

An.II	Cod.Tax.	Código	Nombre	Residen.	Pob.	Cons.	Aislam.	V.Glob.
		1517	Aeonium gomeraense	P				
		1518	Aeonium saundersii	101-250	C	B	A	B
		1576	Euphorbia lambii	200-500	B	B	A	B

Nombre	Taguluche
Código	ES7020108
Tipo	E
Región Biogeográfica	Macaronesia

Área	138,00	Cumplimentación	199706
Perímetro		Actualización	199910
Latitud	N 28° 8' 35 "	Propuesta LIC	199910
Longitud	W 17° 19' 55 "	Designación LIC	
Altitud	75,00 / 775,00	Propuesta ZEPA	
Altitud Media	388,00	Propuesta ZEC	

Características

Valle encajado con orientación W, flanqueado por importantes escarpes rocosos de naturaleza basáltica. Predominan matorrales, termófilos y crasicaules, que alternan con áreas de cultivo en los cauces y sus proximidades se desarrollan importantes palmerales.

Calidad

Alberga un excelente palmeral de alto valor paisajístico.

Vulnerabilidad

Baja o media, debido a las actividades antrópicas que se desarrollan en la zona, si bien éstas intervienen en la conservación de los palmerales.

Designación

.

Tipos de Hábitat

Código	Descripción	Cobertura	Represent.	Sup.Rel.	Conserv.	V.Global
9370	Palmerales de Phoenix	7,00	C	C	C	C

Nombre	Risco de la Mérica
Código	ES7020127
Tipo	B
Región Biogeográfica	Macaronesia

Área	38,60	Cumplimentación	200005
Perímetro		Actualización	200005
Latitud	N 28° 6' 8 "	Propuesta LIC	200005
Longitud	W 17° 20' 35 "	Designación LIC	
Altitud	50,00 / 650,00	Propuesta ZEPa	
Altitud Media	337,00	Propuesta ZEC	

Características

La zona de Quebracanillas se corresponde con un piedemonte formado por los derrubios que han caído del propio Risco de la Mérica. Este acantilado está formado por basaltos subrecientes de disposición horizontal en su parte alta y basaltos antiguos en la parte inferior. Estas acumulaciones de derrubios, aún funcionales, están compuestas por rocas angulares de gran tamaño junto con sedimentos derivados de la erosión de la pared vertical. La pendiente de la zona es de aproximadamente 45°. La vegetación está caracterizada por la presencia de matorral xerófilo propio de las zonas bajas de la isla. Los balos (*Plocama pendula*), el Cerrillo (*Hyparrhenia hirta*) y la Dama (*Schyzogyne sericea*) son las especies vegetales más abundantes. Veta La Fuente es un andén que está situado en el propio Risco de La Mérica a unos 250 m.sn.m. y colindante con la zona anterior. Este andén abarca, en longitud, casi la totalidad de la pared y presenta un ancho máximo de 3-4 m. El sustrato está formado por materiales finos (arenas) depositados por acción de la erosión en donde la vegetación alcanza una cobertura destacable, sobre todo en aquellos puntos en donde existe una mayor humedad edáfica.

Calidad

Constituye la única localidad en la distribución de la subespecie en la Gomera

Vulnerabilidad

Vulnerabilidad media. Depredadores y herbívoros introducidos.

Designación

Aves

An.II	Cod.Tax.	Código	Nombre	Residen.	Reproduc.	Invern.	Migrat.	Pob.	Cons.	Aislam.	V.Glob.
Y		A103	Falco peregrinus	P							
Y		A452	Bucanetes githagineus	P							

Anfibios y Reptiles

An.II	Cod.Tax.	Código	Nombre	Residen.	Reproduc.	Invern.	Migrat.	Pob.	Cons.	Aislam.	V.Glob.
Y		1242	Gallotia simonyi	p							

Nombre	Garajonay
Código	ES0000044
Tipo	C
Región Biogeográfica	Macaronesia

Área	3.626,00	Cumplimentación	199811
Perímetro		Actualización	199910
Latitud	N 28° 7' 13 "	Propuesta LIC	199910
Longitud	W 17° 15' 0 "	Designación LIC	
Altitud	660,00 / 1.487,00	Propuesta ZEPa	198801
Altitud Media	1.070,00	Propuesta ZEC	

Características

Localización Geográfica.

El Parque Nacional de Garajonay se encuentra ubicado en la zona central de La Gomera. Tiene una extensión aproximada de 4.000 ha, que representan casi un 11% de la superficie total de la isla, la altura máxima se localiza en el Alto de Garajonay con 1.487 m.

Climatología.

Las condiciones climáticas reinantes en el P.N. de Garajonay dependen de la presencia, espesor y altura de la base de los estratocúmulos, estos varían según la estación del año. Durante los meses de verano tanto el grosor como altura presentan sus valores mínimos 100 y 800 m respectivamente, alcanzando en el invierno los máximos (400 de espesor y 1.000 de altura).

Dada la altitud de la isla, el mar de nubes que se forma como consecuencia de los vientos alisios del NE afecta directamente al Parque Nacional, originando que la humedad del aire sea elevada, con valores de hasta el 90%. Las temperaturas diurnas oscilan ligeramente y la insolación y evaporación inciden en pequeña magnitud sobre el suelo y la vegetación.

En los meses de verano, cuando el archipiélago ocasionalmente se ve afectado por vientos saharianos, las condiciones climáticas varían sensiblemente, no superando la humedad el 40%, la temperatura se eleva extraordinariamente y la visibilidad se reduce a consecuencia de la calima.

Las temperaturas medias anuales oscilan están entre los 12 y 14 EC, no obstante, fluctúan a lo largo del año, alcanzándose la media de las máximas en los meses de julio a septiembre con valores que van desde 25 EC a 27 EC, y la media de las mínimas oscila entre los 5 y 6 EC que se registran de diciembre a abril.

En general, las lluvias en el Parque son abundantes, pero en su mayor parte son en forma de lloviznas, rocío y precipitación de niebla, la precipitaciones medias anuales están entre los 600 y los 800 mm.

Geomorfología.

La ausencia de actividad volcánica reciente en la isla de La Gomera, ha determinado que los procesos erosivos hayan tenido una continuidad a lo largo del tiempo, tal hecho ha configurado el paisaje actual de La Gomera, con profundos barrancos en disposición radial cuyas cabeceras culminan casi en la cúpula central. En esta zona con relieve menos acentuado se ubica el Parque Nacional, con una altitud máxima en el Alto de Garajonay (1487 m), los fenómenos erosivos que afectan al resto de la isla se ven aquí dificultados por la presencia del bosque de lauráceas.

Desde el punto de vista geológico la mayor parte del Parque se encuentra dentro del área de la Serie horizontal, compuesta fundamentalmente por basaltos, traquibasaltos y rocas sálicas.

El parque nacional de Garajonay es el más conocido de los espacios protegidos de La Gomera. Se sitúa en lo alto de la meseta central de la isla, abarcando también la cabecera de multitud de barrancos. Mayormente, se desarrolla sobre basaltos horizontales que en el Plioceno medio rellenaron una antigua caldera en el centro de la isla, cuyas paredes formadas por basaltos antiguos afloran en el sector oriental. Estos materiales están incididos en diferentes lugares por emisiones sálicas posteriores, cuya mejor representación está en el roque Cherelepín -de naturaleza fonolítica- y las formaciones de Ojila, La Zarcita y el roque de Agando. Este último es límite entre el parque nacional y la reserva integral de Benchijigua.

La naturaleza de Garajonay está dominada por la laurisilva, encontrándose aquí la mejor muestra viviente de dicho bosque relicto del Terciario. Sin embargo, en el ámbito del parque también aparecen otros hábitats, sobre todo rupícolas, acuícolas y también bosques de coníferas introducidas. Garajonay es en La Gomera un centro de biodiversidad de primer orden, donde los vegetales cuentan con líquenes, musgos (más de 160 especies entre musgos y hepáticas), helechos (27 especies) y multitud de plantas vasculares (más de 400 especies); mientras que los animales son más de 1.600 invertebrados y 38 especies de vertebrados.

Muchas de estas especies (varios centenares) son endémicas, algunas exclusivas de Garajonay. Tampoco faltan elementos amenazados como dos especies de helechos: la doradilla (*Ceterach aureum*) y la helechilla (*Trichomanes speciosum*), una forma endémica de naranjo salvaje -especie arbórea de laurisilva (*Ilex perazo lopezlilloi*)-, y medio docena de especies más.

Los usos dentro del parque son escasos, posiblemente debido a que éste es en su totalidad de propiedad pública (municipal). En el extrarradio, en la zona delimitada como preparque, sí se localiza una actividad mayor debido en parte a la presencia de algunos caseríos (El Cedro, Los Aceviños, etc.) y a la práctica de actividades tradicionales.

En los límites de Garajonay perduran restos de obras hidráulicas más o menos antiguas -como viejos molinos de agua-, junto a otras más modernas del tipo de canalizaciones y depósitos de agua. No hay que olvidar que por el barranco del Cedro discurre uno de los mayores caudales de agua de la isla (el segundo en importancia, después de Guadá en Valle Gran Rey). Asociados al uso educativo, recreativo y conservación hay construcciones como el refugio de las Paredes y La Casa del Cedro, de uso excursionista, una caseta de vigilancia en lo alto de Garajonay, las áreas recreativas de Las Cuadernas, Raso de la Bruma, Meriga, Las Creces, Cañada de Jorge y, sobre todo por ser la de mayor importancia, la de la Laguna Grande. En el barranco de Meriga hay un vivero de plantas que sirve de apoyo a las actividades de rescate genético de flora amenazada que se desarrollan en el parque.

Calidad

Entre los valores que motivaron la creación del Parque Nacional de Garajonay destaca -sin duda- su valor botánico. Actualmente en este enclave pervive la mejor representación del bosque de laurisilva que existe en las Islas Canarias.

Las especies que constituyen esta formación vegetal varían según su localización, pudiéndose distinguir básicamente tres tipos de situaciones: fondos de barrancos, laderas de barrancos y cresterías.

En los fondos de barrancos con condiciones de humedad elevada, mayor sustrato y en los que a menudo el agua discurre durante todo el año, se sitúan las especies arbóreas más nobles del monte verde, como son viñatigos (*Persea indica*), tiles (*Ocotea foetens*) y laureles (*Laurus azorica*); el sotobosque se caracteriza por un gran número de pequeños arbustos y helechos entre los que cabe citar *Hypericum inodorum*, *Viburnum tinus*, *Urtica morifolia*, *Diplazium caudatum*, *Athyrium filix-femina*, *Pteris incompleta* y *Woodwardia radicans*; las herbáceas aunque dispersas dentro del bosque también tienen importancia y entre ellas destacan *Brachypodium*, *Geranium*, *Galium*, *Viola*, *Pericallis* etc. A medida que nos vamos alejando del cauce del barranco y nos introducimos en la ladera, las especies arbóreas antes reseñadas se van sustituyendo por otras menos exigentes como acebiños (*Ilex canariensis*), fayas (*Myrica faya*), y brezos (*Erica arborea*); ya en las crestas en general muy venteadas, únicamente el brezo es capaz de soportar la extrema sequedad del medio. Además de lo descrito anteriormente, se pueden dar gran cantidad de situaciones intermedias o particulares con un conjunto de especies muy variado, así, en las laderas meridionales del Parque, con condiciones orográficas y ecológicas determinadas (topografía accidentada, escasa humedad y desarrollo del suelo, etc.) encontramos formaciones singulares compuestas por mocanes (*Visnea mocanera*), barbusanos (*Apollonia barbujana*) y palos blancos (*Picconia excelsa*), o comunidades rupícolas de gran desarrollo.

1.5.- Descripción faunística. Comunidades de vertebrados.

La fauna del Parque Nacional, tanto a nivel de invertebrados como de vertebrados, es de la más rica y diversa de las que existen en el archipiélago. Entre los vertebrados, destacan las aves con alrededor de 28 especies que se distribuyen por la mayor parte del Parque, de especial interés por estar íntimamente ligadas a las formaciones de laurisilva son el gavilán (*Accipiter nisus granti*), la gallinuela (*Scolopax rusticola*), la paloma rabiche (*Columba junoniae*), la paloma turqué (*Columba bollii*), el reyezuelo (*Regulus regulus teneriffae*), y el pinzón vulgar (*Fringilla coelebs tintillon*), también señalar la abundancia de otras tres especies, mirlo (*Turdus merula cabrerae*), mosquitero común (*Phylloscopus collybita canariensis*) y herrerillo común (*Parus caeruleus teneriffae*), que aunque no son exclusivas de este medio sí alcanzan dentro del Parque las mayores densidades de la isla. Otras especies de aves que habitan en Garajonay son el ratonero común (*Buteo buteo insularum*), el cernícalo vulgar (*Falco tinnunculus canariensis*), el búho chico (*Asio otus canariensis*), la perdiz moruna (*Alectoris barbara koenigi*), la paloma bravía (*Columba livia canariensis*), la abubilla (*Upupa epops*), el vencejo unicolor (*Apus unicolor*), la alpispa (*Motacilla cinerea canariensis*), el bisbita caminero (*Anthus berthelotii berthelotii*), las currucas capirotada, cabecinegra y tomillera (*Sylvia atricapilla obscura*, *S. melanocephala leucogastra* y *S. conspicillata orbitalis*), el petirojo (*Erithacus rubecula microrhynchus*), el canario (*Serinus canaria*) y el cuervo (*Corvus corax tingitanus*). Los mamíferos tienen escasa representación, no obstante mencionar la presencia de dos especies de murciélagos *Pipistrellus maderensis* y *Tadarida teniotis* y de varias especies introducidas entre las que cabe citar al conejo (*Oryctolagus cuniculus*), el ratón casero (*Mus musculus*), la rata campestre (*Rattus rattus*) y el gato cimarrón (*Felis catus*). En zonas marginales del Parque o en aquellas en las que de alguna forma ha desaparecido el bosque se pueden encontrar dos especies de reptiles, el lagarto (*Gallotia galloti gomerae*) y la lisa (scincido) (*Chalcides viridanus coeruleopunctatus*).

Declarado en razón de su singularidad y diversidad biológica y por importancia de su bosque de laurisilva. Su estratégica localización influye para que juegue un papel preponderante en la recarga hidrológica de la isla y la protección de los suelos. Su alta biodiversidad le permite contar con un valor de conservación adicional, debido también a la presencia de especies amenazadas, endémicas de la isla y a veces exclusivas del territorio protegido. Para determinadas especies, como las palomas de la laurisilva (*Columba bollii* y *Columba junoniae*) o la chocha perdiz (*Scolopax rusticola*), Garajonay mantiene las mejores poblaciones de la isla y, en el segundo caso, de Canarias. Finalmente, también bajo la óptica paisajística de disponer de escenarios naturales y formaciones geomorfológicas singulares, el parque adquiere un peso significativo, la UNESCO incluyó Garajonay en la lista de bienes naturales del patrimonio de la humanidad.

Vulnerabilidad

La caza furtiva, especialmente de palomas (*C. bollii* y *C. junoniae*), el uso indebido del monte y ocasionalmente los incendios forestales son los principales problemas que afectan al parque.

Existe un riesgo relativo: incendios y exceso de uso público.

Designación

El parque es por definición área de sensibilidad ecológica en toda su superficie, a efectos de lo indicado en la Ley 11/1990, de 13 de julio, de Prevención de Impacto Ecológico. Además, tiene la consideración de zona de especial protección para las aves según lo establecido en la Directiva 79/409/CEE relativa a la Conservación de Aves Silvestres. Dentro del parque se encuentran los siguientes montes de utilidad pública: nº 30 "Monte Hueco", nº 31 "Monte de Alajero", nº 32 "Monte de Aure", nº 33 "Monte de Hermigua", nº 34 "Monte de San Sebastián" y nº 36 "Geliva y Chipude".

Esta ZEPA ha sido propuesta como LIC con el código (no válido ya) ES7020027.

Tipos de Hábitat

Código	Descripción	Cobertura	Represent.	Sup.Rel.	Conserv.	V.Global
4050	Brezales secos macaronesianos endémicos	25,00	A	B	A	A
8220	Subtipos silicícolas	1,00	A	C	A	A
8320	Campos de lava y excavaciones naturales	3,00	A	C	A	A
9363	Bosques de laureles macaronesianos (Laurus,Ocotea)	48,00	A	A	A	A
9370	Palmerales de Phoenix	1,00	B	C	B	B
9550	Pinares macaronesianos (endémicos)	1,00	C	C	C	C
9565	Bosques mediterráneos endémicos de Juniperus spp.	1,00	B	C	B	B

Mamíferos

An.II	Cod.Tax.	Código	Nombre	Residen.	Reproduc.	Invern.	Migrat.	Pob.	Cons.	Aislam.	V.Glob.
Y		1308	Barbastella barbastellus	p							

Aves

An.II	Cod.Tax.	Código	Nombre	Residen.	Reproduc.	Invern.	Migrat.	Pob.	Cons.	Aislam.	V.Glob.
		A155	Scolopax rusticola	p							
Y		A401	Accipiter nisus granti	p							
Y		A422	Columba bollii	1p							
Y		A423	Columba junoniae	10p							

Plantas

An.II	Cod.Tax.	Código	Nombre	Residen.	Pob.	Cons.	Aislam.	V.Glob.
Y		1421	Trichomanes speciosum	p			A	
Y		1426	Woodwardia radicans	5000	B	B	A	B
Y		1435	Myrica rivas-martinezii	p				
Y		1517	Aeonium gomeraense	850-1000	A	A	A	A
Y		1518	Aeonium saundersii	p				
Y		1576	Euphorbia lambii	1000-2000	A	A	A	A
Y		1596	Cistus chinamadensis	p				
Y		1745	Sambucus palmensis	209	A	A	A	A

Nombre	Acantilados de Alajeró
Código	ES0000105
Tipo	D
Región Biogeográfica	Macaronesia

Área	282,00	Cumplimentación	199706
Perímetro		Actualización	199903
Latitud	N 28 ° 3 ' 0 "	Propuesta LIC	
Longitud	W 17 ° 18 ' 0 "	Designación LIC	
Altitud	,00 / 320,00	Propuesta ZEPA	198910
Altitud Medi.	160,00	Propuesta ZEC	

Características

Los acantilados de Alajeró situados en la costa meridional de La Gomera, entre Cañla Cantera y Playa de Santiago, son acantilados marinos que superan en ocasiones los 200 m de desnivel. La climatología de la zona es poco conocida, no obstante la extrema sequedad del medio y la escasa vegetación existente demuestran que las precipitaciones se reducen a unas pocas lluvias anuales. La costa meridional de La Gomera corresponde en su mayoría al 2º ciclo volcánico, caracterizado por emisiones de coladas y piroclastos basálticos. Las principales especies vegetales que se asientan sobre este enclave son: la tabaiba (*Euphorbia berthelotii*), el balo (*Plocama pendula*), y ocasionalmente algunos cardones (*Euphorbia canariensis*).

Calidad

Es de especial importancia el grupo de las aves, destacar la presencia de *Bulweria bulwerii*, *Calonectris diomedea borealis*, *Puffinus assimilis baroli*, *Hydrobates pelagicus*, *Pandion haliaetus* y *Bucanetes githagineus*. Los reptiles cuentan con un lacertido (*Gallotia galloti gomerae*) y un gekonido (*Tarentola gomerensis*).

Vulnerabilidad

La actual construcción de un aeropuerto en una localidad próxima al acantilado podría afectar a las comunidades de aves.

Designación

Tipos de Hábitat

Código	Descripción	Cobertura	Represent.	Sup.Rel.	Conserv.	V.Global
5330	Todos los tipos	4,00	C	C	C	C

Aves

An.II	Cod.Tax.	Código	Nombre	Residen.	Reproduc.	Invern.	Migrat.	Pob.	Cons.	Aislam.	V.Glob.
Y		A010	Calonectris diomedea	p							
Y		A014	Hydrobates pelagicus	p							
Y		A094	Pandion haliaetus	p							
Y		A103	Falco peregrinus	p							
Y		A193	Sterna hirundo	p							
Y		A387	Bulweria bulwerii	p							
Y		A388	Puffinus assimilis	p							
Y		A452	Bucanetes githagineus	p							

Nombre	Los Órganos
Código	ES0000108
Tipo	C
Región Biogeográfica	Macaronesia

Área	159,00	Cumplimentación	199706
Perímetro		Actualización	199910
Latitud	N 28° 13' 0 "	Propuesta LIC	199910
Longitud	W 17° 16' 0 "	Designación LIC	
Altitud	,00 / 595,00	Propuesta ZEPA	198910
Altitud Media	297,00	Propuesta ZEC	

Características

Se trata de un acantilado costero situado en el norte de la isla de La Gomera, afectado por los alisios húmedos del NE, lo que determina un clima templado, suavizado por el mar, y con precipitaciones escasas.

Está constituido por una serie de pequeños barrancos poco profundos que desembocan en la formación acantilada de Los Órganos, pitón fonolítico parcialmente desmantelado por la erosión marina. Incluye los terrenos más antiguos de la isla, correspondientes a series submarinas y rocas plutónicas de unos 20 millones de años de antigüedad.

La vegetación está representada por comunidades típicamente costeras, con plantas de apetencias halófilas como la lechuga de mar (*Astydamia latifolia*), junto a plantas halorresistentes como *Euphorbia aphylla*, *E. balsamifera*, *Schizogyne sericea*, *Plocama pendula*, y endemismos poco comunes como *Cheirolophus ghomerytus* y *Limonium brassicifolium*. En las cotas más elevadas aparecen formaciones de sabinas (*Juniperus turbinata*), acompañadas de especies como *Aeonium subplanum*, *Brachypodium arbuscula*, *Carlina salicifolia*, etc.

La fauna está representada básicamente por las aves, siendo especialmente destacable la presencia de varias parejas de charrán común (*Sterna hirundo*), constituyendo el enclave más importante de la isla, así como un nido, esporádicamente utilizado, de águila pescadora (*Pandion haliaetus*). También hay que destacar la presencia de dos reptiles: el lagarto *Gallotia galloti gomerae* y el gekónido *Tarentola gomerensis*.

Este espacio ocupa un sector de la costa norte de La Gomera, formado por materiales muy antiguos perteneciente al complejo basal del archipiélago. Se trata de rocas plutónicas y materiales emitidos bajo el nivel del mar, que se encuentran intruidos por numerosos diques. Como resultado de esta gran antigüedad, la erosión ha provocado un importante desmantelamiento del relieve que, por otra parte, ha sido la causa del afloramiento en el acantilado costero espectacular pitón, de perfecta disjunción columnar de Los Órganos. Esta manifestación sálica (traquítica) atravesó el complejo basal, aunque aún conserva restos de dichos materiales en su parte superior.

En el biota marino resulta destacable la presencia en un lugar concreto de la costa de un nido de águila pescadora, que es utilizado esporádicamente por dicha especie, y la existencia de varias parejas de charranes (*Sterna hirundo*). Los terrenos sobre el acantilado costero se componen de bancales y pastizales, entre los que hay algunas sabinas y plantaciones de pino carrasco.

Esta zona es muy poco visitada por lo que apenas registra usos destacados, a no ser la actividad ganadera. Cerca de su límite sur, próximo al área protegida, se encuentra el caserío de Chigueré, de economía marginal y tradicionalmente ganadera.

Calidad

Las aves son especialmente importantes, varias parejas de Charrán común (*Sterna hirundo*) utilizan un pequeño roque costero para criar, siendo éste el enclave más importante de toda la isla, existe además un nido de Águila pescadora (*Pandion haliaetus*) que es usado esporádicamente. Entre los lacertidos mencionar al *Gallotia caesaris* y de los gekónidos al *Tarentola gomerensis*.

En este espacio aflora una de las zonas más antiguas de la isla, el primitivo complejo basal sobre el cual se construyó todo el edificio subaéreo. Se trata pues de un punto de gran interés geológico por su singularidad e importancia científica. Sobresale además el elemento natural de los acantilados de Los Órganos, de gran belleza paisajística, que constituye para la isla una estampa clásica de este sector costero.

Vulnerabilidad

La posible instalación de un basurero municipal en las inmediaciones de este paraje natural, podría afectar sensiblemente a las comunidades que habitan en el lugar. Espacio no vulnerable por su poca accesibilidad. Alguna actividad ganadera.

Designación

Todo el monumento es por definición área de sensibilidad ecológica a efectos de lo indicado en la Ley 11/1990, de 13 de julio, de Prevención de Impacto Ecológico. Además, ha sido declarado zona de especial protección para las aves (ZEPA), según lo

establecido en la Directiva 79/409/CEE relativa a la Conservación de las Aves Silvestres.
Esta ZEPA ha sido propuesta como LIC con el código (no válido ya) ES7020031.

Tipos de Hábitat

Código	Descripción	Cobertura	Represent.	Sup.Rel.	Conserv.	V.Global
1250	Acantilados con vegetación de las costas macaronesianas (flora endémica de estas costas)	1,00	B	C	B	B
4050	Brezales secos macaronesianos endémicos	1,00	C	C	C	C
5330	Todos los tipos	9,00	B	C	B	B
9565	Bosques mediterráneos endémicos de Juniperus spp.	37,00	A	B	A	A

Aves

An.II	Cod.Tax.	Código	Nombre	Residen.	Reproduc.	Invern.	Migrat.	Pob.	Cons.	Aislam.	V.Glob.
Y		A010	Calonectris diomedea	p							
Y		A094	Pandion haliaetus	p							
Y		A103	Falco peregrinus	p							
Y		A193	Sterna hirundo	p							
Y		A388	Puffinus assimilis	p							

Plantas

An.II	Cod.Tax.	Código	Nombre	Residen.	Pob.	Cons.	Aislam.	V.Glob.	
Y		1828	Cheirolophus ghomerytus						p

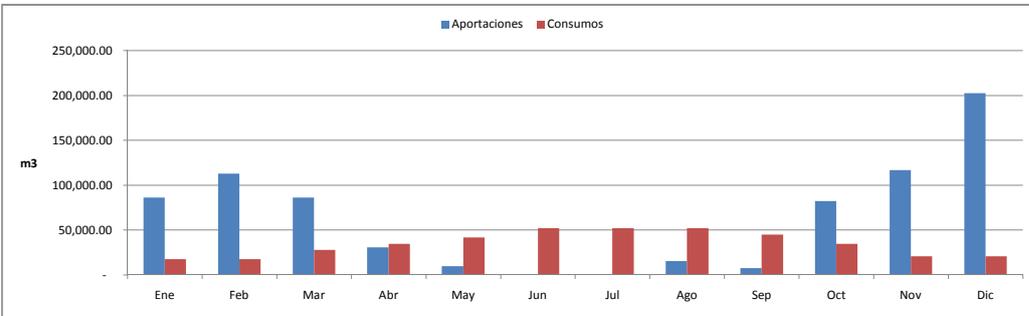
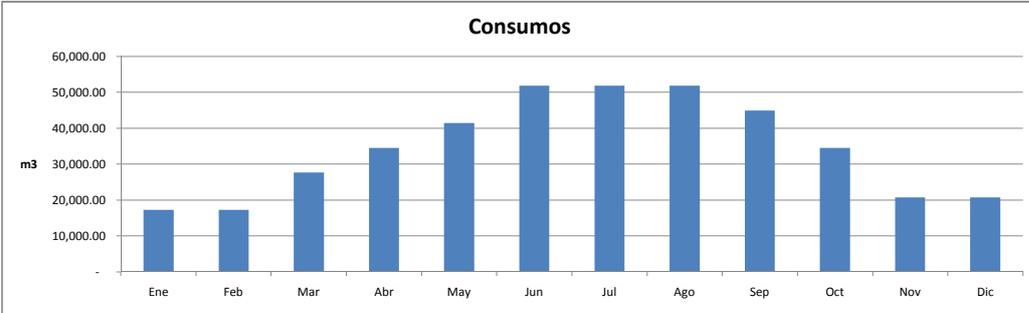
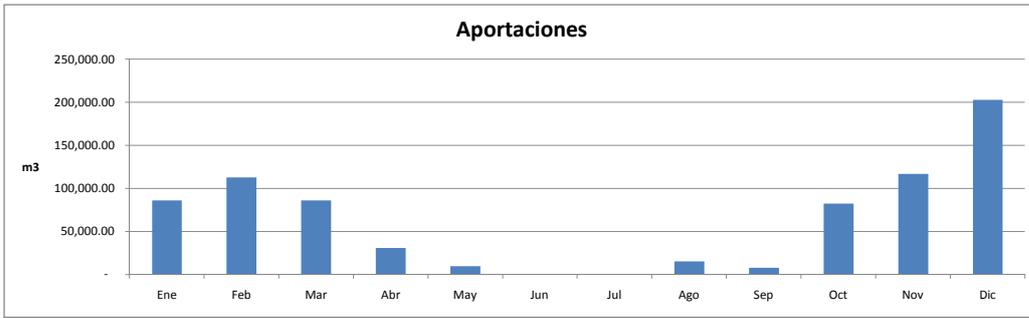
Anexo III. Simulación y Dimensionamiento del Sistema.

Cobertura del 90% con Fuentes de Energía Renovables.

Características técnicas

Año horizonte		2020	2030
Demanda			
Demanda eléctrica	(Gwh _e)	105.31	130.87
Punta de demanda	(Mw _e)	39.12	45.45
Cobertura de renovables		87%	90%
Restricciones (Energía)		0.000%	0.000%
Restricciones (tiempo)		0.377%	0.331%
Estación de bombeo			
Potencia instalada	(Mw _e)	18.00	18.00
Potencia hidráulica	(MW)	15.05	15.05
Caudal nominal	(m ³ /s)	2.08	2.08
Salto bruto	(m)	744.00	744.00
Salto neto	(m)	748.05	748.06
Rendimiento motor+instalación eléctrica		95.04%	95.04%
Rendimiento bomba		88.00%	88.00%
Rendimiento total		83.64%	83.64%
Energía consumida	(Gwh _e)	40.05	51.28
Horas de funcionamiento equivalente	(hev)	2224.89	2848.84
Central hidroeléctrica			
Potencia instalada	(Mw _e)	20.00	20.00
Potencia hidráulica	(MW)	22.87	22.87
Caudal nominal	(m ³ /s)	3.34	3.34
Salto bruto	(m)	709.00	709.00
Salto neto	(m)	698.56	698.55
Rendimiento generador+instalación eléctrica		95%	95%
Rendimiento turbina		92%	92%
Rendimiento total		87%	87%
% Demanda mínimo		30%	30%
Energía suministrada	(Gwh _e)	37.08	46.25
Horas de funcionamiento equivalente	(hev)	1853.84	2312.70
Tubería forzada			
Longitud	(m)	2010.00	2010.00
Díámetro	(m)	1.26	1.26
V _{turbina}	(m/s)	2.66	2.66
V _{bombeo}	(m/s)	1.66	1.66
n Manning		0.011	0.011
Pendiente hidráulica	(m/km)	4.00	4.00
Coefficiente de pérdidas k (Δh=k•Q ²)		0.94	0.94
Δh _{max} turbina	(m)	10.44	10.45
Δh _{max} bombeo	(m)	4.05	4.06
Depósitos			
Superior			
Capacidad	(hm ³)	0.237	0.237
Cota máxima de la lámina de agua	(msnm)	1034.00	1034.00
Cota mínima de la lámina de agua	(msnm)	1024.00	1024.00
Inferior			
Capacidad	(hm ³)	0.750	0.750
Cota máxima de la lámina de agua	(msnm)	325.00	325.00
Cota mínima de la lámina de agua	(msnm)	290.00	290.00
Parque Eólico			
nº de aerogeneradores		10	15
Potencia unitaria	(MW)	2	2
Potencia instalada	(MW)	20	30
Rendimiento global		96%	96%
Energía suministrada	(GWh _e)	94.96	142.44
Energía suministrada	(GWh _e)	94.65	123.19
Horas equivalentes	(hev)	4732.65	4106.45
Central Diesel			
Potencia	(Mw _e)	25	25
Energía suministrada	(GWh _e)	13.50	12.61
Horas equivalentes a plena potencia	(hev)	540.19	504.37

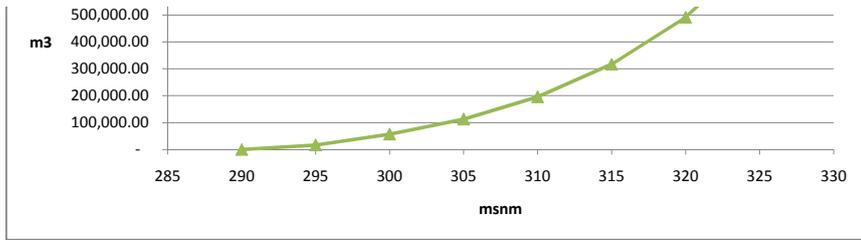
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Annual
Aportaciones m3	86,096.94	112,882.65	86,096.94	30,612.24	9,566.33	Hidrología	-	15,306.12	7,653.06	82,270.41	116,709.18	202,806.12	750,000.00
m3/h	115.72	167.98	115.72	42.52	12.86	-	-	20.57	10.63	110.58	162.10	272.59	
Consumos m3	17,291.67	17,291.67	27,666.67	34,583.33	41,500.00	51,875.00	51,875.00	51,875.00	44,958.33	34,583.33	20,750.00	20,750.00	415,000.00
m3/h	23.24	25.73	37.19	48.03	55.78	72.05	69.72	69.72	62.44	46.48	28.82	27.89	



Depósito inferior

Cota msnm	Volumen m3
290	-
295	16,607.87
300	56,846.03
305	113,226.00
310	195,729.71
315	316,653.86
320	491,371.89
325	750,000.00
Total	750,000.00

Depósitos



Depósito superior

Cota msnm	Volumen m3
1024	-
1034	237,000.00
Total	237,000.00

Depósito inferior



Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
-40.00	-5.53	709.00	28.66	737.66
-39.90	-5.51	709.00	28.53	737.53
-39.80	-5.50	709.00	28.40	737.40
-39.70	-5.49	709.00	28.27	737.27
-39.60	-5.48	709.00	28.13	737.13
-39.50	-5.46	709.00	28.00	737.00
-39.40	-5.45	709.00	27.87	736.87
-39.30	-5.44	709.00	27.74	736.74
-39.20	-5.42	709.00	27.61	736.61
-39.10	-5.41	709.00	27.48	736.48
-39.00	-5.40	709.00	27.35	736.35
-38.90	-5.39	709.00	27.22	736.22
-38.80	-5.37	709.00	27.08	736.08
-38.70	-5.36	709.00	26.96	735.96
-38.60	-5.35	709.00	26.83	735.83
-38.50	-5.33	709.00	26.70	735.70
-38.40	-5.32	709.00	26.57	735.57
-38.30	-5.31	709.00	26.44	735.44
-38.20	-5.30	709.00	26.31	735.31
-38.10	-5.28	709.00	26.18	735.18
-38.00	-5.27	709.00	26.05	735.05
-37.90	-5.26	709.00	25.92	734.92
-37.80	-5.24	709.00	25.80	734.80
-37.70	-5.23	709.00	25.67	734.67
-37.60	-5.22	709.00	25.54	734.54
-37.50	-5.20	709.00	25.42	734.42
-37.40	-5.19	709.00	25.29	734.29
-37.30	-5.18	709.00	25.16	734.16
-37.20	-5.17	709.00	25.04	734.04
-37.10	-5.15	709.00	24.91	733.91
-37.00	-5.14	709.00	24.78	733.78
-36.90	-5.13	709.00	24.66	733.66
-36.80	-5.11	709.00	24.53	733.53
-36.70	-5.10	709.00	24.41	733.41
-36.60	-5.09	709.00	24.28	733.28
-36.50	-5.07	709.00	24.16	733.16
-36.40	-5.06	709.00	24.04	733.04
-36.30	-5.05	709.00	23.91	732.91
-36.20	-5.04	709.00	23.79	732.79
-36.10	-5.02	709.00	23.67	732.67
-36.00	-5.01	709.00	23.54	732.54
-35.90	-5.00	709.00	23.42	732.42
-35.80	-4.98	709.00	23.30	732.30
-35.70	-4.97	709.00	23.18	732.18
-35.60	-4.96	709.00	23.05	732.05
-35.50	-4.94	709.00	22.93	731.93
-35.40	-4.93	709.00	22.81	731.81
-35.30	-4.92	709.00	22.69	731.69
-35.20	-4.90	709.00	22.57	731.57

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
-35.10	-4.89	709.00	22.45	731.45
-35.00	-4.88	709.00	22.33	731.33
-34.90	-4.87	709.00	22.21	731.21
-34.80	-4.85	709.00	22.09	731.09
-34.70	-4.84	709.00	21.97	730.97
-34.60	-4.83	709.00	21.85	730.85
-34.50	-4.81	709.00	21.73	730.73
-34.40	-4.80	709.00	21.61	730.61
-34.30	-4.79	709.00	21.49	730.49
-34.20	-4.77	709.00	21.37	730.37
-34.10	-4.76	709.00	21.26	730.26
-34.00	-4.75	709.00	21.14	730.14
-33.90	-4.73	709.00	21.02	730.02
-33.80	-4.72	709.00	20.90	729.90
-33.70	-4.71	709.00	20.79	729.79
-33.60	-4.69	709.00	20.67	729.67
-33.50	-4.68	709.00	20.55	729.55
-33.40	-4.67	709.00	20.44	729.44
-33.30	-4.65	709.00	20.32	729.32
-33.20	-4.64	709.00	20.21	729.21
-33.10	-4.63	709.00	20.09	729.09
-33.00	-4.61	709.00	19.98	728.98
-32.90	-4.60	709.00	19.86	728.86
-32.80	-4.59	709.00	19.75	728.75
-32.70	-4.57	709.00	19.63	728.63
-32.60	-4.56	709.00	19.52	728.52
-32.50	-4.55	709.00	19.41	728.41
-32.40	-4.53	709.00	19.29	728.29
-32.30	-4.52	709.00	19.18	728.18
-32.20	-4.51	709.00	19.07	728.07
-32.10	-4.50	709.00	18.95	727.95
-32.00	-4.48	709.00	18.84	727.84
-31.90	-4.47	709.00	18.73	727.73
-31.80	-4.46	709.00	18.62	727.62
-31.70	-4.44	709.00	18.51	727.51
-31.60	-4.43	709.00	18.40	727.40
-31.50	-4.42	709.00	18.29	727.29
-31.40	-4.40	709.00	18.18	727.18
-31.30	-4.39	709.00	18.07	727.07
-31.20	-4.37	709.00	17.96	726.96
-31.10	-4.36	709.00	17.85	726.85
-31.00	-4.35	709.00	17.74	726.74
-30.90	-4.33	709.00	17.63	726.63
-30.80	-4.32	709.00	17.52	726.52
-30.70	-4.31	709.00	17.41	726.41
-30.60	-4.29	709.00	17.30	726.30
-30.50	-4.28	709.00	17.20	726.20
-30.40	-4.27	709.00	17.09	726.09
-30.30	-4.25	709.00	16.98	725.98

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
-30.20	-4.24	709.00	16.87	725.87
-30.10	-4.23	709.00	16.77	725.77
-30.00	-4.21	709.00	16.66	725.66
-29.90	-4.20	709.00	16.55	725.55
-29.80	-4.19	709.00	16.45	725.45
-29.70	-4.17	709.00	16.34	725.34
-29.60	-4.16	709.00	16.24	725.24
-29.50	-4.15	709.00	16.13	725.13
-29.40	-4.13	709.00	16.03	725.03
-29.30	-4.12	709.00	15.92	724.92
-29.20	-4.11	709.00	15.82	724.82
-29.10	-4.09	709.00	15.72	724.72
-29.00	-4.08	709.00	15.61	724.61
-28.90	-4.07	709.00	15.51	724.51
-28.80	-4.05	709.00	15.41	724.41
-28.70	-4.04	709.00	15.31	724.31
-28.60	-4.03	709.00	15.20	724.20
-28.50	-4.01	709.00	15.10	724.10
-28.40	-4.00	709.00	15.00	724.00
-28.30	-3.99	709.00	14.90	723.90
-28.20	-3.97	709.00	14.80	723.80
-28.10	-3.96	709.00	14.70	723.70
-28.00	-3.94	709.00	14.60	723.60
-27.90	-3.93	709.00	14.50	723.50
-27.80	-3.92	709.00	14.40	723.40
-27.70	-3.90	709.00	14.30	723.30
-27.60	-3.89	709.00	14.20	723.20
-27.50	-3.88	709.00	14.10	723.10
-27.40	-3.86	709.00	14.00	723.00
-27.30	-3.85	709.00	13.90	722.90
-27.20	-3.84	709.00	13.80	722.80
-27.10	-3.82	709.00	13.71	722.71
-27.00	-3.81	709.00	13.61	722.61
-26.90	-3.80	709.00	13.51	722.51
-26.80	-3.78	709.00	13.42	722.42
-26.70	-3.77	709.00	13.32	722.32
-26.60	-3.75	709.00	13.22	722.22
-26.50	-3.74	709.00	13.13	722.13
-26.40	-3.73	709.00	13.03	722.03
-26.30	-3.71	709.00	12.94	721.94
-26.20	-3.70	709.00	12.84	721.84
-26.10	-3.69	709.00	12.75	721.75
-26.00	-3.67	709.00	12.65	721.65
-25.90	-3.66	709.00	12.56	721.56
-25.80	-3.65	709.00	12.47	721.47
-25.70	-3.63	709.00	12.37	721.37
-25.60	-3.62	709.00	12.28	721.28
-25.50	-3.60	709.00	12.19	721.19
-25.40	-3.59	709.00	12.09	721.09

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
-25.30	-3.58	709.00	12.00	721.00
-25.20	-3.56	709.00	11.91	720.91
-25.10	-3.55	709.00	11.82	720.82
-25.00	-3.54	709.00	11.73	720.73
-24.90	-3.52	709.00	11.64	720.64
-24.80	-3.51	709.00	11.55	720.55
-24.70	-3.49	709.00	11.46	720.46
-24.60	-3.48	709.00	11.37	720.37
-24.50	-3.47	709.00	11.28	720.28
-24.40	-3.45	709.00	11.19	720.19
-24.30	-3.44	709.00	11.10	720.10
-24.20	-3.43	709.00	11.01	720.01
-24.10	-3.41	709.00	10.92	719.92
-24.00	-3.40	709.00	10.84	719.84
-23.90	-3.38	709.00	10.75	719.75
-23.80	-3.37	709.00	10.66	719.66
-23.70	-3.36	709.00	10.57	719.57
-23.60	-3.34	709.00	10.49	719.49
-23.50	-3.33	709.00	10.40	719.40
-23.40	-3.32	709.00	10.32	719.32
-23.30	-3.30	709.00	10.23	719.23
-23.20	-3.29	709.00	10.15	719.15
-23.10	-3.27	709.00	10.06	719.06
-23.00	-3.26	709.00	9.98	718.98
-22.90	-3.25	709.00	9.89	718.89
-22.80	-3.23	709.00	9.81	718.81
-22.70	-3.22	709.00	9.72	718.72
-22.60	-3.21	709.00	9.64	718.64
-22.50	-3.19	709.00	9.56	718.56
-22.40	-3.18	709.00	9.48	718.48
-22.30	-3.16	709.00	9.39	718.39
-22.20	-3.15	709.00	9.31	718.31
-22.10	-3.14	709.00	9.23	718.23
-22.00	-3.12	709.00	9.15	718.15
-21.90	-3.11	709.00	9.07	718.07
-21.80	-3.10	709.00	8.99	717.99
-21.70	-3.08	709.00	8.91	717.91
-21.60	-3.07	709.00	8.83	717.83
-21.50	-3.05	709.00	8.75	717.75
-21.40	-3.04	709.00	8.67	717.67
-21.30	-3.03	709.00	8.59	717.59
-21.20	-3.01	709.00	8.51	717.51
-21.10	-3.00	709.00	8.43	717.43
-21.00	-2.98	709.00	8.35	717.35
-20.90	-2.97	709.00	8.28	717.28
-20.80	-2.96	709.00	8.20	717.20
-20.70	-2.94	709.00	8.12	717.12
-20.60	-2.93	709.00	8.05	717.05
-20.50	-2.91	709.00	7.97	716.97

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
-20.40	-2.90	709.00	7.89	716.89
-20.30	-2.89	709.00	7.82	716.82
-20.20	-2.87	709.00	7.74	716.74
-20.10	-2.86	709.00	7.67	716.67
-20.00	-2.85	709.00	7.59	716.59
-19.90	-2.83	709.00	7.52	716.52
-19.80	-2.82	709.00	7.45	716.45
-19.70	-2.80	709.00	7.37	716.37
-19.60	-2.79	709.00	7.30	716.30
-19.50	-2.78	709.00	7.23	716.23
-19.40	-2.76	709.00	7.15	716.15
-19.30	-2.75	709.00	7.08	716.08
-19.20	-2.73	709.00	7.01	716.01
-19.10	-2.72	709.00	6.94	715.94
-19.00	-2.71	709.00	6.87	715.87
-18.90	-2.69	709.00	6.80	715.80
-18.80	-2.68	709.00	6.73	715.73
-18.70	-2.66	709.00	6.66	715.66
-18.60	-2.65	709.00	6.59	715.59
-18.50	-2.64	709.00	6.52	715.52
-18.40	-2.62	709.00	6.45	715.45
-18.30	-2.61	709.00	6.38	715.38
-18.20	-2.59	709.00	6.31	715.31
-18.10	-2.58	709.00	6.24	715.24
-18.00	-2.57	709.00	6.18	715.18
-17.90	-2.55	709.00	6.11	715.11
-17.80	-2.54	709.00	6.04	715.04
-17.70	-2.52	709.00	5.97	714.97
-17.60	-2.51	709.00	5.91	714.91
-17.50	-2.50	709.00	5.84	714.84
-17.40	-2.48	709.00	5.78	714.78
-17.30	-2.47	709.00	5.71	714.71
-17.20	-2.45	709.00	5.65	714.65
-17.10	-2.44	709.00	5.58	714.58
-17.00	-2.43	709.00	5.52	714.52
-16.90	-2.41	709.00	5.45	714.45
-16.80	-2.40	709.00	5.39	714.39
-16.70	-2.38	709.00	5.33	714.33
-16.60	-2.37	709.00	5.27	714.27
-16.50	-2.36	709.00	5.20	714.20
-16.40	-2.34	709.00	5.14	714.14
-16.30	-2.33	709.00	5.08	714.08
-16.20	-2.31	709.00	5.02	714.02
-16.10	-2.30	709.00	4.96	713.96
-16.00	-2.28	709.00	4.90	713.90
-15.90	-2.27	709.00	4.84	713.84
-15.80	-2.26	709.00	4.78	713.78
-15.70	-2.24	709.00	4.72	713.72
-15.60	-2.23	709.00	4.66	713.66

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
-15.50	-2.21	709.00	4.60	713.60
-15.40	-2.20	709.00	4.54	713.54
-15.30	-2.19	709.00	4.48	713.48
-15.20	-2.17	709.00	4.42	713.42
-15.10	-2.16	709.00	4.37	713.37
-15.00	-2.14	709.00	4.31	713.31
-14.90	-2.13	709.00	4.25	713.25
-14.80	-2.12	709.00	4.20	713.20
-14.70	-2.10	709.00	4.14	713.14
-14.60	-2.09	709.00	4.09	713.09
-14.50	-2.07	709.00	4.03	713.03
-14.40	-2.06	709.00	3.98	712.98
-14.30	-2.04	709.00	3.92	712.92
-14.20	-2.03	709.00	3.87	712.87
-14.10	-2.02	709.00	3.81	712.81
-14.00	-2.00	709.00	3.76	712.76
-13.90	-1.99	709.00	3.71	712.71
-13.80	-1.97	709.00	3.66	712.66
-13.70	-1.96	709.00	3.60	712.60
-13.60	-1.95	709.00	3.55	712.55
-13.50	-1.93	709.00	3.50	712.50
-13.40	-1.92	709.00	3.45	712.45
-13.30	-1.90	709.00	3.40	712.40
-13.20	-1.89	709.00	3.35	712.35
-13.10	-1.87	709.00	3.30	712.30
-13.00	-1.86	709.00	3.25	712.25
-12.90	-1.85	709.00	3.20	712.20
-12.80	-1.83	709.00	3.15	712.15
-12.70	-1.82	709.00	3.10	712.10
-12.60	-1.80	709.00	3.05	712.05
-12.50	-1.79	709.00	3.00	712.00
-12.40	-1.78	709.00	2.96	711.96
-12.30	-1.76	709.00	2.91	711.91
-12.20	-1.75	709.00	2.86	711.86
-12.10	-1.73	709.00	2.82	711.82
-12.00	-1.72	709.00	2.77	711.77
-11.90	-1.70	709.00	2.73	711.73
-11.80	-1.69	709.00	2.68	711.68
-11.70	-1.68	709.00	2.63	711.63
-11.60	-1.66	709.00	2.59	711.59
-11.50	-1.65	709.00	2.55	711.55
-11.40	-1.63	709.00	2.50	711.50
-11.30	-1.62	709.00	2.46	711.46
-11.20	-1.60	709.00	2.42	711.42
-11.10	-1.59	709.00	2.37	711.37
-11.00	-1.58	709.00	2.33	711.33
-10.90	-1.56	709.00	2.29	711.29
-10.80	-1.55	709.00	2.25	711.25
-10.70	-1.53	709.00	2.21	711.21

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
-10.60	-1.52	709.00	2.17	711.17
-10.50	-1.51	709.00	2.13	711.13
-10.40	-1.49	709.00	2.09	711.09
-10.30	-1.48	709.00	2.05	711.05
-10.20	-1.46	709.00	2.01	711.01
-10.10	-1.45	709.00	1.97	710.97
-10.00	-1.43	709.00	1.93	710.93
-9.90	-1.42	709.00	1.89	710.89
-9.80	-1.41	709.00	1.85	710.85
-9.70	-1.39	709.00	1.82	710.82
-9.60	-1.38	709.00	1.78	710.78
-9.50	-1.36	709.00	1.74	710.74
-9.40	-1.35	709.00	1.71	710.71
-9.30	-1.33	709.00	1.67	710.67
-9.20	-1.32	709.00	1.63	710.63
-9.10	-1.31	709.00	1.60	710.60
-9.00	-1.29	709.00	1.56	710.56
-8.90	-1.28	709.00	1.53	710.53
-8.80	-1.26	709.00	1.50	710.50
-8.70	-1.25	709.00	1.46	710.46
-8.60	-1.23	709.00	1.43	710.43
-8.50	-1.22	709.00	1.40	710.40
-8.40	-1.21	709.00	1.36	710.36
-8.30	-1.19	709.00	1.33	710.33
-8.20	-1.18	709.00	1.30	710.30
-8.10	-1.16	709.00	1.27	710.27
-8.00	-1.15	709.00	1.24	710.24
-7.90	-1.13	709.00	1.21	710.21
-7.80	-1.12	709.00	1.18	710.18
-7.70	-1.11	709.00	1.15	710.15
-7.60	-1.09	709.00	1.12	710.12
-7.50	-1.08	709.00	1.09	710.09
-7.40	-1.06	709.00	1.06	710.06
-7.30	-1.05	709.00	1.03	710.03
-7.20	-1.03	709.00	1.00	710.00
-7.10	-1.02	709.00	0.97	709.97
-7.00	-1.01	709.00	0.95	709.95
-6.90	-0.99	709.00	0.92	709.92
-6.80	-0.98	709.00	0.89	709.89
-6.70	-0.96	709.00	0.87	709.87
-6.60	-0.95	709.00	0.84	709.84
-6.50	-0.93	709.00	0.82	709.82
-6.40	-0.92	709.00	0.79	709.79
-6.30	-0.90	709.00	0.77	709.77
-6.20	-0.89	709.00	0.74	709.74
-6.10	-0.88	709.00	0.72	709.72
-6.00	-0.86	709.00	0.70	709.70
-5.90	-0.85	709.00	0.67	709.67
-5.80	-0.83	709.00	0.65	709.65

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
-5.70	-0.82	709.00	0.63	709.63
-5.60	-0.80	709.00	0.61	709.61
-5.50	-0.79	709.00	0.59	709.59
-5.40	-0.78	709.00	0.56	709.56
-5.30	-0.76	709.00	0.54	709.54
-5.20	-0.75	709.00	0.52	709.52
-5.10	-0.73	709.00	0.50	709.50
-5.00	-0.72	709.00	0.48	709.48
-4.90	-0.70	709.00	0.46	709.46
-4.80	-0.69	709.00	0.45	709.45
-4.70	-0.68	709.00	0.43	709.43
-4.60	-0.66	709.00	0.41	709.41
-4.50	-0.65	709.00	0.39	709.39
-4.40	-0.63	709.00	0.38	709.38
-4.30	-0.62	709.00	0.36	709.36
-4.20	-0.60	709.00	0.34	709.34
-4.10	-0.59	709.00	0.33	709.33
-4.00	-0.57	709.00	0.31	709.31
-3.90	-0.56	709.00	0.29	709.29
-3.80	-0.55	709.00	0.28	709.28
-3.70	-0.53	709.00	0.27	709.27
-3.60	-0.52	709.00	0.25	709.25
-3.50	-0.50	709.00	0.24	709.24
-3.40	-0.49	709.00	0.22	709.22
-3.30	-0.47	709.00	0.21	709.21
-3.20	-0.46	709.00	0.20	709.20
-3.10	-0.45	709.00	0.19	709.19
-3.00	-0.43	709.00	0.17	709.17
-2.90	-0.42	709.00	0.16	709.16
-2.80	-0.40	709.00	0.15	709.15
-2.70	-0.39	709.00	0.14	709.14
-2.60	-0.37	709.00	0.13	709.13
-2.50	-0.36	709.00	0.12	709.12
-2.40	-0.35	709.00	0.11	709.11
-2.30	-0.33	709.00	0.10	709.10
-2.20	-0.32	709.00	0.09	709.09
-2.10	-0.30	709.00	0.09	709.09
-2.00	-0.29	709.00	0.08	709.08
-1.90	-0.27	709.00	0.07	709.07
-1.80	-0.26	709.00	0.06	709.06
-1.70	-0.24	709.00	0.06	709.06
-1.60	-0.23	709.00	0.05	709.05
-1.50	-0.22	709.00	0.04	709.04
-1.40	-0.20	709.00	0.04	709.04
-1.30	-0.19	709.00	0.03	709.03
-1.20	-0.17	709.00	0.03	709.03
-1.10	-0.16	709.00	0.02	709.02
-1.00	-0.14	709.00	0.02	709.02
-0.90	-0.13	709.00	0.02	709.02

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
-0.80	-0.12	709.00	0.01	709.01
-0.70	-0.10	709.00	0.01	709.01
-0.60	-0.09	709.00	0.01	709.01
-0.50	-0.07	709.00	0.00	709.00
-0.40	-0.06	709.00	0.00	709.00
-0.30	-0.04	709.00	0.00	709.00
-0.20	-0.03	709.00	0.00	709.00
-0.10	-0.01	709.00	0.00	709.00
0.00	0.00	709.00	-	709.00
0.10	0.01	709.00	0.00	709.00
0.20	0.03	709.00	0.00	709.00
0.30	0.04	709.00	0.00	709.00
0.40	0.06	709.00	0.00	709.00
0.50	0.07	709.00	0.00	709.00
0.60	0.09	709.00	0.01	708.99
0.70	0.10	709.00	0.01	708.99
0.80	0.12	709.00	0.01	708.99
0.90	0.13	709.00	0.02	708.98
1.00	0.14	709.00	0.02	708.98
1.10	0.16	709.00	0.02	708.98
1.20	0.17	709.00	0.03	708.97
1.30	0.19	709.00	0.03	708.97
1.40	0.20	709.00	0.04	708.96
1.50	0.22	709.00	0.04	708.96
1.60	0.23	709.00	0.05	708.95
1.70	0.24	709.00	0.06	708.94
1.80	0.26	709.00	0.06	708.94
1.90	0.27	709.00	0.07	708.93
2.00	0.29	709.00	0.08	708.92
2.10	0.30	709.00	0.09	708.91
2.20	0.32	709.00	0.09	708.91
2.30	0.33	709.00	0.10	708.90
2.40	0.35	709.00	0.11	708.89
2.50	0.36	709.00	0.12	708.88
2.60	0.37	709.00	0.13	708.87
2.70	0.39	709.00	0.14	708.86
2.80	0.40	709.00	0.15	708.85
2.90	0.42	709.00	0.16	708.84
3.00	0.43	709.00	0.17	708.83
3.10	0.45	709.00	0.19	708.81
3.20	0.46	709.00	0.20	708.80
3.30	0.47	709.00	0.21	708.79
3.40	0.49	709.00	0.22	708.78
3.50	0.50	709.00	0.24	708.76
3.60	0.52	709.00	0.25	708.75
3.70	0.53	709.00	0.27	708.73
3.80	0.55	709.00	0.28	708.72
3.90	0.56	709.00	0.30	708.70
4.00	0.58	709.00	0.31	708.69

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
4.10	0.59	709.00	0.33	708.67
4.20	0.60	709.00	0.34	708.66
4.30	0.62	709.00	0.36	708.64
4.40	0.63	709.00	0.38	708.62
4.50	0.65	709.00	0.39	708.61
4.60	0.66	709.00	0.41	708.59
4.70	0.68	709.00	0.43	708.57
4.80	0.69	709.00	0.45	708.55
4.90	0.70	709.00	0.47	708.53
5.00	0.72	709.00	0.49	708.51
5.10	0.73	709.00	0.51	708.49
5.20	0.75	709.00	0.53	708.47
5.30	0.76	709.00	0.55	708.45
5.40	0.78	709.00	0.57	708.43
5.50	0.79	709.00	0.59	708.41
5.60	0.81	709.00	0.61	708.39
5.70	0.82	709.00	0.63	708.37
5.80	0.83	709.00	0.65	708.35
5.90	0.85	709.00	0.68	708.32
6.00	0.86	709.00	0.70	708.30
6.10	0.88	709.00	0.72	708.28
6.20	0.89	709.00	0.75	708.25
6.30	0.91	709.00	0.77	708.23
6.40	0.92	709.00	0.80	708.20
6.50	0.94	709.00	0.82	708.18
6.60	0.95	709.00	0.85	708.15
6.70	0.96	709.00	0.87	708.13
6.80	0.98	709.00	0.90	708.10
6.90	0.99	709.00	0.93	708.07
7.00	1.01	709.00	0.95	708.05
7.10	1.02	709.00	0.98	708.02
7.20	1.04	709.00	1.01	707.99
7.30	1.05	709.00	1.04	707.96
7.40	1.07	709.00	1.07	707.93
7.50	1.08	709.00	1.09	707.91
7.60	1.09	709.00	1.12	707.88
7.70	1.11	709.00	1.15	707.85
7.80	1.12	709.00	1.18	707.82
7.90	1.14	709.00	1.21	707.79
8.00	1.15	709.00	1.25	707.75
8.10	1.17	709.00	1.28	707.72
8.20	1.18	709.00	1.31	707.69
8.30	1.20	709.00	1.34	707.66
8.40	1.21	709.00	1.37	707.63
8.50	1.22	709.00	1.41	707.59
8.60	1.24	709.00	1.44	707.56
8.70	1.25	709.00	1.47	707.53
8.80	1.27	709.00	1.51	707.49
8.90	1.28	709.00	1.54	707.46

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
9.00	1.30	709.00	1.58	707.42
9.10	1.31	709.00	1.61	707.39
9.20	1.33	709.00	1.65	707.35
9.30	1.34	709.00	1.69	707.31
9.40	1.35	709.00	1.72	707.28
9.50	1.37	709.00	1.76	707.24
9.60	1.38	709.00	1.80	707.20
9.70	1.40	709.00	1.83	707.17
9.80	1.41	709.00	1.87	707.13
9.90	1.43	709.00	1.91	707.09
10.00	1.44	709.00	1.95	707.05
10.10	1.46	709.00	1.99	707.01
10.20	1.47	709.00	2.03	706.97
10.30	1.49	709.00	2.07	706.93
10.40	1.50	709.00	2.11	706.89
10.50	1.51	709.00	2.15	706.85
10.60	1.53	709.00	2.19	706.81
10.70	1.54	709.00	2.23	706.77
10.80	1.56	709.00	2.28	706.72
10.90	1.57	709.00	2.32	706.68
11.00	1.59	709.00	2.36	706.64
11.10	1.60	709.00	2.41	706.59
11.20	1.62	709.00	2.45	706.55
11.30	1.63	709.00	2.49	706.51
11.40	1.64	709.00	2.54	706.46
11.50	1.66	709.00	2.58	706.42
11.60	1.67	709.00	2.63	706.37
11.70	1.69	709.00	2.67	706.33
11.80	1.70	709.00	2.72	706.28
11.90	1.72	709.00	2.77	706.23
12.00	1.73	709.00	2.81	706.19
12.10	1.75	709.00	2.86	706.14
12.20	1.76	709.00	2.91	706.09
12.30	1.78	709.00	2.96	706.04
12.40	1.79	709.00	3.01	705.99
12.50	1.80	709.00	3.06	705.94
12.60	1.82	709.00	3.11	705.89
12.70	1.83	709.00	3.16	705.84
12.80	1.85	709.00	3.21	705.79
12.90	1.86	709.00	3.26	705.74
13.00	1.88	709.00	3.31	705.69
13.10	1.89	709.00	3.36	705.64
13.20	1.91	709.00	3.41	705.59
13.30	1.92	709.00	3.46	705.54
13.40	1.94	709.00	3.52	705.48
13.50	1.95	709.00	3.57	705.43
13.60	1.97	709.00	3.62	705.38
13.70	1.98	709.00	3.68	705.32
13.80	1.99	709.00	3.73	705.27

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
13.90	2.01	709.00	3.79	705.21
14.00	2.02	709.00	3.84	705.16
14.10	2.04	709.00	3.90	705.10
14.20	2.05	709.00	3.95	705.05
14.30	2.07	709.00	4.01	704.99
14.40	2.08	709.00	4.07	704.93
14.50	2.10	709.00	4.13	704.87
14.60	2.11	709.00	4.18	704.82
14.70	2.13	709.00	4.24	704.76
14.80	2.14	709.00	4.30	704.70
14.90	2.16	709.00	4.36	704.64
15.00	2.17	709.00	4.42	704.58
15.10	2.18	709.00	4.48	704.52
15.20	2.20	709.00	4.54	704.46
15.30	2.21	709.00	4.60	704.40
15.40	2.23	709.00	4.66	704.34
15.50	2.24	709.00	4.72	704.28
15.60	2.26	709.00	4.78	704.22
15.70	2.27	709.00	4.85	704.15
15.80	2.29	709.00	4.91	704.09
15.90	2.30	709.00	4.97	704.03
16.00	2.32	709.00	5.04	703.96
16.10	2.33	709.00	5.10	703.90
16.20	2.35	709.00	5.16	703.84
16.30	2.36	709.00	5.23	703.77
16.40	2.38	709.00	5.29	703.71
16.50	2.39	709.00	5.36	703.64
16.60	2.41	709.00	5.43	703.57
16.70	2.42	709.00	5.49	703.51
16.80	2.43	709.00	5.56	703.44
16.90	2.45	709.00	5.63	703.37
17.00	2.46	709.00	5.70	703.30
17.10	2.48	709.00	5.76	703.24
17.20	2.49	709.00	5.83	703.17
17.30	2.51	709.00	5.90	703.10
17.40	2.52	709.00	5.97	703.03
17.50	2.54	709.00	6.04	702.96
17.60	2.55	709.00	6.11	702.89
17.70	2.57	709.00	6.18	702.82
17.80	2.58	709.00	6.25	702.75
17.90	2.60	709.00	6.33	702.67
18.00	2.61	709.00	6.40	702.60
18.10	2.63	709.00	6.47	702.53
18.20	2.64	709.00	6.54	702.46
18.30	2.66	709.00	6.62	702.38
18.40	2.67	709.00	6.69	702.31
18.50	2.69	709.00	6.77	702.23
18.60	2.70	709.00	6.84	702.16
18.70	2.72	709.00	6.92	702.08

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
18.80	2.73	709.00	6.99	702.01
18.90	2.74	709.00	7.07	701.93
19.00	2.76	709.00	7.14	701.86
19.10	2.77	709.00	7.22	701.78
19.20	2.79	709.00	7.30	701.70
19.30	2.80	709.00	7.38	701.62
19.40	2.82	709.00	7.45	701.55
19.50	2.83	709.00	7.53	701.47
19.60	2.85	709.00	7.61	701.39
19.70	2.86	709.00	7.69	701.31
19.80	2.88	709.00	7.77	701.23
19.90	2.89	709.00	7.85	701.15
20.00	2.91	709.00	7.93	701.07
20.10	2.92	709.00	8.01	700.99
20.20	2.94	709.00	8.10	700.90
20.30	2.95	709.00	8.18	700.82
20.40	2.97	709.00	8.26	700.74
20.50	2.98	709.00	8.34	700.66
20.60	3.00	709.00	8.43	700.57
20.70	3.01	709.00	8.51	700.49
20.80	3.03	709.00	8.60	700.40
20.90	3.04	709.00	8.68	700.32
21.00	3.06	709.00	8.77	700.23
21.10	3.07	709.00	8.85	700.15
21.20	3.09	709.00	8.94	700.06
21.30	3.10	709.00	9.03	699.97
21.40	3.12	709.00	9.11	699.89
21.50	3.13	709.00	9.20	699.80
21.60	3.15	709.00	9.29	699.71
21.70	3.16	709.00	9.38	699.62
21.80	3.18	709.00	9.47	699.53
21.90	3.19	709.00	9.56	699.44
22.00	3.21	709.00	9.65	699.35
22.10	3.22	709.00	9.74	699.26
22.20	3.24	709.00	9.83	699.17
22.30	3.25	709.00	9.92	699.08
22.40	3.27	709.00	10.01	698.99
22.50	3.28	709.00	10.10	698.90
22.60	3.30	709.00	10.20	698.80
22.70	3.31	709.00	10.29	698.71
22.80	3.33	709.00	10.38	698.62
22.90	3.34	709.00	10.48	698.52
23.00	3.36	709.00	10.57	698.43
23.10	3.37	709.00	10.67	698.33
23.20	3.39	709.00	10.76	698.24
23.30	3.40	709.00	10.86	698.14
23.40	3.42	709.00	10.95	698.05
23.50	3.43	709.00	11.05	697.95
23.60	3.45	709.00	11.15	697.85

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
23.70	3.46	709.00	11.25	697.75
23.80	3.48	709.00	11.34	697.66
23.90	3.49	709.00	11.44	697.56
24.00	3.51	709.00	11.54	697.46
24.10	3.52	709.00	11.64	697.36
24.20	3.54	709.00	11.74	697.26
24.30	3.55	709.00	11.84	697.16
24.40	3.57	709.00	11.94	697.06
24.50	3.58	709.00	12.05	696.95
24.60	3.60	709.00	12.15	696.85
24.70	3.61	709.00	12.25	696.75
24.80	3.63	709.00	12.35	696.65
24.90	3.64	709.00	12.46	696.54
25.00	3.66	709.00	12.56	696.44
25.10	3.67	709.00	12.67	696.33
25.20	3.69	709.00	12.77	696.23
25.30	3.70	709.00	12.88	696.12
25.40	3.72	709.00	12.98	696.02
25.50	3.74	709.00	13.09	695.91
25.60	3.75	709.00	13.20	695.80
25.70	3.77	709.00	13.30	695.70
25.80	3.78	709.00	13.41	695.59
25.90	3.80	709.00	13.52	695.48
26.00	3.81	709.00	13.63	695.37
26.10	3.83	709.00	13.74	695.26
26.20	3.84	709.00	13.85	695.15
26.30	3.86	709.00	13.96	695.04
26.40	3.87	709.00	14.07	694.93
26.50	3.89	709.00	14.18	694.82
26.60	3.90	709.00	14.29	694.71
26.70	3.92	709.00	14.40	694.60
26.80	3.93	709.00	14.52	694.48
26.90	3.95	709.00	14.63	694.37
27.00	3.96	709.00	14.74	694.26
27.10	3.98	709.00	14.86	694.14
27.20	4.00	709.00	14.97	694.03
27.30	4.01	709.00	15.09	693.91
27.40	4.03	709.00	15.20	693.80
27.50	4.04	709.00	15.32	693.68
27.60	4.06	709.00	15.44	693.56
27.70	4.07	709.00	15.55	693.45
27.80	4.09	709.00	15.67	693.33
27.90	4.10	709.00	15.79	693.21
28.00	4.12	709.00	15.91	693.09
28.10	4.13	709.00	16.03	692.97
28.20	4.15	709.00	16.15	692.85
28.30	4.16	709.00	16.27	692.73
28.40	4.18	709.00	16.39	692.61
28.50	4.20	709.00	16.51	692.49

Tubería (pdc)

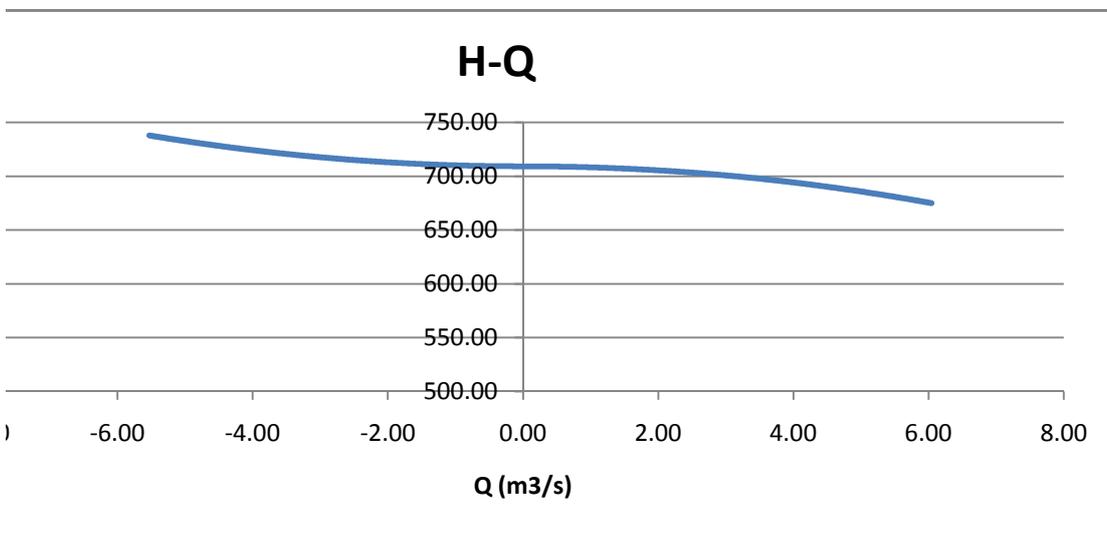
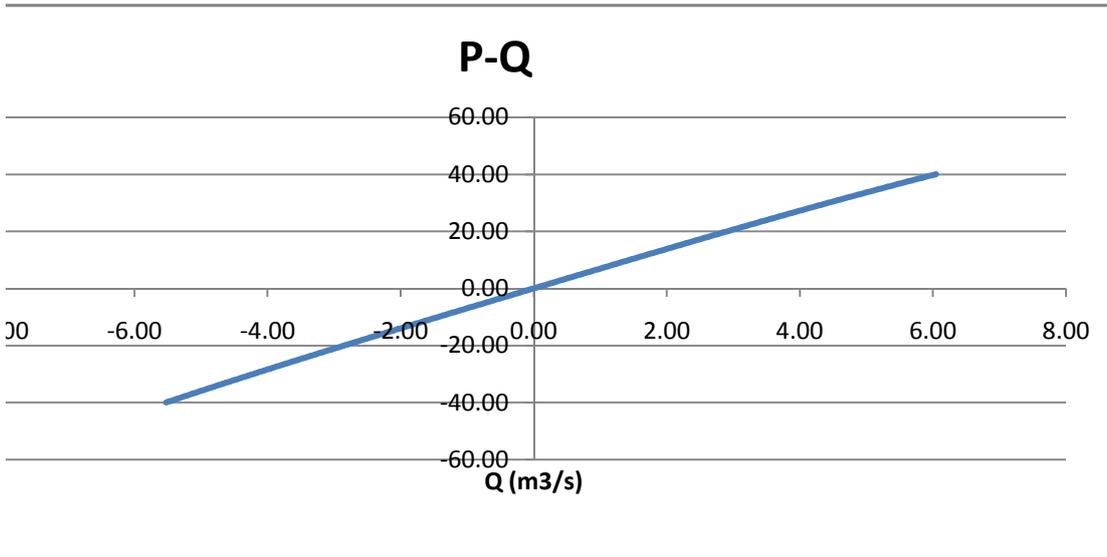
Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
28.60	4.21	709.00	16.63	692.37
28.70	4.23	709.00	16.76	692.24
28.80	4.24	709.00	16.88	692.12
28.90	4.26	709.00	17.00	692.00
29.00	4.27	709.00	17.13	691.87
29.10	4.29	709.00	17.25	691.75
29.20	4.30	709.00	17.38	691.62
29.30	4.32	709.00	17.50	691.50
29.40	4.33	709.00	17.63	691.37
29.50	4.35	709.00	17.75	691.25
29.60	4.37	709.00	17.88	691.12
29.70	4.38	709.00	18.01	690.99
29.80	4.40	709.00	18.14	690.86
29.90	4.41	709.00	18.27	690.73
30.00	4.43	709.00	18.40	690.60
30.10	4.44	709.00	18.52	690.48
30.20	4.46	709.00	18.66	690.34
30.30	4.47	709.00	18.79	690.21
30.40	4.49	709.00	18.92	690.08
30.50	4.51	709.00	19.05	689.95
30.60	4.52	709.00	19.18	689.82
30.70	4.54	709.00	19.32	689.68
30.80	4.55	709.00	19.45	689.55
30.90	4.57	709.00	19.58	689.42
31.00	4.58	709.00	19.72	689.28
31.10	4.60	709.00	19.85	689.15
31.20	4.62	709.00	19.99	689.01
31.30	4.63	709.00	20.12	688.88
31.40	4.65	709.00	20.26	688.74
31.50	4.66	709.00	20.40	688.60
31.60	4.68	709.00	20.54	688.46
31.70	4.69	709.00	20.68	688.32
31.80	4.71	709.00	20.81	688.19
31.90	4.73	709.00	20.95	688.05
32.00	4.74	709.00	21.09	687.91
32.10	4.76	709.00	21.23	687.77
32.20	4.77	709.00	21.38	687.62
32.30	4.79	709.00	21.52	687.48
32.40	4.81	709.00	21.66	687.34
32.50	4.82	709.00	21.80	687.20
32.60	4.84	709.00	21.95	687.05
32.70	4.85	709.00	22.09	686.91
32.80	4.87	709.00	22.24	686.76
32.90	4.88	709.00	22.38	686.62
33.00	4.90	709.00	22.53	686.47
33.10	4.92	709.00	22.67	686.33
33.20	4.93	709.00	22.82	686.18
33.30	4.95	709.00	22.97	686.03
33.40	4.96	709.00	23.12	685.88

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
33.50	4.98	709.00	23.26	685.74
33.60	5.00	709.00	23.41	685.59
33.70	5.01	709.00	23.56	685.44
33.80	5.03	709.00	23.71	685.29
33.90	5.04	709.00	23.87	685.13
34.00	5.06	709.00	24.02	684.98
34.10	5.08	709.00	24.17	684.83
34.20	5.09	709.00	24.32	684.68
34.30	5.11	709.00	24.48	684.52
34.40	5.12	709.00	24.63	684.37
34.50	5.14	709.00	24.78	684.22
34.60	5.16	709.00	24.94	684.06
34.70	5.17	709.00	25.10	683.90
34.80	5.19	709.00	25.25	683.75
34.90	5.20	709.00	25.41	683.59
35.00	5.22	709.00	25.57	683.43
35.10	5.24	709.00	25.72	683.28
35.20	5.25	709.00	25.88	683.12
35.30	5.27	709.00	26.04	682.96
35.40	5.28	709.00	26.20	682.80
35.50	5.30	709.00	26.36	682.64
35.60	5.32	709.00	26.52	682.48
35.70	5.33	709.00	26.69	682.31
35.80	5.35	709.00	26.85	682.15
35.90	5.37	709.00	27.01	681.99
36.00	5.38	709.00	27.18	681.82
36.10	5.40	709.00	27.34	681.66
36.20	5.41	709.00	27.51	681.49
36.30	5.43	709.00	27.67	681.33
36.40	5.45	709.00	27.84	681.16
36.50	5.46	709.00	28.00	681.00
36.60	5.48	709.00	28.17	680.83
36.70	5.50	709.00	28.34	680.66
36.80	5.51	709.00	28.51	680.49
36.90	5.53	709.00	28.68	680.32
37.00	5.55	709.00	28.85	680.15
37.10	5.56	709.00	29.02	679.98
37.20	5.58	709.00	29.19	679.81
37.30	5.59	709.00	29.36	679.64
37.40	5.61	709.00	29.53	679.47
37.50	5.63	709.00	29.71	679.29
37.60	5.64	709.00	29.88	679.12
37.70	5.66	709.00	30.06	678.94
37.80	5.68	709.00	30.23	678.77
37.90	5.69	709.00	30.41	678.59
38.00	5.71	709.00	30.58	678.42
38.10	5.73	709.00	30.76	678.24
38.20	5.74	709.00	30.94	678.06
38.30	5.76	709.00	31.12	677.88

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
38.40	5.78	709.00	31.30	677.70
38.50	5.79	709.00	31.48	677.52
38.60	5.81	709.00	31.66	677.34
38.70	5.83	709.00	31.84	677.16
38.80	5.84	709.00	32.02	676.98
38.90	5.86	709.00	32.20	676.80
39.00	5.88	709.00	32.39	676.61
39.10	5.89	709.00	32.57	676.43
39.20	5.91	709.00	32.76	676.24
39.30	5.93	709.00	32.94	676.06
39.40	5.94	709.00	33.13	675.87
39.50	5.96	709.00	33.31	675.69
39.60	5.98	709.00	33.50	675.50
39.70	5.99	709.00	33.69	675.31
39.80	6.01	709.00	33.88	675.12
39.90	6.03	709.00	34.07	674.93
40.00	6.04	709.00	34.26	674.74



Main data table with columns for 'AÑO', 'CANTIDAD', 'VALOR', 'CANTIDAD', 'VALOR', etc., organized into multiple sections.

Table with 45 columns and 399 rows. Columns include ID, Demanda, Volumen, Potencia, and various technical specifications. It is organized into three main sections: 'CÓDIGO DE PRODUCTO', 'CÓDIGO DE PRODUCTO', and 'CÓDIGO DE PRODUCTO'.

Main data table with columns: AÑO, Demanda, Potencia, Volumen, etc. for years 2019-2020. Includes sub-headers for 'Demanda eléctrica + Potencia' and 'Potencia hidroeléctrica + Volumen'.

ID	Fecha	Hora	Evento	Duración	34.641.07				34.641.07										34.641.07										Demanda eléctrica + Potencia (MW)	Consumo (MW)	Autogeneración (MW)	Pérdidas (MW)	Pérdidas %	Pérdidas (MWh)	Pérdidas %						
					Demanda eléctrica + Potencia (MW)	Consumo (MW)	Autogeneración (MW)	Pérdidas (MW)	Demanda eléctrica + Potencia (MW)	Consumo (MW)	Autogeneración (MW)	Pérdidas (MW)	Demanda eléctrica + Potencia (MW)	Consumo (MW)	Autogeneración (MW)	Pérdidas (MW)																									
2	30	0	15:30	15:30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2	30	0	15:35	15:35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Table with columns: Año, Mes, Día, Hora, Demanda eléctrica, Potencia eléctrica, Volumen de agua, Costo de energía, etc. It contains a large grid of data points for each hour from 2024-01-01 to 2024-12-31.

Main data table with columns: Año, Mes, Día, Hora, Demanda, Potencia, Volumen, etc. for years 2018-2020. The table contains a dense grid of numerical data representing simulation results.

Table with columns: Año, Mes, Día, Hora, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia Pmax, Potencia Pmin, Volumen de agua, Costo de energía, etc. The table contains 170 rows of data representing hourly electricity demand and power generation over a period of 170 days.

Table with columns for Demanda, Potencia, Volumen, and various simulation parameters. The table is organized into sections labeled 'EJERCICIO 1' through 'EJERCICIO 10'. Each row represents a specific simulation scenario with numerical values for demand, power, volume, and other variables.

AMO		2020 SIMULACIÓN DEL PLAN DE... 34.961.53						42.925.20						34.961.53						42.925.20						42.925.20											
AN	ME	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA
		ACTIVA	PASIVA	ACTIVA	PASIVA	ACTIVA	PASIVA	ACTIVA	PASIVA	ACTIVA	PASIVA	ACTIVA	PASIVA	ACTIVA	PASIVA	ACTIVA	PASIVA	ACTIVA	PASIVA	ACTIVA	PASIVA	ACTIVA	PASIVA	ACTIVA	PASIVA	ACTIVA	PASIVA	ACTIVA	PASIVA	ACTIVA	PASIVA	ACTIVA	PASIVA	ACTIVA	PASIVA	ACTIVA	PASIVA
		1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
1	1	741	548	9313	244	801	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Table with columns: Año, Demanda, Potencia, Volumen, etc. for years 2018-2022. It contains a large grid of data points for various simulation scenarios.

Main data table with columns for 'AÑO', 'Demanos', 'Volúmenes', 'Categorías', 'Poderes', 'Cálculos', 'Demanda efectiva', and 'Cálculos'. Contains a dense grid of numerical data.

Main data table with columns: AÑO, Demanda, Potencia, Volumen, etc. It contains a large grid of numerical data points for various years and categories.

Main data table with columns for 'AÑO', 'ID', 'Código', 'Descripción', 'Poderes', 'Volúmenes', 'Categorías', 'Demandas', 'Ponderaciones', 'Valores', 'Cálculos', 'Resultados', 'Evaluaciones', 'Efectos', 'Impactos', 'Indicadores', 'Fuentes', 'Referencias', 'Notas', 'Observaciones', 'Fecha', 'Estado', 'Usuario', 'Comentarios'.

Table with columns: Año, Mes, Día, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia Pmáx, Volumen de agua, Cota mínima de agua, etc. It contains a large grid of data points for each day from 2024 to 2025.

Table with columns for 'AÑO', 'Demanda eléctrica', 'Potencia', 'Potencia hidráulica', 'Potencia térmica', 'Potencia eólica', 'Potencia solar', 'Potencia geotérmica', 'Potencia hidroeléctrica', 'Potencia nuclear', 'Potencia biomasa', 'Potencia geotérmica', 'Potencia hidroeléctrica', 'Potencia nuclear', 'Potencia biomasa', 'Potencia geotérmica', 'Potencia hidroeléctrica', 'Potencia nuclear', 'Potencia biomasa', 'Potencia geotérmica', 'Potencia hidroeléctrica', 'Potencia nuclear', 'Potencia biomasa'. The table contains a large amount of numerical data organized in a grid-like structure.

AÑO 2024 SIMULACIÓN										AÑO 2025 SIMULACIÓN										AÑO 2026 SIMULACIÓN										AÑO 2027 SIMULACIÓN										
CÓDIGO 10										CÓDIGO 11										CÓDIGO 12										CÓDIGO 13										
NO.	FECHA	DEMANDA	VENTA	INVENTARIO	POTENCIA	VOLUMEN	COSTO	APORTACIONES	POTENCIA	POTENCIA	VENTA	INVENTARIO	POTENCIA	VOLUMEN	COSTO	APORTACIONES	POTENCIA	POTENCIA	VENTA	INVENTARIO	POTENCIA	VOLUMEN	COSTO	APORTACIONES	POTENCIA	POTENCIA	VENTA	INVENTARIO	POTENCIA	VOLUMEN	COSTO	APORTACIONES	POTENCIA	POTENCIA	VENTA	INVENTARIO	POTENCIA	VOLUMEN	COSTO	APORTACIONES
1	2024	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	

Table with multiple columns: AÑO, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Volumen dep, Cota mínima de, Potencia P, Potencia P, Cota mínima de, Potencia P, Potencia P, Cota mínima de, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Cota mínima de, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Cota mínima de, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Cota mínima de. The table contains numerical data for various years and power/volume metrics.

Main table containing simulation data with columns for ID, Year, Demand, Production, Inventory, and various financial metrics.

Table with multiple columns: Año, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Volumen dep, Cota mínima de, Potencia P, Potencia P, Cota mínima de, Potencia P, Potencia P, Cota mínima de, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Potencia P, Potencia P, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Potencia P, Potencia P. The table contains a large volume of numerical data organized in a grid-like structure.

Main data table with columns: Año, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Potencia P, Potencia P, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Potencia P, Potencia P, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Potencia P, Potencia P, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Potencia P, Potencia P, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Potencia P, Potencia P.

Table with columns: AÑO, Demanda eléctrica, Potencia eléctrica, Potencia instalada, Potencia disponible, Capacidad instalada, Capacidad disponible, Potencia eléctrica, Potencia instalada, Potencia disponible, Capacidad instalada, Capacidad disponible, Demanda eléctrica, Potencia eléctrica, Potencia instalada, Potencia disponible, Capacidad instalada, Capacidad disponible, Demandas eléctricas, Potencia eléctrica, Potencia instalada, Potencia disponible, Capacidad instalada, Capacidad disponible, Demandas eléctricas, Potencia eléctrica, Potencia instalada, Potencia disponible, Capacidad instalada, Capacidad disponible. Rows represent hourly simulation data for various years and scenarios.

AÑO 2020 SIMULACIÓN DEMANDA										AÑO 2021 SIMULACIÓN DEMANDA										AÑO 2022 SIMULACIÓN DEMANDA										AÑO 2023 SIMULACIÓN DEMANDA									
Mes	Día	Horario	Demanda eléctrica		Potencia eléctrica		Potencia térmica		Potencia hidráulica		Potencia eólica		Potencia solar		Potencia geotérmica		Potencia hidroeléctrica		Potencia nuclear		Potencia biomasa		Potencia geotérmica		Potencia hidroeléctrica		Potencia nuclear		Potencia biomasa		Potencia geotérmica		Potencia hidroeléctrica		Potencia nuclear		Potencia biomasa		
			MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	

AÑO				2020 SIMULACIÓN											2021 SIMULACIÓN											2022 SIMULACIÓN															
M	E	A	D	D	Demanda eléctrica + potencia			Potencia P (MW)			Potencia P (MW)			Potencia P (MW)			D	E	A	D	Demanda eléctrica + potencia			Potencia P (MW)			Potencia P (MW)			Potencia P (MW)											
					Potencia P (MW)	Potencia P (MW)	Potencia P (MW)	Potencia P (MW)	Potencia P (MW)	Potencia P (MW)	Potencia P (MW)	Potencia P (MW)	Potencia P (MW)	Potencia P (MW)	Potencia P (MW)	Potencia P (MW)					Potencia P (MW)	Potencia P (MW)	Potencia P (MW)	Potencia P (MW)	Potencia P (MW)	Potencia P (MW)															
1	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60

Table with 10 columns for Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia Pm, Potencia Pm. The table contains numerical data for various scenarios and time periods.

Table with columns for Demanda, Potencia, Volumen, etc. across multiple rows and columns.

Table with 100 columns: Año, Mes, Día, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Volumen dep, Cota línea de, Potencia eléctrica, Potencia eléctrica de, Cota línea de, Volumen dep, Cota línea de, Potencia eléctrica, Potencia eléctrica de, Cota línea de, Volumen dep, Cota línea de, Potencia eléctrica, Potencia eléctrica de, Cota línea de, Volumen dep, Cota línea de, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Volumen dep, Cota línea de, Potencia eléctrica, Potencia eléctrica de, Cota línea de, Volumen dep, Cota línea de, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Volumen dep, Cota línea de, Potencia eléctrica, Potencia eléctrica de, Cota línea de, Volumen dep, Cota línea de.

Table with columns for 'AÑO', 'Código', 'Demanda eléctrica', 'Potencia Pmax', 'Potencia Pmin', 'Potencia Pprom', 'Potencia Pmax de reserva', 'Potencia Pmin de reserva', 'Potencia Pprom de reserva', 'Demanda eléctrica + Potencia Pmax', 'Potencia Pmax', 'Potencia Pmin', 'Potencia Pprom', 'Potencia Pmax de reserva', 'Potencia Pmin de reserva', 'Potencia Pprom de reserva'. The table contains 960 rows of simulation data for the year 2020.

Main data table with columns: AÑO, DEMANDA, POTENCIA, etc. It contains 1000 rows of simulation data points.

Table with columns: AÑO, Mes, Día, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia R, Potencia H, Potencia S, Potencia T, Potencia G, Potencia N, Potencia D, Potencia M, Potencia B, Potencia C, Potencia F, Potencia E, Potencia I, Potencia J, Potencia K, Potencia L, Potencia O, Potencia P, Potencia Q, Potencia R, Potencia S, Potencia T, Potencia U, Potencia V, Potencia W, Potencia X, Potencia Y, Potencia Z. Rows represent months from January to December for each year from 2014 to 2020.

Main data table with columns: Año, Mes, Día, Demanda eléctrica, Potencia, etc. It contains a large grid of numerical data for each day of the year.

AÑO 2020			DISEÑO DE LA OBLIGACIÓN					DISEÑO DE LA OBLIGACIÓN					DISEÑO DE LA OBLIGACIÓN					DISEÑO DE LA OBLIGACIÓN					DISEÑO DE LA OBLIGACIÓN												
No. Emisor	Año	Sector	Demanda eléctrica + potencia (MW)	Características de la OBLIGACIÓN					Características de la OBLIGACIÓN					Características de la OBLIGACIÓN					Características de la OBLIGACIÓN					Características de la OBLIGACIÓN											
				Voluntad a E. de Rep.	Potencia P. de Rep.	Potencia P. de E.	Voluntad a E. de Rep.	Potencia P. de Rep.	Potencia P. de E.	Voluntad a E. de Rep.	Potencia P. de Rep.	Potencia P. de E.	Voluntad a E. de Rep.	Potencia P. de Rep.	Potencia P. de E.	Voluntad a E. de Rep.	Potencia P. de Rep.	Potencia P. de E.	Voluntad a E. de Rep.	Potencia P. de Rep.	Potencia P. de E.	Voluntad a E. de Rep.	Potencia P. de Rep.	Potencia P. de E.											
9	200	1	14.24	6.54	1.468	213,920.62	10,000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Table with columns for ID, Demanda, Potencia, Volumen, Cota Límite de, Potencia, Volumen, Cota Límite de, Demanda, Potencia, Volumen, Cota Límite de. It contains a large grid of numerical data representing simulation results for various scenarios and parameters.

Table with 50 columns: AÑO, Mes, Día, Hora, Demanda eléctrica (Pico, Noche, Base), Potencia Pico (MW), Potencia Noche (MW), Potencia Base (MW), Volumen de pico (MWh), Volumen de noche (MWh), Volumen de base (MWh), Costo de energía (€/MWh), Costo de potencia (€/MW), Costo de reserva (€/MW), Costo de arranque (€/MW), Costo de parada (€/MW), Costo de mantenimiento (€/MW), Costo de inversión (€/MW), Costo de operación (€/MW), Costo de combustible (€/MWh), Costo de transporte (€/MWh), Costo de pérdidas (€/MWh), Costo de emisiones (€/MWh), Costo de carbono (€/tCO2e), Costo de agua (€/MWh), Costo de viento (€/MWh), Costo de solar (€/MWh), Costo de hidroeléctrico (€/MWh), Costo de geotérmico (€/MWh), Costo de biomasa (€/MWh), Costo de almacenamiento (€/MWh), Costo de distribución (€/MWh), Costo de transmisión (€/MWh), Costo de interconexión (€/MWh), Costo de regulación (€/MWh), Costo de servicios auxiliares (€/MWh), Costo de seguridad (€/MWh), Costo de resiliencia (€/MWh), Costo de flexibilidad (€/MWh), Costo de innovación (€/MWh), Costo de digitalización (€/MWh), Costo de ciberseguridad (€/MWh), Costo de privacidad (€/MWh), Costo de ética (€/MWh), Costo de gobernanza (€/MWh), Costo de cumplimiento (€/MWh), Costo de reputación (€/MWh), Costo de sostenibilidad (€/MWh), Costo de responsabilidad social (€/MWh), Costo de transparencia (€/MWh), Costo de colaboración (€/MWh), Costo de innovación social (€/MWh), Costo de emprendimiento social (€/MWh), Costo de impacto social (€/MWh), Costo de bienestar social (€/MWh), Costo de equidad social (€/MWh), Costo de justicia social (€/MWh), Costo de inclusión social (€/MWh), Costo de participación social (€/MWh), Costo de empoderamiento social (€/MWh), Costo de liderazgo social (€/MWh), Costo de influencia social (€/MWh), Costo de inspiración social (€/MWh), Costo de motivación social (€/MWh), Costo de movilización social (€/MWh), Costo de acción social (€/MWh), Costo de cambio social (€/MWh), Costo de progreso social (€/MWh), Costo de desarrollo social (€/MWh), Costo de bienestar social (€/MWh), Costo de equidad social (€/MWh), Costo de justicia social (€/MWh), Costo de inclusión social (€/MWh), Costo de participación social (€/MWh), Costo de empoderamiento social (€/MWh), Costo de liderazgo social (€/MWh), Costo de influencia social (€/MWh), Costo de inspiración social (€/MWh), Costo de motivación social (€/MWh), Costo de movilización social (€/MWh), Costo de acción social (€/MWh), Costo de cambio social (€/MWh), Costo de progreso social (€/MWh), Costo de desarrollo social (€/MWh).

2024 SIMULACIÓN - 100% (100%)										2024 SIMULACIÓN - 100% (100%)										2024 SIMULACIÓN - 100% (100%)										2024 SIMULACIÓN - 100% (100%)									
No. de	Código	Demanda	Velocidad	Potencia P	Potencia S	Volumen de	Cota mínima de	Aparatos		Potencia eléctrica de		Potencia eléctrica de		Potencia eléctrica de		Potencia eléctrica de		Demanda eléctrica +	Potencia P	Potencia S	Potencia eléctrica																		
								Resistencia	Inductancia	Resistencia	Inductancia	Resistencia	Inductancia	Resistencia	Inductancia	Resistencia	Inductancia										Resistencia	Inductancia	Resistencia	Inductancia	Resistencia	Inductancia							
1	200	10	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000														

Table with columns: Año, Tipo, Demanda, Potencia, Volumen, etc. It contains a large grid of data points for various years and categories.

Table with multiple columns: Año, Mes, Día, Hora, Demanda, Potencia, Volumen, etc. It contains a large grid of data points for each hour of each day from 2020 to 2021.

Table with columns for 'AÑO', 'DOMINIO', 'CATEGORÍA', 'INDICADOR', 'VALOR', 'UNIDAD', 'DESCRIPCIÓN', and 'FUENTE'. It contains a large grid of data points for various years and indicators.

Table with columns: Año, Mes, Día, Hora, Demanda eléctrica, Potencia eléctrica, Volumen de agua, Costo de energía, etc. It contains a large grid of numerical data for each time slot.

Table with columns for 'AÑO', 'DEMANDA DE PRODUCTOS', 'DEMANDA DE SERVICIOS', 'DEMANDA DE BIENES', 'DEMANDA DE ALIMENTOS', 'DEMANDA DE BEBIDAS', 'DEMANDA DE TABACO', 'DEMANDA DE ALQUILER', 'DEMANDA DE ENERGÍA', 'DEMANDA DE TRANSPORTE', 'DEMANDA DE SALUD', 'DEMANDA DE EDUCACIÓN', 'DEMANDA DE CULTURA', 'DEMANDA DE TIEMPO LIBRE', 'DEMANDA DE OTRAS'. Rows represent years from 2018 to 2030, with data points for each category.

Table with 40 columns: Año, Mes, Día, Hora, Demanda, Potencia P, Volumen de agua, Costo de agua, Apagamiento, Potencia eléctrica, Potencia hidráulica, Costo de potencia, Volumen de potencia, Costo de potencia, Potencia hidráulica, Costo de potencia, Volumen de potencia, Costo de potencia, Potencia eléctrica, Potencia hidráulica, Costo de potencia, Volumen de potencia, Costo de potencia, Potencia eléctrica, Potencia hidráulica, Costo de potencia, Volumen de potencia, Costo de potencia, Potencia eléctrica, Potencia hidráulica, Costo de potencia, Volumen de potencia, Costo de potencia, Potencia eléctrica, Potencia hidráulica, Costo de potencia, Volumen de potencia, Costo de potencia. Rows represent hourly data for years 2005-2009.

Table with columns: AÑO, DEMANDA, DEMANDA EFECTIVA, DEMANDA EFECTIVA + INVENTARIO, DEMANDA EFECTIVA + INVENTARIO + PRODUCTO EN PROCESO, DEMANDA EFECTIVA + INVENTARIO + PRODUCTO EN PROCESO + PRODUCTO EN ALMACÉN, DEMANDA EFECTIVA + INVENTARIO + PRODUCTO EN PROCESO + PRODUCTO EN ALMACÉN + PRODUCTO EN TRANSITO, DEMANDA EFECTIVA + INVENTARIO + PRODUCTO EN PROCESO + PRODUCTO EN ALMACÉN + PRODUCTO EN TRANSITO + PRODUCTO EN ALMACÉN DE EMERGENCIAS, DEMANDA EFECTIVA + INVENTARIO + PRODUCTO EN PROCESO + PRODUCTO EN ALMACÉN + PRODUCTO EN TRANSITO + PRODUCTO EN ALMACÉN DE EMERGENCIAS + PRODUCTO EN TRANSITO DE EMERGENCIAS, DEMANDA EFECTIVA + INVENTARIO + PRODUCTO EN PROCESO + PRODUCTO EN ALMACÉN + PRODUCTO EN TRANSITO + PRODUCTO EN ALMACÉN DE EMERGENCIAS + PRODUCTO EN TRANSITO DE EMERGENCIAS + PRODUCTO EN ALMACÉN DE EMERGENCIAS DE EMERGENCIAS. Rows represent years from 1980 to 1990.

Main data table with columns: AÑO, DEMANDA, PRECIOS, VOLUMENES, etc. for years 2019 and 2020. Includes sub-headers for 'POTENCIA HEDERIZADA' and 'POTENCIA HEDERIZADA DE'.

Table with columns for AÑO, DEMANDA, VOLUMEN, CATEGORÍA, etc. It contains a large grid of data points for various years and categories.

Table with columns: Año, Mes, Día, Hora, Demanda eléctrica, Potencia eléctrica, etc. It contains a large grid of data points for each hour of the day across multiple years.

Table with columns for ADO, Demanda eléctrica, Potencia eléctrica, Volumen de potencia, etc. It lists simulation data for various scenarios and time periods.

Table with columns: Año, Mes, Día, Hora, Demanda, Potencia, Volumen, etc. It contains a large grid of numerical data representing simulation results over time.

AÑO	ID	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL	CATEGORÍA		SUBCATEGORÍA		MATERIAL		SERVICIO		OBRAS		EQUIPOS		MANTENIMIENTO		OTROS		TOTAL	
							UNIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL	UNIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL	UNIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL	UNIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL	UNIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL	UNIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
2018	001	001	

MD	2003 SIMULACÓN	15.040.75	14.242.75	14.279.13	14.294.02	14.441.03	13.995.97	13.349.30	88.90																
Nº	MD	Año	Medio	Volúmenes de Demanda	Volúmenes de Potencia P. Potencia P. Volumen de Consumo Cota Límite de	Apuntamientos	Consumo	Potencia eléctrica C. Potencia Potencia Potencia Potencia	Costo de Suministro de	Volúmenes de Consumo de	Cota Límite de	Demanda Potencia Potencia Potencia Potencia Potencia Potencia	Potencia Potencia Potencia Potencia Potencia Potencia	Demanda Potencia Potencia Potencia Potencia Potencia	Potencia Potencia Potencia Potencia Potencia Potencia										

Table with 12 columns: ID, Zona, Demanda eléctrica, Potencia Pmax, Potencia Pmin, Potencia Pbase, Potencia Pmax de Reserva, Potencia Pmin de Reserva, Potencia Pbase de Reserva, Categoría, Demanda eléctrica + Reserva, Potencia Pmax, Potencia Pmin, Potencia Pbase, Potencia Pmax de Reserva, Potencia Pmin de Reserva, Potencia Pbase de Reserva, Categoría, Demanda eléctrica + Reserva. The table contains simulation data for various power plants across multiple zones.

Table with 40 columns: Año, Zona, Demanda, Potencia, Volumen, etc. It contains a dense grid of data for various years and zones, including demand, power, and volume metrics.

Table with columns: Año, Zona, Demanda, Potencia P, Volumen dep, etc. The table contains multiple columns of data for years 2008-2015 across various zones and power/volume metrics.

Table with columns: AÑO, DEMANDA (Miles de toneladas), Producción (Miles de toneladas), Consumo (Miles de toneladas), etc. It contains a large grid of data points for various years and categories.

Table with columns for simulation parameters (e.g., Año, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia hidráulica de) and simulation results (e.g., Volumen depósito, Cota mínima de, Potencia hidráulica de). The table contains 70 rows of data.

ANO		DEMANDA (MWh)				ALICUATO 1%				ALICUATO 2%				ALICUATO 3%				ALICUATO 4%				ALICUATO 5%				ALICUATO 6%				ALICUATO 7%				
NO	VAL	DEMANDA (MWh)	POTENCIA (MW)	ALICUATO (%)	POTENCIA (MW)																													
1	80	10	10	100	10	10	100	10	10	100	10	10	100	10	10	100	10	10	100	10	10	100	10	10	100	10	10	100	10	10	100	10	10	100
1	80	20	20	100	20	20	100	20	20	100	20	20	100	20	20	100	20	20	100	20	20	100	20	20	100	20	20	100	20	20	100	20	20	100
1	80	30	30	100	30	30	100	30	30	100	30	30	100	30	30	100	30	30	100	30	30	100	30	30	100	30	30	100	30	30	100	30	30	100
1	80	40	40	100	40	40	100	40	40	100	40	40	100	40	40	100	40	40	100	40	40	100	40	40	100	40	40	100	40	40	100	40	40	100
1	80	50	50	100	50	50	100	50	50	100	50	50	100	50	50	100	50	50	100	50	50	100	50	50	100	50	50	100	50	50	100	50	50	100
1	80	60	60	100	60	60	100	60	60	100	60	60	100	60	60	100	60	60	100	60	60	100	60	60	100	60	60	100	60	60	100	60	60	100
1	80	70	70	100	70	70	100	70	70	100	70	70	100	70	70	100	70	70	100	70	70	100	70	70	100	70	70	100	70	70	100	70	70	100
1	80	80	80	100	80	80	100	80	80	100	80	80	100	80	80	100	80	80	100	80	80	100	80	80	100	80	80	100	80	80	100	80	80	100

Table with columns: Año, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Volumen dep. agua, Costo línea de transmisión, etc. The table contains multiple columns of data for each year from 1980 to 2004.

AÑO: DEMANDA (2004) 15.341.235 45.913.24 45.913.24 45.913.24

Main data table with multiple columns including Demanda efectiva, Potencia eléctrica, and various technical specifications. The table spans the entire width of the page and contains a large volume of numerical data.

Table with columns for 'AÑO', 'ID', 'Categoría', 'Demanda eléctrica + Potencia (MW)', 'Potencia P0 (MW)', 'Potencia P1 (MW)', 'Potencia P2 (MW)', 'Potencia P3 (MW)', 'Potencia P4 (MW)', 'Potencia P5 (MW)', 'Potencia P6 (MW)', 'Potencia P7 (MW)', 'Potencia P8 (MW)', 'Potencia P9 (MW)', 'Potencia P10 (MW)', 'Potencia P11 (MW)', 'Potencia P12 (MW)', 'Potencia P13 (MW)', 'Potencia P14 (MW)', 'Potencia P15 (MW)', 'Potencia P16 (MW)', 'Potencia P17 (MW)', 'Potencia P18 (MW)', 'Potencia P19 (MW)', 'Potencia P20 (MW)', 'Potencia P21 (MW)', 'Potencia P22 (MW)', 'Potencia P23 (MW)', 'Potencia P24 (MW)', 'Potencia P25 (MW)', 'Potencia P26 (MW)', 'Potencia P27 (MW)', 'Potencia P28 (MW)', 'Potencia P29 (MW)', 'Potencia P30 (MW)', 'Potencia P31 (MW)', 'Potencia P32 (MW)', 'Potencia P33 (MW)', 'Potencia P34 (MW)', 'Potencia P35 (MW)', 'Potencia P36 (MW)', 'Potencia P37 (MW)', 'Potencia P38 (MW)', 'Potencia P39 (MW)', 'Potencia P40 (MW)', 'Potencia P41 (MW)', 'Potencia P42 (MW)', 'Potencia P43 (MW)', 'Potencia P44 (MW)', 'Potencia P45 (MW)', 'Potencia P46 (MW)', 'Potencia P47 (MW)', 'Potencia P48 (MW)', 'Potencia P49 (MW)', 'Potencia P50 (MW)', 'Potencia P51 (MW)', 'Potencia P52 (MW)', 'Potencia P53 (MW)', 'Potencia P54 (MW)', 'Potencia P55 (MW)', 'Potencia P56 (MW)', 'Potencia P57 (MW)', 'Potencia P58 (MW)', 'Potencia P59 (MW)', 'Potencia P60 (MW)', 'Potencia P61 (MW)', 'Potencia P62 (MW)', 'Potencia P63 (MW)', 'Potencia P64 (MW)', 'Potencia P65 (MW)', 'Potencia P66 (MW)', 'Potencia P67 (MW)', 'Potencia P68 (MW)', 'Potencia P69 (MW)', 'Potencia P70 (MW)', 'Potencia P71 (MW)', 'Potencia P72 (MW)', 'Potencia P73 (MW)', 'Potencia P74 (MW)', 'Potencia P75 (MW)', 'Potencia P76 (MW)', 'Potencia P77 (MW)', 'Potencia P78 (MW)', 'Potencia P79 (MW)', 'Potencia P80 (MW)', 'Potencia P81 (MW)', 'Potencia P82 (MW)', 'Potencia P83 (MW)', 'Potencia P84 (MW)', 'Potencia P85 (MW)', 'Potencia P86 (MW)', 'Potencia P87 (MW)', 'Potencia P88 (MW)', 'Potencia P89 (MW)', 'Potencia P90 (MW)', 'Potencia P91 (MW)', 'Potencia P92 (MW)', 'Potencia P93 (MW)', 'Potencia P94 (MW)', 'Potencia P95 (MW)', 'Potencia P96 (MW)', 'Potencia P97 (MW)', 'Potencia P98 (MW)', 'Potencia P99 (MW)', 'Potencia P100 (MW)'. The table contains numerical data for each cell.

Table with columns for 'AÑO', 'DIRECCIÓN GENERAL', 'Demanda eléctrica', 'Potencia P. eólica', 'Potencia P. hidroeléctrica', 'Potencia P. solar', 'Potencia P. geotérmica', 'Potencia P. biomasa', 'Potencia P. hidráulica', 'Potencia P. nuclear', 'Potencia P. fotovoltaica', 'Potencia P. eólica', 'Potencia P. hidroeléctrica', 'Potencia P. solar', 'Potencia P. geotérmica', 'Potencia P. biomasa', 'Potencia P. hidráulica', 'Potencia P. nuclear', 'Potencia P. fotovoltaica', 'Demanda eléctrica', 'Potencia P. eólica', 'Potencia P. hidroeléctrica', 'Potencia P. solar', 'Potencia P. geotérmica', 'Potencia P. biomasa', 'Potencia P. hidráulica', 'Potencia P. nuclear', 'Potencia P. fotovoltaica'. The table contains a large grid of numerical data for each year from 2004 to 2020 across various energy categories.

Table with 5 columns: AÑO, DEMANDA (UNIDAD), DEMANDA (MONEDA), DEMANDA (MONEDA), DEMANDA (MONEDA). Contains thousands of rows of numerical data representing simulation results for various years and units.

ANEXO 1

Table with multiple columns: ANEXO 1, ANEXO 2, ANEXO 3, ANEXO 4, ANEXO 5, ANEXO 6, ANEXO 7, ANEXO 8, ANEXO 9, ANEXO 10, ANEXO 11, ANEXO 12, ANEXO 13, ANEXO 14, ANEXO 15, ANEXO 16, ANEXO 17, ANEXO 18, ANEXO 19, ANEXO 20, ANEXO 21, ANEXO 22, ANEXO 23, ANEXO 24, ANEXO 25, ANEXO 26, ANEXO 27, ANEXO 28, ANEXO 29, ANEXO 30, ANEXO 31, ANEXO 32, ANEXO 33, ANEXO 34, ANEXO 35, ANEXO 36, ANEXO 37, ANEXO 38, ANEXO 39, ANEXO 40, ANEXO 41, ANEXO 42, ANEXO 43, ANEXO 44, ANEXO 45, ANEXO 46, ANEXO 47, ANEXO 48, ANEXO 49, ANEXO 50, ANEXO 51, ANEXO 52, ANEXO 53, ANEXO 54, ANEXO 55, ANEXO 56, ANEXO 57, ANEXO 58, ANEXO 59, ANEXO 60, ANEXO 61, ANEXO 62, ANEXO 63, ANEXO 64, ANEXO 65, ANEXO 66, ANEXO 67, ANEXO 68, ANEXO 69, ANEXO 70, ANEXO 71, ANEXO 72, ANEXO 73, ANEXO 74, ANEXO 75, ANEXO 76, ANEXO 77, ANEXO 78, ANEXO 79, ANEXO 80, ANEXO 81, ANEXO 82, ANEXO 83, ANEXO 84, ANEXO 85, ANEXO 86, ANEXO 87, ANEXO 88, ANEXO 89, ANEXO 90, ANEXO 91, ANEXO 92, ANEXO 93, ANEXO 94, ANEXO 95, ANEXO 96, ANEXO 97, ANEXO 98, ANEXO 99, ANEXO 100.

Table with multiple columns: AÑO, DEMANDA (DIVERSA, ALIMENTOS, BEBIDAS, etc.), POTENCIA (POTENCIA PUNTO, POTENCIA HUBO, etc.), VOLUMEN (VOLUMEN DEPÓSITO, etc.), CATEGORÍA (CATEGORÍA DEPÓSITO, etc.), DEMANDA EFECTIVA (DEMANDA EFECTIVA, etc.). Rows represent different years and categories.

Table with columns for 'AÑO', 'DIRECCIÓN GENERAL', 'CATEGORÍA', 'NOMBRE', 'DEMANDA EFECTIVA', 'POTENCIA EFECTIVA', 'POTENCIA INSTALADA', 'CATEGORÍA', 'NOMBRE', 'DEMANDA EFECTIVA', 'POTENCIA EFECTIVA', 'POTENCIA INSTALADA'. The table contains a large number of rows representing different power generation units and their characteristics.

Table with 68 columns: AÑO, DMS, DEMANDA, VOLÚMEN DE TRÁFICO, POTENCIA P, VOLÚMEN DE TRÁFICO, CATEGORÍA DE SERVICIO, APLICACIÓN, DEMANDA EFECTIVA, POTENCIA EFECTIVA, VOLÚMEN DE TRÁFICO, CATEGORÍA DE SERVICIO, APLICACIÓN, POTENCIA EFECTIVA, VOLÚMEN DE TRÁFICO, CATEGORÍA DE SERVICIO, APLICACIÓN, DEMANDA EFECTIVA, POTENCIA EFECTIVA, VOLÚMEN DE TRÁFICO, CATEGORÍA DE SERVICIO, APLICACIÓN. It contains multiple rows of simulation data.

Table with columns for 'AÑO', 'DIRECCIÓN GENERAL', 'CATEGORÍA', 'DEMANDA', 'POTENCIA', 'COSTO', 'RENTABILIDAD', 'RISGO', 'VALOR', 'CATEGORÍA', 'DEMANDA', 'POTENCIA', 'COSTO', 'RENTABILIDAD', 'RISGO', 'VALOR', 'CATEGORÍA', 'DEMANDA', 'POTENCIA', 'COSTO', 'RENTABILIDAD', 'RISGO', 'VALOR'. The table contains a large grid of numerical data for various projects and years.

Table with 63 columns: ABO, DHE-SUM (DINERO), DEMANDA, VOLUMEN DE, COSTO UNITARIO DE, POTENCIA, etc. It contains a large grid of data points for each row and column.

Table with columns: Año, Demanda, Potencia P, Volumen dep, etc. for years 2001-2029. The table is organized into four major sections: 2001-2019, 2020-2029, 2030-2039, and 2040-2049. Each section contains a grid of data points for various parameters over time.

Main data table with columns for 'AÑO' (Year), 'CÓDIGO' (Code), 'DESCRIPCIÓN' (Description), 'POTENCIA' (Power), 'VOLUMEN' (Volume), 'COSTO' (Cost), and various 'POTENCIA' and 'VOLUMEN' metrics. It includes a large table with multiple columns and rows of numerical data.

Main data table with columns for AÑO, DEMANDA, and various parameters for different years from 2020 to 2030. Includes sub-headers for 'CATEGORÍA DE USO' and 'NÚMERO DE USUARIOS'. Rows represent individual scenarios and their associated metrics.

Table with columns for AÑO, DEMANDA (Miles de toneladas), and various sub-categories (Poderes A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, K, L, M, N, O, P, Q, R, S, T, U, V, W, X, Y, Z). Each row represents a specific year and category, with numerical values for demand and sub-categories.

Table with columns for 'AÑO', 'DIRECCIÓN GENERAL', 'Demanda eléctrica', 'Potencia eléctrica', 'Potencia térmica', 'Potencia hidráulica', 'Potencia eólica', 'Potencia solar', 'Potencia geotérmica', 'Potencia hidroeléctrica', 'Potencia fotovoltaica', 'Potencia biomasa', 'Potencia geotérmica', 'Potencia hidroeléctrica', 'Potencia fotovoltaica', 'Potencia biomasa', 'Potencia geotérmica', 'Potencia hidroeléctrica', 'Potencia fotovoltaica', 'Potencia biomasa', 'Potencia geotérmica', 'Potencia hidroeléctrica', 'Potencia fotovoltaica', 'Potencia biomasa'. Rows represent years from 2006 to 2020 and various simulation scenarios.

Table with columns for AÑO, DEMANDA (MWh), VOLUMEN DE VENTA (MWh), POTENCIA (MW), and various financial metrics (Costo de venta, Costo de producción, etc.) for years 2004-2010. The table is organized into sections for different years and includes detailed data for each month.

Main data table with 10 columns for each of the 10 departments: ABO, ANTOC, BAMB, BAYAS, BOLIVIA, CHACABAMB, CHALACHAL, CHALVIBAY, CHIVILICHAN, and CHIVILICHAN. Each column contains a grid of numerical data representing simulation results across various parameters.

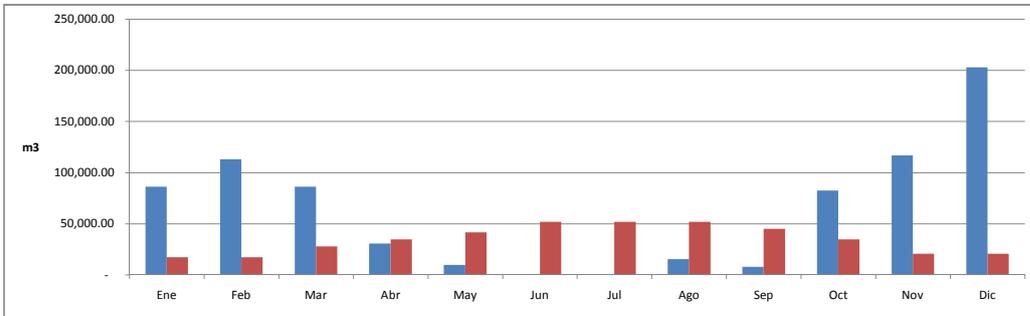
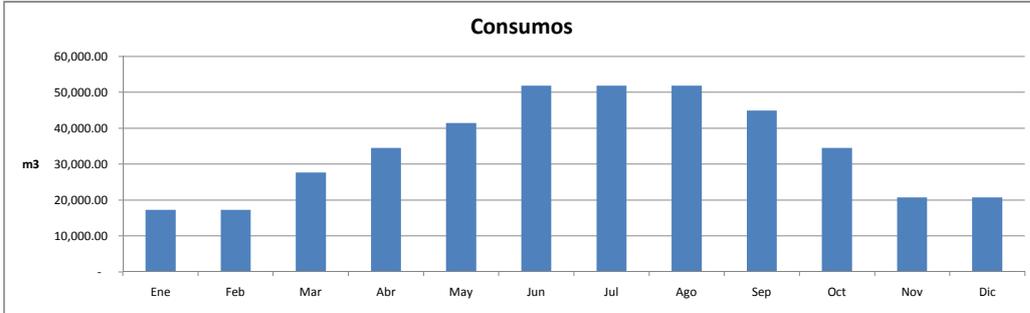
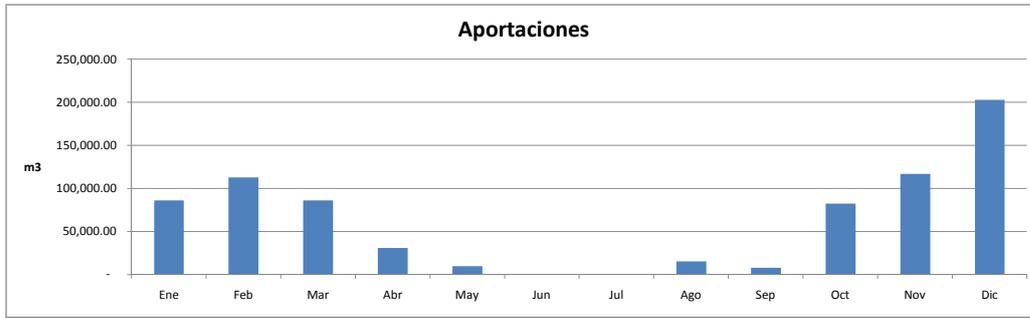
Table with multiple columns: AÑO, DISEÑO, DEMANDA, VOLUMEN, CAPACIDAD, etc. It contains a large grid of numerical data representing simulation results for various scenarios and years.

Cobertura del 70% con Fuentes de Energía Renovables.

Características técnicas

Año horizonte		2020	2030
Demanda			
Demanda eléctrica	(Gwh _e)	105.31	130.87
Punta de demanda	(Mw _e)	39.12	45.45
Cobertura de renovables		72%	73%
Restricciones (Energía)		0.000%	0.000%
Restricciones (tiempo)		0.479%	1.301%
Estación de bombeo			
Potencia instalada	(Mw _e)	14.00	14.00
Potencia hidráulica	(MW)	11.71	11.71
Caudal nominal	(m ³ /s)	1.61	1.61
Salto bruto	(m)	744.00	744.00
Salto neto	(m)	749.63	749.64
Rendimiento motor+instalación eléctrica		95.04%	95.04%
Rendimiento bomba		88.00%	88.00%
Rendimiento total		83.64%	83.64%
Energía consumida	(Gwh _e)	24.17	27.88
Horas de funcionamiento equivalente	(hev)	1726.44	1991.20
Central hidroeléctrica			
Potencia instalada	(Mw _e)	16.00	16.00
Potencia hidráulica	(MW)	18.30	18.30
Caudal nominal	(m ³ /s)	2.69	2.69
Salto bruto	(m)	709.00	709.00
Salto neto	(m)	693.34	693.32
Rendimiento generador+instalación eléctrica		95%	95%
Rendimiento turbina		92%	92%
Rendimiento total		87%	87%
% Demanda mínimo		30%	30%
Energía suministrada	(Gwh _e)	23.91	27.32
Horas de funcionamiento equivalente	(hev)	1494.32	1707.49
Tubería forzada			
Longitud	(m)	2010.00	2010.00
Díámetro	(m)	1.08	1.08
V _{turbina}	(m/s)	2.94	2.94
V _{bombeo}	(m/s)	1.76	1.76
n Manning		0.01	0.01
Pendiente hidráulica	(m/km)	5.99	6.00
Coefficiente de pérdidas k (Δh=k•Q ²)		2.16	2.17
Δh _{max} turbina	(m)	15.66	15.68
Δh _{max} bombeo	(m)	5.63	5.64
Depósitos			
Superior			
Capacidad	(hm ³)	0.237	0.237
Cota máxima de la lámina de agua	(msnm)	1034.00	1034.00
Cota mínima de la lámina de agua	(msnm)	1024.00	1024.00
Inferior			
Capacidad	(hm ³)	0.750	0.750
Cota máxima de la lámina de agua	(msnm)	325.00	325.00
Cota mínima de la lámina de agua	(msnm)	290.00	290.00
Parque Eólico			
nº de aerogeneradores		8	11
Potencia unitaria	(MW)	2	2
Potencia instalada	(MW)	16	22
Rendimiento i. eléctrica		96%	96%
Energía suministrada	(GWh _e)	75.94	95.45
Horas equivalentes	(hev)	4746.04	4338.81
Central Diesel			
Potencia	(Mw _e)	25	25
Energía suministrada	(GWh _e)	29.48	35.56
Horas equivalentes a plena potencia	(hev)	1179.38	1422.59

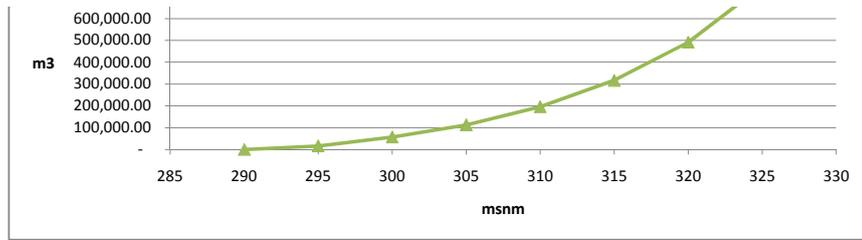
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Annual
Aportaciones m3	86,096.94	112,882.65	86,096.94	30,612.24	9,566.33	Hidrología	-	15,306.12	7,653.06	82,270.41	116,709.18	202,806.12	750,000.00
m3/h	115.72	167.98	115.72	42.52	12.86	-	-	20.57	10.63	110.58	162.10	272.59	
Consumos m3	17,291.67	17,291.67	27,666.67	34,583.33	41,500.00	51,875.00	51,875.00	51,875.00	44,958.33	34,583.33	20,750.00	20,750.00	415,000.00
m3/h	23.24	25.73	37.19	48.03	55.78	72.05	69.72	69.72	62.44	46.48	28.82	27.89	



Depósito inferior

Cota msnm	Volumen m3
290	-
295	16,607.87
300	56,846.03
305	113,226.00
310	195,729.71
315	316,653.86
320	491,371.89
325	750,000.00
Total	750,000.00

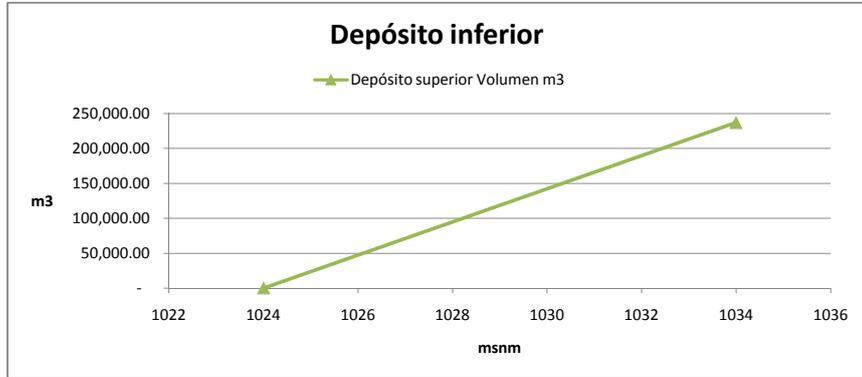
Depósitos



Depósito superior

Cota msnm	Volumen m3
1024	-
1034	237,000.00
Total	237,000.00

Depósito inferior



Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
-40.00	-5.30	709.00	60.77	769.77
-39.90	-5.29	709.00	60.51	769.51
-39.80	-5.27	709.00	60.25	769.25
-39.70	-5.26	709.00	59.99	768.99
-39.60	-5.25	709.00	59.73	768.73
-39.50	-5.24	709.00	59.46	768.46
-39.40	-5.23	709.00	59.20	768.20
-39.30	-5.22	709.00	58.94	767.94
-39.20	-5.21	709.00	58.68	767.68
-39.10	-5.19	709.00	58.42	767.42
-39.00	-5.18	709.00	58.16	767.16
-38.90	-5.17	709.00	57.91	766.91
-38.80	-5.16	709.00	57.65	766.65
-38.70	-5.15	709.00	57.39	766.39
-38.60	-5.14	709.00	57.13	766.13
-38.50	-5.12	709.00	56.87	765.87
-38.40	-5.11	709.00	56.62	765.62
-38.30	-5.10	709.00	56.36	765.36
-38.20	-5.09	709.00	56.10	765.10
-38.10	-5.08	709.00	55.85	764.85
-38.00	-5.07	709.00	55.59	764.59
-37.90	-5.05	709.00	55.34	764.34
-37.80	-5.04	709.00	55.08	764.08
-37.70	-5.03	709.00	54.83	763.83
-37.60	-5.02	709.00	54.57	763.57
-37.50	-5.01	709.00	54.32	763.32
-37.40	-5.00	709.00	54.07	763.07
-37.30	-4.98	709.00	53.81	762.81
-37.20	-4.97	709.00	53.56	762.56
-37.10	-4.96	709.00	53.31	762.31
-37.00	-4.95	709.00	53.06	762.06
-36.90	-4.94	709.00	52.80	761.80
-36.80	-4.93	709.00	52.55	761.55
-36.70	-4.91	709.00	52.30	761.30
-36.60	-4.90	709.00	52.05	761.05
-36.50	-4.89	709.00	51.80	760.80
-36.40	-4.88	709.00	51.55	760.55
-36.30	-4.87	709.00	51.30	760.30
-36.20	-4.86	709.00	51.05	760.05
-36.10	-4.84	709.00	50.81	759.81
-36.00	-4.83	709.00	50.56	759.56
-35.90	-4.82	709.00	50.31	759.31
-35.80	-4.81	709.00	50.06	759.06
-35.70	-4.80	709.00	49.82	758.82
-35.60	-4.78	709.00	49.57	758.57
-35.50	-4.77	709.00	49.32	758.32
-35.40	-4.76	709.00	49.08	758.08
-35.30	-4.75	709.00	48.83	757.83
-35.20	-4.74	709.00	48.59	757.59

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
-35.10	-4.72	709.00	48.34	757.34
-35.00	-4.71	709.00	48.10	757.10
-34.90	-4.70	709.00	47.86	756.86
-34.80	-4.69	709.00	47.61	756.61
-34.70	-4.68	709.00	47.37	756.37
-34.60	-4.66	709.00	47.13	756.13
-34.50	-4.65	709.00	46.89	755.89
-34.40	-4.64	709.00	46.64	755.64
-34.30	-4.63	709.00	46.40	755.40
-34.20	-4.62	709.00	46.16	755.16
-34.10	-4.60	709.00	45.92	754.92
-34.00	-4.59	709.00	45.68	754.68
-33.90	-4.58	709.00	45.44	754.44
-33.80	-4.57	709.00	45.20	754.20
-33.70	-4.56	709.00	44.96	753.96
-33.60	-4.54	709.00	44.73	753.73
-33.50	-4.53	709.00	44.49	753.49
-33.40	-4.52	709.00	44.25	753.25
-33.30	-4.51	709.00	44.01	753.01
-33.20	-4.50	709.00	43.78	752.78
-33.10	-4.48	709.00	43.54	752.54
-33.00	-4.47	709.00	43.31	752.31
-32.90	-4.46	709.00	43.07	752.07
-32.80	-4.45	709.00	42.84	751.84
-32.70	-4.43	709.00	42.60	751.60
-32.60	-4.42	709.00	42.37	751.37
-32.50	-4.41	709.00	42.13	751.13
-32.40	-4.40	709.00	41.90	750.90
-32.30	-4.39	709.00	41.67	750.67
-32.20	-4.37	709.00	41.44	750.44
-32.10	-4.36	709.00	41.21	750.21
-32.00	-4.35	709.00	40.97	749.97
-31.90	-4.34	709.00	40.74	749.74
-31.80	-4.32	709.00	40.51	749.51
-31.70	-4.31	709.00	40.28	749.28
-31.60	-4.30	709.00	40.05	749.05
-31.50	-4.29	709.00	39.83	748.83
-31.40	-4.28	709.00	39.60	748.60
-31.30	-4.26	709.00	39.37	748.37
-31.20	-4.25	709.00	39.14	748.14
-31.10	-4.24	709.00	38.92	747.92
-31.00	-4.23	709.00	38.69	747.69
-30.90	-4.21	709.00	38.46	747.46
-30.80	-4.20	709.00	38.24	747.24
-30.70	-4.19	709.00	38.01	747.01
-30.60	-4.18	709.00	37.79	746.79
-30.50	-4.16	709.00	37.56	746.56
-30.40	-4.15	709.00	37.34	746.34
-30.30	-4.14	709.00	37.12	746.12

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
-30.20	-4.13	709.00	36.90	745.90
-30.10	-4.11	709.00	36.67	745.67
-30.00	-4.10	709.00	36.45	745.45
-29.90	-4.09	709.00	36.23	745.23
-29.80	-4.08	709.00	36.01	745.01
-29.70	-4.06	709.00	35.79	744.79
-29.60	-4.05	709.00	35.57	744.57
-29.50	-4.04	709.00	35.35	744.35
-29.40	-4.03	709.00	35.13	744.13
-29.30	-4.01	709.00	34.91	743.91
-29.20	-4.00	709.00	34.70	743.70
-29.10	-3.99	709.00	34.48	743.48
-29.00	-3.98	709.00	34.26	743.26
-28.90	-3.96	709.00	34.05	743.05
-28.80	-3.95	709.00	33.83	742.83
-28.70	-3.94	709.00	33.62	742.62
-28.60	-3.93	709.00	33.40	742.40
-28.50	-3.91	709.00	33.19	742.19
-28.40	-3.90	709.00	32.97	741.97
-28.30	-3.89	709.00	32.76	741.76
-28.20	-3.88	709.00	32.55	741.55
-28.10	-3.86	709.00	32.34	741.34
-28.00	-3.85	709.00	32.12	741.12
-27.90	-3.84	709.00	31.91	740.91
-27.80	-3.83	709.00	31.70	740.70
-27.70	-3.81	709.00	31.49	740.49
-27.60	-3.80	709.00	31.28	740.28
-27.50	-3.79	709.00	31.08	740.08
-27.40	-3.78	709.00	30.87	739.87
-27.30	-3.76	709.00	30.66	739.66
-27.20	-3.75	709.00	30.45	739.45
-27.10	-3.74	709.00	30.25	739.25
-27.00	-3.72	709.00	30.04	739.04
-26.90	-3.71	709.00	29.83	738.83
-26.80	-3.70	709.00	29.63	738.63
-26.70	-3.69	709.00	29.43	738.43
-26.60	-3.67	709.00	29.22	738.22
-26.50	-3.66	709.00	29.02	738.02
-26.40	-3.65	709.00	28.82	737.82
-26.30	-3.63	709.00	28.61	737.61
-26.20	-3.62	709.00	28.41	737.41
-26.10	-3.61	709.00	28.21	737.21
-26.00	-3.60	709.00	28.01	737.01
-25.90	-3.58	709.00	27.81	736.81
-25.80	-3.57	709.00	27.61	736.61
-25.70	-3.56	709.00	27.41	736.41
-25.60	-3.54	709.00	27.21	736.21
-25.50	-3.53	709.00	27.02	736.02
-25.40	-3.52	709.00	26.82	735.82

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
-25.30	-3.51	709.00	26.62	735.62
-25.20	-3.49	709.00	26.43	735.43
-25.10	-3.48	709.00	26.23	735.23
-25.00	-3.47	709.00	26.04	735.04
-24.90	-3.45	709.00	25.84	734.84
-24.80	-3.44	709.00	25.65	734.65
-24.70	-3.43	709.00	25.45	734.45
-24.60	-3.42	709.00	25.26	734.26
-24.50	-3.40	709.00	25.07	734.07
-24.40	-3.39	709.00	24.88	733.88
-24.30	-3.38	709.00	24.69	733.69
-24.20	-3.36	709.00	24.50	733.50
-24.10	-3.35	709.00	24.31	733.31
-24.00	-3.34	709.00	24.12	733.12
-23.90	-3.32	709.00	23.93	732.93
-23.80	-3.31	709.00	23.74	732.74
-23.70	-3.30	709.00	23.56	732.56
-23.60	-3.28	709.00	23.37	732.37
-23.50	-3.27	709.00	23.18	732.18
-23.40	-3.26	709.00	23.00	732.00
-23.30	-3.25	709.00	22.81	731.81
-23.20	-3.23	709.00	22.63	731.63
-23.10	-3.22	709.00	22.45	731.45
-23.00	-3.21	709.00	22.26	731.26
-22.90	-3.19	709.00	22.08	731.08
-22.80	-3.18	709.00	21.90	730.90
-22.70	-3.17	709.00	21.72	730.72
-22.60	-3.15	709.00	21.54	730.54
-22.50	-3.14	709.00	21.36	730.36
-22.40	-3.13	709.00	21.18	730.18
-22.30	-3.11	709.00	21.00	730.00
-22.20	-3.10	709.00	20.82	729.82
-22.10	-3.09	709.00	20.65	729.65
-22.00	-3.07	709.00	20.47	729.47
-21.90	-3.06	709.00	20.30	729.30
-21.80	-3.05	709.00	20.12	729.12
-21.70	-3.03	709.00	19.95	728.95
-21.60	-3.02	709.00	19.77	728.77
-21.50	-3.01	709.00	19.60	728.60
-21.40	-2.99	709.00	19.43	728.43
-21.30	-2.98	709.00	19.25	728.25
-21.20	-2.97	709.00	19.08	728.08
-21.10	-2.95	709.00	18.91	727.91
-21.00	-2.94	709.00	18.74	727.74
-20.90	-2.93	709.00	18.57	727.57
-20.80	-2.91	709.00	18.40	727.40
-20.70	-2.90	709.00	18.23	727.23
-20.60	-2.89	709.00	18.07	727.07
-20.50	-2.87	709.00	17.90	726.90

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
-20.40	-2.86	709.00	17.73	726.73
-20.30	-2.85	709.00	17.57	726.57
-20.20	-2.83	709.00	17.40	726.40
-20.10	-2.82	709.00	17.24	726.24
-20.00	-2.81	709.00	17.08	726.08
-19.90	-2.79	709.00	16.91	725.91
-19.80	-2.78	709.00	16.75	725.75
-19.70	-2.77	709.00	16.59	725.59
-19.60	-2.75	709.00	16.43	725.43
-19.50	-2.74	709.00	16.27	725.27
-19.40	-2.73	709.00	16.11	725.11
-19.30	-2.71	709.00	15.95	724.95
-19.20	-2.70	709.00	15.79	724.79
-19.10	-2.69	709.00	15.64	724.64
-19.00	-2.67	709.00	15.48	724.48
-18.90	-2.66	709.00	15.32	724.32
-18.80	-2.65	709.00	15.17	724.17
-18.70	-2.63	709.00	15.01	724.01
-18.60	-2.62	709.00	14.86	723.86
-18.50	-2.61	709.00	14.71	723.71
-18.40	-2.59	709.00	14.55	723.55
-18.30	-2.58	709.00	14.40	723.40
-18.20	-2.57	709.00	14.25	723.25
-18.10	-2.55	709.00	14.10	723.10
-18.00	-2.54	709.00	13.95	722.95
-17.90	-2.52	709.00	13.80	722.80
-17.80	-2.51	709.00	13.65	722.65
-17.70	-2.50	709.00	13.51	722.51
-17.60	-2.48	709.00	13.36	722.36
-17.50	-2.47	709.00	13.21	722.21
-17.40	-2.46	709.00	13.07	722.07
-17.30	-2.44	709.00	12.92	721.92
-17.20	-2.43	709.00	12.78	721.78
-17.10	-2.42	709.00	12.64	721.64
-17.00	-2.40	709.00	12.50	721.50
-16.90	-2.39	709.00	12.35	721.35
-16.80	-2.37	709.00	12.21	721.21
-16.70	-2.36	709.00	12.07	721.07
-16.60	-2.35	709.00	11.93	720.93
-16.50	-2.33	709.00	11.79	720.79
-16.40	-2.32	709.00	11.66	720.66
-16.30	-2.31	709.00	11.52	720.52
-16.20	-2.29	709.00	11.38	720.38
-16.10	-2.28	709.00	11.25	720.25
-16.00	-2.26	709.00	11.11	720.11
-15.90	-2.25	709.00	10.98	719.98
-15.80	-2.24	709.00	10.84	719.84
-15.70	-2.22	709.00	10.71	719.71
-15.60	-2.21	709.00	10.58	719.58

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
-15.50	-2.20	709.00	10.45	719.45
-15.40	-2.18	709.00	10.32	719.32
-15.30	-2.17	709.00	10.19	719.19
-15.20	-2.15	709.00	10.06	719.06
-15.10	-2.14	709.00	9.93	718.93
-15.00	-2.13	709.00	9.80	718.80
-14.90	-2.11	709.00	9.67	718.67
-14.80	-2.10	709.00	9.55	718.55
-14.70	-2.09	709.00	9.42	718.42
-14.60	-2.07	709.00	9.30	718.30
-14.50	-2.06	709.00	9.17	718.17
-14.40	-2.04	709.00	9.05	718.05
-14.30	-2.03	709.00	8.93	717.93
-14.20	-2.02	709.00	8.81	717.81
-14.10	-2.00	709.00	8.69	717.69
-14.00	-1.99	709.00	8.57	717.57
-13.90	-1.97	709.00	8.45	717.45
-13.80	-1.96	709.00	8.33	717.33
-13.70	-1.95	709.00	8.21	717.21
-13.60	-1.93	709.00	8.10	717.10
-13.50	-1.92	709.00	7.98	716.98
-13.40	-1.91	709.00	7.86	716.86
-13.30	-1.89	709.00	7.75	716.75
-13.20	-1.88	709.00	7.64	716.64
-13.10	-1.86	709.00	7.52	716.52
-13.00	-1.85	709.00	7.41	716.41
-12.90	-1.84	709.00	7.30	716.30
-12.80	-1.82	709.00	7.19	716.19
-12.70	-1.81	709.00	7.08	716.08
-12.60	-1.79	709.00	6.97	715.97
-12.50	-1.78	709.00	6.86	715.86
-12.40	-1.77	709.00	6.75	715.75
-12.30	-1.75	709.00	6.65	715.65
-12.20	-1.74	709.00	6.54	715.54
-12.10	-1.72	709.00	6.44	715.44
-12.00	-1.71	709.00	6.33	715.33
-11.90	-1.70	709.00	6.23	715.23
-11.80	-1.68	709.00	6.13	715.13
-11.70	-1.67	709.00	6.03	715.03
-11.60	-1.65	709.00	5.93	714.93
-11.50	-1.64	709.00	5.83	714.83
-11.40	-1.63	709.00	5.73	714.73
-11.30	-1.61	709.00	5.63	714.63
-11.20	-1.60	709.00	5.53	714.53
-11.10	-1.58	709.00	5.43	714.43
-11.00	-1.57	709.00	5.34	714.34
-10.90	-1.56	709.00	5.24	714.24
-10.80	-1.54	709.00	5.15	714.15
-10.70	-1.53	709.00	5.05	714.05

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
-10.60	-1.51	709.00	4.96	713.96
-10.50	-1.50	709.00	4.87	713.87
-10.40	-1.49	709.00	4.78	713.78
-10.30	-1.47	709.00	4.69	713.69
-10.20	-1.46	709.00	4.60	713.60
-10.10	-1.44	709.00	4.51	713.51
-10.00	-1.43	709.00	4.42	713.42
-9.90	-1.41	709.00	4.34	713.34
-9.80	-1.40	709.00	4.25	713.25
-9.70	-1.39	709.00	4.16	713.16
-9.60	-1.37	709.00	4.08	713.08
-9.50	-1.36	709.00	4.00	713.00
-9.40	-1.34	709.00	3.91	712.91
-9.30	-1.33	709.00	3.83	712.83
-9.20	-1.32	709.00	3.75	712.75
-9.10	-1.30	709.00	3.67	712.67
-9.00	-1.29	709.00	3.59	712.59
-8.90	-1.27	709.00	3.51	712.51
-8.80	-1.26	709.00	3.43	712.43
-8.70	-1.24	709.00	3.36	712.36
-8.60	-1.23	709.00	3.28	712.28
-8.50	-1.22	709.00	3.21	712.21
-8.40	-1.20	709.00	3.13	712.13
-8.30	-1.19	709.00	3.06	712.06
-8.20	-1.17	709.00	2.99	711.99
-8.10	-1.16	709.00	2.91	711.91
-8.00	-1.15	709.00	2.84	711.84
-7.90	-1.13	709.00	2.77	711.77
-7.80	-1.12	709.00	2.70	711.70
-7.70	-1.10	709.00	2.63	711.63
-7.60	-1.09	709.00	2.57	711.57
-7.50	-1.07	709.00	2.50	711.50
-7.40	-1.06	709.00	2.44	711.44
-7.30	-1.05	709.00	2.37	711.37
-7.20	-1.03	709.00	2.31	711.31
-7.10	-1.02	709.00	2.24	711.24
-7.00	-1.00	709.00	2.18	711.18
-6.90	-0.99	709.00	2.12	711.12
-6.80	-0.97	709.00	2.06	711.06
-6.70	-0.96	709.00	2.00	711.00
-6.60	-0.95	709.00	1.94	710.94
-6.50	-0.93	709.00	1.88	710.88
-6.40	-0.92	709.00	1.82	710.82
-6.30	-0.90	709.00	1.77	710.77
-6.20	-0.89	709.00	1.71	710.71
-6.10	-0.87	709.00	1.66	710.66
-6.00	-0.86	709.00	1.60	710.60
-5.90	-0.85	709.00	1.55	710.55
-5.80	-0.83	709.00	1.50	710.50

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
-5.70	-0.82	709.00	1.45	710.45
-5.60	-0.80	709.00	1.40	710.40
-5.50	-0.79	709.00	1.35	710.35
-5.40	-0.77	709.00	1.30	710.30
-5.30	-0.76	709.00	1.25	710.25
-5.20	-0.75	709.00	1.21	710.21
-5.10	-0.73	709.00	1.16	710.16
-5.00	-0.72	709.00	1.12	710.12
-4.90	-0.70	709.00	1.07	710.07
-4.80	-0.69	709.00	1.03	710.03
-4.70	-0.67	709.00	0.99	709.99
-4.60	-0.66	709.00	0.94	709.94
-4.50	-0.65	709.00	0.90	709.90
-4.40	-0.63	709.00	0.86	709.86
-4.30	-0.62	709.00	0.83	709.83
-4.20	-0.60	709.00	0.79	709.79
-4.10	-0.59	709.00	0.75	709.75
-4.00	-0.57	709.00	0.71	709.71
-3.90	-0.56	709.00	0.68	709.68
-3.80	-0.55	709.00	0.65	709.65
-3.70	-0.53	709.00	0.61	709.61
-3.60	-0.52	709.00	0.58	709.58
-3.50	-0.50	709.00	0.55	709.55
-3.40	-0.49	709.00	0.52	709.52
-3.30	-0.47	709.00	0.49	709.49
-3.20	-0.46	709.00	0.46	709.46
-3.10	-0.45	709.00	0.43	709.43
-3.00	-0.43	709.00	0.40	709.40
-2.90	-0.42	709.00	0.38	709.38
-2.80	-0.40	709.00	0.35	709.35
-2.70	-0.39	709.00	0.33	709.33
-2.60	-0.37	709.00	0.30	709.30
-2.50	-0.36	709.00	0.28	709.28
-2.40	-0.34	709.00	0.26	709.26
-2.30	-0.33	709.00	0.24	709.24
-2.20	-0.32	709.00	0.22	709.22
-2.10	-0.30	709.00	0.20	709.20
-2.00	-0.29	709.00	0.18	709.18
-1.90	-0.27	709.00	0.16	709.16
-1.80	-0.26	709.00	0.15	709.15
-1.70	-0.24	709.00	0.13	709.13
-1.60	-0.23	709.00	0.11	709.11
-1.50	-0.22	709.00	0.10	709.10
-1.40	-0.20	709.00	0.09	709.09
-1.30	-0.19	709.00	0.08	709.08
-1.20	-0.17	709.00	0.06	709.06
-1.10	-0.16	709.00	0.05	709.05
-1.00	-0.14	709.00	0.04	709.04
-0.90	-0.13	709.00	0.04	709.04

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
-0.80	-0.12	709.00	0.03	709.03
-0.70	-0.10	709.00	0.02	709.02
-0.60	-0.09	709.00	0.02	709.02
-0.50	-0.07	709.00	0.01	709.01
-0.40	-0.06	709.00	0.01	709.01
-0.30	-0.04	709.00	0.00	709.00
-0.20	-0.03	709.00	0.00	709.00
-0.10	-0.01	709.00	0.00	709.00
0.00	0.00	709.00	-	709.00
0.10	0.01	709.00	0.00	709.00
0.20	0.03	709.00	0.00	709.00
0.30	0.04	709.00	0.00	709.00
0.40	0.06	709.00	0.01	708.99
0.50	0.07	709.00	0.01	708.99
0.60	0.09	709.00	0.02	708.98
0.70	0.10	709.00	0.02	708.98
0.80	0.12	709.00	0.03	708.97
0.90	0.13	709.00	0.04	708.96
1.00	0.14	709.00	0.04	708.96
1.10	0.16	709.00	0.05	708.95
1.20	0.17	709.00	0.06	708.94
1.30	0.19	709.00	0.08	708.92
1.40	0.20	709.00	0.09	708.91
1.50	0.22	709.00	0.10	708.90
1.60	0.23	709.00	0.11	708.89
1.70	0.24	709.00	0.13	708.87
1.80	0.26	709.00	0.15	708.85
1.90	0.27	709.00	0.16	708.84
2.00	0.29	709.00	0.18	708.82
2.10	0.30	709.00	0.20	708.80
2.20	0.32	709.00	0.22	708.78
2.30	0.33	709.00	0.24	708.76
2.40	0.35	709.00	0.26	708.74
2.50	0.36	709.00	0.28	708.72
2.60	0.37	709.00	0.30	708.70
2.70	0.39	709.00	0.33	708.67
2.80	0.40	709.00	0.35	708.65
2.90	0.42	709.00	0.38	708.62
3.00	0.43	709.00	0.40	708.60
3.10	0.45	709.00	0.43	708.57
3.20	0.46	709.00	0.46	708.54
3.30	0.47	709.00	0.49	708.51
3.40	0.49	709.00	0.52	708.48
3.50	0.50	709.00	0.55	708.45
3.60	0.52	709.00	0.58	708.42
3.70	0.53	709.00	0.61	708.39
3.80	0.55	709.00	0.65	708.35
3.90	0.56	709.00	0.68	708.32
4.00	0.58	709.00	0.72	708.28

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
4.10	0.59	709.00	0.75	708.25
4.20	0.60	709.00	0.79	708.21
4.30	0.62	709.00	0.83	708.17
4.40	0.63	709.00	0.87	708.13
4.50	0.65	709.00	0.91	708.09
4.60	0.66	709.00	0.95	708.05
4.70	0.68	709.00	0.99	708.01
4.80	0.69	709.00	1.03	707.97
4.90	0.71	709.00	1.08	707.92
5.00	0.72	709.00	1.12	707.88
5.10	0.73	709.00	1.17	707.83
5.20	0.75	709.00	1.21	707.79
5.30	0.76	709.00	1.26	707.74
5.40	0.78	709.00	1.31	707.69
5.50	0.79	709.00	1.36	707.64
5.60	0.81	709.00	1.41	707.59
5.70	0.82	709.00	1.46	707.54
5.80	0.84	709.00	1.51	707.49
5.90	0.85	709.00	1.57	707.43
6.00	0.86	709.00	1.62	707.38
6.10	0.88	709.00	1.67	707.33
6.20	0.89	709.00	1.73	707.27
6.30	0.91	709.00	1.79	707.21
6.40	0.92	709.00	1.84	707.16
6.50	0.94	709.00	1.90	707.10
6.60	0.95	709.00	1.96	707.04
6.70	0.97	709.00	2.02	706.98
6.80	0.98	709.00	2.08	706.92
6.90	1.00	709.00	2.14	706.86
7.00	1.01	709.00	2.21	706.79
7.10	1.02	709.00	2.27	706.73
7.20	1.04	709.00	2.34	706.66
7.30	1.05	709.00	2.40	706.60
7.40	1.07	709.00	2.47	706.53
7.50	1.08	709.00	2.54	706.46
7.60	1.10	709.00	2.61	706.39
7.70	1.11	709.00	2.67	706.33
7.80	1.13	709.00	2.75	706.25
7.90	1.14	709.00	2.82	706.18
8.00	1.15	709.00	2.89	706.11
8.10	1.17	709.00	2.96	706.04
8.20	1.18	709.00	3.04	705.96
8.30	1.20	709.00	3.11	705.89
8.40	1.21	709.00	3.19	705.81
8.50	1.23	709.00	3.26	705.74
8.60	1.24	709.00	3.34	705.66
8.70	1.26	709.00	3.42	705.58
8.80	1.27	709.00	3.50	705.50
8.90	1.29	709.00	3.58	705.42

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
9.00	1.30	709.00	3.66	705.34
9.10	1.32	709.00	3.75	705.25
9.20	1.33	709.00	3.83	705.17
9.30	1.34	709.00	3.92	705.08
9.40	1.36	709.00	4.00	705.00
9.50	1.37	709.00	4.09	704.91
9.60	1.39	709.00	4.18	704.82
9.70	1.40	709.00	4.26	704.74
9.80	1.42	709.00	4.35	704.65
9.90	1.43	709.00	4.44	704.56
10.00	1.45	709.00	4.54	704.46
10.10	1.46	709.00	4.63	704.37
10.20	1.48	709.00	4.72	704.28
10.30	1.49	709.00	4.82	704.18
10.40	1.51	709.00	4.91	704.09
10.50	1.52	709.00	5.01	703.99
10.60	1.54	709.00	5.10	703.90
10.70	1.55	709.00	5.20	703.80
10.80	1.56	709.00	5.30	703.70
10.90	1.58	709.00	5.40	703.60
11.00	1.59	709.00	5.50	703.50
11.10	1.61	709.00	5.60	703.40
11.20	1.62	709.00	5.71	703.29
11.30	1.64	709.00	5.81	703.19
11.40	1.65	709.00	5.92	703.08
11.50	1.67	709.00	6.02	702.98
11.60	1.68	709.00	6.13	702.87
11.70	1.70	709.00	6.24	702.76
11.80	1.71	709.00	6.35	702.65
11.90	1.73	709.00	6.46	702.54
12.00	1.74	709.00	6.57	702.43
12.10	1.76	709.00	6.68	702.32
12.20	1.77	709.00	6.79	702.21
12.30	1.79	709.00	6.91	702.09
12.40	1.80	709.00	7.02	701.98
12.50	1.82	709.00	7.14	701.86
12.60	1.83	709.00	7.26	701.74
12.70	1.85	709.00	7.37	701.63
12.80	1.86	709.00	7.49	701.51
12.90	1.87	709.00	7.61	701.39
13.00	1.89	709.00	7.73	701.27
13.10	1.90	709.00	7.86	701.14
13.20	1.92	709.00	7.98	701.02
13.30	1.93	709.00	8.10	700.90
13.40	1.95	709.00	8.23	700.77
13.50	1.96	709.00	8.36	700.64
13.60	1.98	709.00	8.48	700.52
13.70	1.99	709.00	8.61	700.39
13.80	2.01	709.00	8.74	700.26

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
13.90	2.02	709.00	8.87	700.13
14.00	2.04	709.00	9.00	700.00
14.10	2.05	709.00	9.14	699.86
14.20	2.07	709.00	9.27	699.73
14.30	2.08	709.00	9.40	699.60
14.40	2.10	709.00	9.54	699.46
14.50	2.11	709.00	9.68	699.32
14.60	2.13	709.00	9.81	699.19
14.70	2.14	709.00	9.95	699.05
14.80	2.16	709.00	10.09	698.91
14.90	2.17	709.00	10.23	698.77
15.00	2.19	709.00	10.38	698.62
15.10	2.20	709.00	10.52	698.48
15.20	2.22	709.00	10.66	698.34
15.30	2.23	709.00	10.81	698.19
15.40	2.25	709.00	10.95	698.05
15.50	2.26	709.00	11.10	697.90
15.60	2.28	709.00	11.25	697.75
15.70	2.29	709.00	11.40	697.60
15.80	2.31	709.00	11.55	697.45
15.90	2.32	709.00	11.70	697.30
16.00	2.34	709.00	11.86	697.14
16.10	2.35	709.00	12.01	696.99
16.20	2.37	709.00	12.16	696.84
16.30	2.38	709.00	12.32	696.68
16.40	2.40	709.00	12.48	696.52
16.50	2.42	709.00	12.64	696.36
16.60	2.43	709.00	12.80	696.20
16.70	2.45	709.00	12.96	696.04
16.80	2.46	709.00	13.12	695.88
16.90	2.48	709.00	13.28	695.72
17.00	2.49	709.00	13.44	695.56
17.10	2.51	709.00	13.61	695.39
17.20	2.52	709.00	13.78	695.22
17.30	2.54	709.00	13.94	695.06
17.40	2.55	709.00	14.11	694.89
17.50	2.57	709.00	14.28	694.72
17.60	2.58	709.00	14.45	694.55
17.70	2.60	709.00	14.62	694.38
17.80	2.61	709.00	14.80	694.20
17.90	2.63	709.00	14.97	694.03
18.00	2.64	709.00	15.15	693.85
18.10	2.66	709.00	15.32	693.68
18.20	2.68	709.00	15.50	693.50
18.30	2.69	709.00	15.68	693.32
18.40	2.71	709.00	15.86	693.14
18.50	2.72	709.00	16.04	692.96
18.60	2.74	709.00	16.22	692.78
18.70	2.75	709.00	16.41	692.59

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
18.80	2.77	709.00	16.59	692.41
18.90	2.78	709.00	16.78	692.22
19.00	2.80	709.00	16.97	692.03
19.10	2.81	709.00	17.15	691.85
19.20	2.83	709.00	17.34	691.66
19.30	2.85	709.00	17.53	691.47
19.40	2.86	709.00	17.73	691.27
19.50	2.88	709.00	17.92	691.08
19.60	2.89	709.00	18.11	690.89
19.70	2.91	709.00	18.31	690.69
19.80	2.92	709.00	18.51	690.49
19.90	2.94	709.00	18.70	690.30
20.00	2.95	709.00	18.90	690.10
20.10	2.97	709.00	19.10	689.90
20.20	2.99	709.00	19.31	689.69
20.30	3.00	709.00	19.51	689.49
20.40	3.02	709.00	19.71	689.29
20.50	3.03	709.00	19.92	689.08
20.60	3.05	709.00	20.13	688.87
20.70	3.06	709.00	20.33	688.67
20.80	3.08	709.00	20.54	688.46
20.90	3.10	709.00	20.75	688.25
21.00	3.11	709.00	20.97	688.03
21.10	3.13	709.00	21.18	687.82
21.20	3.14	709.00	21.39	687.61
21.30	3.16	709.00	21.61	687.39
21.40	3.17	709.00	21.83	687.17
21.50	3.19	709.00	22.05	686.95
21.60	3.21	709.00	22.27	686.73
21.70	3.22	709.00	22.49	686.51
21.80	3.24	709.00	22.71	686.29
21.90	3.25	709.00	22.93	686.07
22.00	3.27	709.00	23.16	685.84
22.10	3.29	709.00	23.38	685.62
22.20	3.30	709.00	23.61	685.39
22.30	3.32	709.00	23.84	685.16
22.40	3.33	709.00	24.07	684.93
22.50	3.35	709.00	24.30	684.70
22.60	3.37	709.00	24.54	684.46
22.70	3.38	709.00	24.77	684.23
22.80	3.40	709.00	25.01	683.99
22.90	3.41	709.00	25.25	683.75
23.00	3.43	709.00	25.48	683.52
23.10	3.45	709.00	25.72	683.28
23.20	3.46	709.00	25.97	683.03
23.30	3.48	709.00	26.21	682.79
23.40	3.49	709.00	26.45	682.55
23.50	3.51	709.00	26.70	682.30
23.60	3.53	709.00	26.95	682.05

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
23.70	3.54	709.00	27.19	681.81
23.80	3.56	709.00	27.44	681.56
23.90	3.58	709.00	27.70	681.30
24.00	3.59	709.00	27.95	681.05
24.10	3.61	709.00	28.20	680.80
24.20	3.62	709.00	28.46	680.54
24.30	3.64	709.00	28.72	680.28
24.40	3.66	709.00	28.98	680.02
24.50	3.67	709.00	29.24	679.76
24.60	3.69	709.00	29.50	679.50
24.70	3.71	709.00	29.76	679.24
24.80	3.72	709.00	30.03	678.97
24.90	3.74	709.00	30.29	678.71
25.00	3.76	709.00	30.56	678.44
25.10	3.77	709.00	30.83	678.17
25.20	3.79	709.00	31.10	677.90
25.30	3.81	709.00	31.37	677.63
25.40	3.82	709.00	31.65	677.35
25.50	3.84	709.00	31.92	677.08
25.60	3.86	709.00	32.20	676.80
25.70	3.87	709.00	32.48	676.52
25.80	3.89	709.00	32.76	676.24
25.90	3.91	709.00	33.04	675.96
26.00	3.92	709.00	33.33	675.67
26.10	3.94	709.00	33.61	675.39
26.20	3.96	709.00	33.90	675.10
26.30	3.97	709.00	34.19	674.81
26.40	3.99	709.00	34.48	674.52
26.50	4.01	709.00	34.77	674.23
26.60	4.02	709.00	35.06	673.94
26.70	4.04	709.00	35.36	673.64
26.80	4.06	709.00	35.65	673.35
26.90	4.07	709.00	35.95	673.05
27.00	4.09	709.00	36.25	672.75
27.10	4.11	709.00	36.55	672.45
27.20	4.13	709.00	36.86	672.14
27.30	4.14	709.00	37.16	671.84
27.40	4.16	709.00	37.47	671.53
27.50	4.18	709.00	37.78	671.22
27.60	4.19	709.00	38.09	670.91
27.70	4.21	709.00	38.40	670.60
27.80	4.23	709.00	38.72	670.28
27.90	4.25	709.00	39.03	669.97
28.00	4.26	709.00	39.35	669.65
28.10	4.28	709.00	39.67	669.33
28.20	4.30	709.00	39.99	669.01
28.30	4.31	709.00	40.31	668.69
28.40	4.33	709.00	40.64	668.36
28.50	4.35	709.00	40.96	668.04

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
28.60	4.37	709.00	41.29	667.71
28.70	4.38	709.00	41.62	667.38
28.80	4.40	709.00	41.96	667.04
28.90	4.42	709.00	42.29	666.71
29.00	4.44	709.00	42.63	666.37
29.10	4.45	709.00	42.96	666.04
29.20	4.47	709.00	43.30	665.70
29.30	4.49	709.00	43.65	665.35
29.40	4.51	709.00	43.99	665.01
29.50	4.52	709.00	44.34	664.66
29.60	4.54	709.00	44.68	664.32
29.70	4.56	709.00	45.03	663.97
29.80	4.58	709.00	45.38	663.62
29.90	4.60	709.00	45.74	663.26
30.00	4.61	709.00	46.09	662.91
30.10	4.63	709.00	46.45	662.55
30.20	4.65	709.00	46.81	662.19
30.30	4.67	709.00	47.17	661.83
30.40	4.68	709.00	47.54	661.46
30.50	4.70	709.00	47.91	661.09
30.60	4.72	709.00	48.27	660.73
30.70	4.74	709.00	48.64	660.36
30.80	4.76	709.00	49.02	659.98
30.90	4.78	709.00	49.39	659.61
31.00	4.79	709.00	49.77	659.23
31.10	4.81	709.00	50.15	658.85
31.20	4.83	709.00	50.53	658.47
31.30	4.85	709.00	50.91	658.09
31.40	4.87	709.00	51.30	657.70
31.50	4.89	709.00	51.69	657.31
31.60	4.90	709.00	52.08	656.92
31.70	4.92	709.00	52.47	656.53
31.80	4.94	709.00	52.87	656.13
31.90	4.96	709.00	53.26	655.74
32.00	4.98	709.00	53.66	655.34
32.10	5.00	709.00	54.07	654.93
32.20	5.01	709.00	54.47	654.53
32.30	5.03	709.00	54.88	654.12
32.40	5.05	709.00	55.29	653.71
32.50	5.07	709.00	55.70	653.30
32.60	5.09	709.00	56.11	652.89
32.70	5.11	709.00	56.53	652.47
32.80	5.13	709.00	56.95	652.05
32.90	5.15	709.00	57.37	651.63
33.00	5.17	709.00	57.80	651.20
33.10	5.18	709.00	58.22	650.78
33.20	5.20	709.00	58.65	650.35
33.30	5.22	709.00	59.09	649.91
33.40	5.24	709.00	59.52	649.48

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
33.50	5.26	709.00	59.96	649.04
33.60	5.28	709.00	60.40	648.60
33.70	5.30	709.00	60.84	648.16
33.80	5.32	709.00	61.29	647.71
33.90	5.34	709.00	61.74	647.26
34.00	5.36	709.00	62.19	646.81
34.10	5.38	709.00	62.64	646.36
34.20	5.40	709.00	63.10	645.90
34.30	5.42	709.00	63.56	645.44
34.40	5.44	709.00	64.02	644.98
34.50	5.46	709.00	64.49	644.51
34.60	5.48	709.00	64.96	644.04
34.70	5.50	709.00	65.43	643.57
34.80	5.52	709.00	65.90	643.10
34.90	5.54	709.00	66.38	642.62
35.00	5.56	709.00	66.86	642.14
35.10	5.58	709.00	67.35	641.65
35.20	5.60	709.00	67.84	641.16
35.30	5.62	709.00	68.33	640.67
35.40	5.64	709.00	68.82	640.18
35.50	5.66	709.00	69.32	639.68
35.60	5.68	709.00	69.82	639.18
35.70	5.70	709.00	70.32	638.68
35.80	5.72	709.00	70.83	638.17
35.90	5.74	709.00	71.34	637.66
36.00	5.76	709.00	71.85	637.15
36.10	5.78	709.00	72.37	636.63
36.20	5.80	709.00	72.89	636.11
36.30	5.82	709.00	73.41	635.59
36.40	5.84	709.00	73.94	635.06
36.50	5.86	709.00	74.47	634.53
36.60	5.88	709.00	75.01	633.99
36.70	5.91	709.00	75.55	633.45
36.80	5.93	709.00	76.09	632.91
36.90	5.95	709.00	76.63	632.37
37.00	5.97	709.00	77.18	631.82
37.10	5.99	709.00	77.74	631.26
37.20	6.01	709.00	78.30	630.70
37.30	6.03	709.00	78.86	630.14
37.40	6.06	709.00	79.43	629.57
37.50	6.08	709.00	80.00	629.00
37.60	6.10	709.00	80.57	628.43
37.70	6.12	709.00	81.15	627.85
37.80	6.14	709.00	81.73	627.27
37.90	6.16	709.00	82.32	626.68
38.00	6.19	709.00	82.91	626.09
38.10	6.21	709.00	83.50	625.50
38.20	6.23	709.00	84.10	624.90
38.30	6.25	709.00	84.71	624.29

Tubería (pdc)

Potencia hidráulica (MW)	Q (m3/s)	H(m)	pdc (m)	H+pdc (m)
38.40	6.28	709.00	85.32	623.68
38.50	6.30	709.00	85.93	623.07
38.60	6.32	709.00	86.55	622.45
38.70	6.34	709.00	87.18	621.82
38.80	6.37	709.00	87.80	621.20
38.90	6.39	709.00	88.44	620.56
39.00	6.41	709.00	89.08	619.92
39.10	6.44	709.00	89.72	619.28
39.20	6.46	709.00	90.37	618.63
39.30	6.48	709.00	91.02	617.98
39.40	6.51	709.00	91.68	617.32
39.50	6.53	709.00	92.35	616.65
39.60	6.55	709.00	93.02	615.98
39.70	6.58	709.00	93.69	615.31
39.80	6.60	709.00	94.37	614.63
39.90	6.62	709.00	95.06	613.94
40.00	6.65	709.00	95.75	613.25

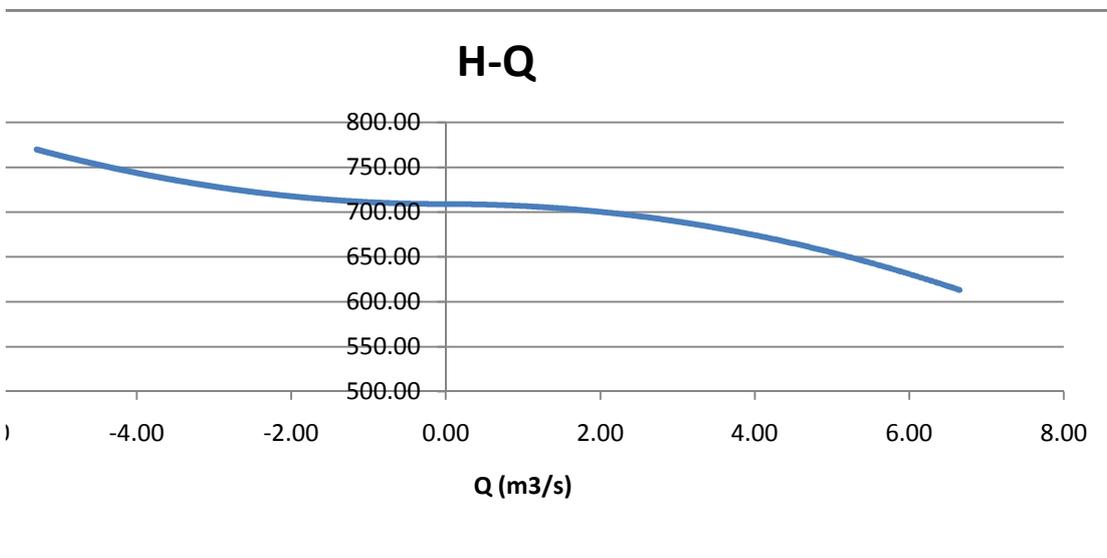
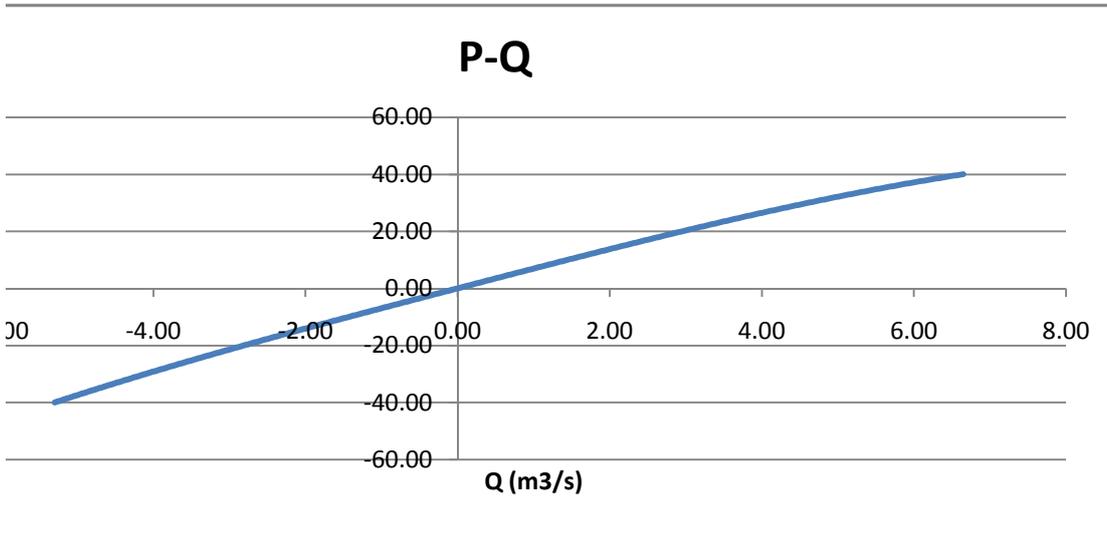


Table with columns: Año, Demanda, Potencia, Volumen, etc. for years 2018-2024. Includes sub-headers for 'Potencia hidroeléctrica' and 'Potencia eólica'. Rows represent different simulation scenarios.

Main data table with multiple columns (ID, Demanda, Potencia, Volumen, etc.) and rows for each project.

Table with 50 columns: Año, Mes, Día, Hora, Demanda, Potencia, Volumen, etc. It contains a large grid of data points for simulation parameters over time.

Main data table with columns for ID, Cód. Demanda, Demanda, Potencia, Volumen, etc. It is a large grid of numerical data.

Table with multiple columns: AÑO, Demanda, Potencia, Volumen, etc. The table contains a grid of data points for each year from 2007 to 2019, categorized by month and various technical specifications.

Table with columns: Año, Mes, Día, Hora, Demanda, Potencia, Volumen, Costo, etc. It contains a large grid of data points for each hour of the day across multiple years.

Table with multiple columns: ID, Demanda, Potencia, Volumen, etc. across 1000 rows. Each row represents a specific simulation scenario with various technical and financial parameters.

AÑO		2024 SIMULACIÓN		2024 SIMULACIÓN		2024 SIMULACIÓN		2024 SIMULACIÓN		2024 SIMULACIÓN		2024 SIMULACIÓN		2024 SIMULACIÓN		2024 SIMULACIÓN		2024 SIMULACIÓN		2024 SIMULACIÓN		2024 SIMULACIÓN		2024 SIMULACIÓN		2024 SIMULACIÓN							
		71,585,57		81,761,07		88,180,89		95,019,55		102,233,12		109,881,48		117,995,24		126,601,06		135,725,43		145,384,73		155,594,67		166,369,61		177,714,24		189,633,05		202,130,52			
Item	Medida	Demanda	Volúmenes	Potencia	Volúmenes	Potencia	Volúmenes	Potencia	Volúmenes	Potencia	Volúmenes	Potencia	Volúmenes	Potencia	Volúmenes	Potencia	Volúmenes	Potencia	Volúmenes	Potencia	Volúmenes	Potencia	Volúmenes	Potencia	Volúmenes	Potencia	Volúmenes	Potencia	Volúmenes	Potencia			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32		
1	140	10	12,340	8,655	6,311	488,120.75	138,425	0.0000	0.0000	0.0000	109,468.67	102,652	703,127.07	9,569	5,617	5,111	3,749	2,697.04	1,575	1,037	727	4,224.08	0.0000	0.0000	0.0000	12,228	6,511	0.0000	5,917	0.0000	57%	0%	67%

2010 SALIDA (CANT)					AL 30.03.07											2013 SALIDA (CANT)																					
No. año	Mes	Día	Demanda eléctrica + Potencia (MW)	Volúmenes de agua (m³)	Potencia Hidroel. C. S.		Potencia Hidroel. D. de		Cota mínima de		Volúmenes de		Cota mínima de		Potencia Hidroeléctrica		Potencia eléctrica + Potencia C. S.		Potencia C. S.		Demanda eléctrica + Potencia (MW)		Volúmenes de agua (m³)		Potencia C. S.												
					Potencia (MW)	Volúmenes (m³)	Potencia (MW)	Volúmenes (m³)	Potencia (MW)	Volúmenes (m³)	Potencia (MW)	Volúmenes (m³)	Potencia (MW)	Volúmenes (m³)	Potencia (MW)	Volúmenes (m³)	Potencia (MW)	Volúmenes (m³)	Potencia (MW)	Volúmenes (m³)	Potencia (MW)	Volúmenes (m³)	Potencia (MW)	Volúmenes (m³)	Potencia (MW)	Volúmenes (m³)	Potencia (MW)	Volúmenes (m³)	Potencia (MW)	Volúmenes (m³)	Potencia (MW)	Volúmenes (m³)	Potencia (MW)	Volúmenes (m³)	Potencia (MW)	Volúmenes (m³)	
0	0	1	10	10000	1000000000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

AMO		2025 SIMULACIÓN DEMANDA				2025 SIMULACIÓN DEMANDA				2025 SIMULACIÓN DEMANDA				2025 SIMULACIÓN DEMANDA				2025 SIMULACIÓN DEMANDA				2025 SIMULACIÓN DEMANDA				2025 SIMULACIÓN DEMANDA				2025 SIMULACIÓN DEMANDA			
ANOS		DEMANDA		POTENCIA		POTENCIA		POTENCIA		POTENCIA		POTENCIA		POTENCIA		POTENCIA		POTENCIA		POTENCIA		POTENCIA		POTENCIA		POTENCIA		POTENCIA		POTENCIA			
NO	ME	DIA	DEMANDA	DEMANDA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA																							
NO	ME	DIA	DEMANDA	DEMANDA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA																							
1	199	1	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00		

Mód.	Mód.	Mód.	Mód.	Mód.	R. 91,91,91																							
					Demanda e. c.																							
6	100	0	11179	7421	4279	391.857.311	117.112	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	100	0	11179	7421	4279	391.857.311	117.112	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Table with columns: Año, Sexo, Edad, Demanda total, etc. This is a detailed simulation table for 2016, showing data for males (M) and females (F) across various age groups (16-90) and categories. The table contains multiple columns of numerical data and percentages, organized by age and sex.

AÑO		2022 SIMULACIÓN		2023 SIMULACIÓN		2024 SIMULACIÓN		2025 SIMULACIÓN		2026 SIMULACIÓN		2027 SIMULACIÓN		2028 SIMULACIÓN		2029 SIMULACIÓN		2030 SIMULACIÓN		
Región	Municipio	Demanda eléctrica + Potencia (MW)																		
7	200	12 236	13 230	14 230	15 230	16 230	17 230	18 230	19 230	20 230	21 230	22 230	23 230	24 230	25 230	26 230	27 230	28 230	29 230	30 230

Table with columns for ID, Demanda, Potencia, Volumen, and various simulation metrics. The table contains 100 rows of data, each representing a different simulation scenario or component.

Table with multiple columns: AÑO, No. Reg, Sexo, Edad, Demanda total, Demanda eléctrica, Potencia eléctrica, etc. It contains a large dataset of energy simulation results.

Main data table with columns: AÑO, Mes, Día, Hora, Demanda, Velocidad, Potencia, Volumen, etc. It contains a large grid of numerical data representing simulation results over time.

Main table with multiple columns for different simulation scenarios, including demand, supply, and various metrics for 2024. The table contains thousands of rows of data.

Table with columns: Año, Mes, Día, Hora, Demanda eléctrica, Potencia P, Volumen dep, Coste línea de, Potencia instalada, Demanda eléctrica, Potencia P, Volumen dep, Coste línea de, etc. The table contains 48 columns and multiple rows of simulation data for the year 2024.

Table with columns for Demanda eléctrica, Potencia eléctrica, Potencia térmica, Potencia hidráulica, Potencia nuclear, Potencia renovable, Potencia solar, Potencia eólica, Potencia hidroeléctrica, Potencia geotérmica, Potencia marina, Potencia espacial, Potencia de almacenamiento, Potencia de conversión, Potencia de transmisión, Potencia de distribución, Potencia de consumo, Potencia de pérdidas, Potencia de generación, Potencia de exportación, Potencia de importación, Potencia de almacenamiento, Potencia de conversión, Potencia de transmisión, Potencia de distribución, Potencia de consumo, Potencia de pérdidas, Potencia de generación, Potencia de exportación, Potencia de importación.

Table with multiple columns: ID, Fecha, Hora, Demanda, Potencia, Volumen, etc. It lists energy simulation data for various time periods from 2020-01-01 to 2020-12-31.

Main data table with columns for Demanda eléctrica, Potencia, Volumen de depósitos, etc. for various energy scenarios.

Table with multiple columns including 'Año', 'Semana', 'Día', 'Demanda eléctrica', 'Potencia P', 'Potencia R', 'Potencia S', 'Potencia C', 'Potencia H', 'Potencia T', 'Potencia E', 'Potencia F', 'Potencia G', 'Potencia I', 'Potencia J', 'Potencia K', 'Potencia L', 'Potencia M', 'Potencia N', 'Potencia O', 'Potencia P', 'Potencia Q', 'Potencia R', 'Potencia S', 'Potencia T', 'Potencia U', 'Potencia V', 'Potencia W', 'Potencia X', 'Potencia Y', 'Potencia Z'. Each row represents a specific week and day with corresponding power demand and generation data.

Table with 100 columns: ID, Fecha, Demanda eléctrica, Potencia P, Volumen dep. aguas, Cota línea de transmisión, etc. Rows represent different simulation dates from 2024-01-01 to 2024-12-31.

Table with columns for AÑO, DEMANDA, POTENCIA, VOLUMEN, etc., containing detailed data for 2010. The table lists various energy and power metrics across multiple categories and time periods.

Table with columns for Demandas eléctricas, Potencia eléctrica, Potencia térmica, Potencia hidráulica, Potencia eólica, Potencia fotovoltaica, Potencia geotérmica, Potencia hidroeléctrica, Potencia nuclear, Potencia biomasa, Potencia solar, Potencia geotérmica, Potencia hidroeléctrica, Potencia nuclear, Potencia biomasa, Potencia solar, Demandas eléctricas, Potencia eléctrica, Potencia térmica, Potencia hidráulica, Potencia eólica, Potencia fotovoltaica, Potencia geotérmica, Potencia hidroeléctrica, Potencia nuclear, Potencia biomasa, Potencia solar.

Table with columns: Año, Mes, Día, Demanda eléctrica, Potencia eléctrica, Volumen de agua, Costo de agua, Potencia eléctrica, Potencia hidráulica de la planta, Costo de combustible, Volumen de agua, Costo de agua, Potencia eléctrica, Potencia hidráulica de la planta, Costo de combustible, Volumen de agua, Costo de agua, Potencia eléctrica, Potencia hidráulica de la planta, Costo de combustible, Volumen de agua, Costo de agua, Demanda eléctrica, Potencia eléctrica, Potencia hidráulica de la planta, Costo de combustible, Volumen de agua, Costo de agua. The table contains 200 rows of data, each representing a day in 2004.

Main data table with columns for Demanda, Potencia, Volumen, and other simulation metrics across various years and categories.

Table with columns: Año, Mes, Día, Demanda eléctrica, Potencia P, Voltaje, etc. It contains a large grid of data points for simulation results across different months and days.

AÑO 2005 SIMULACIÓN 0511031000			75,96537			24.17129			25.00529			25.90543			29.84447			32.77			33.634		
Mes	Dia	Demanda eléctrica + Potencia (MW)	Potencia eléctrica P			Potencia eléctrica de reserva (MW)			Potencia de reserva (MW)			Potencia de reserva (MW)			Potencia de reserva (MW)			Potencia de reserva (MW)			Potencia de reserva (MW)		
			Uso	Reserva	Potencia	Cantidad/Reserva	Costo/Reserva	Uso	Reserva	Potencia	Cantidad/Reserva	Costo/Reserva	Uso	Reserva	Potencia	Cantidad/Reserva	Costo/Reserva	Uso	Reserva	Potencia	Cantidad/Reserva	Costo/Reserva	
1	2005	1	12109	4531	6577	688312137	333767	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	

ANEXO 2025 SIMULACIÓN 2024 (MILLONES DE PESOS)

Table with columns for Demanda eléctrica, Potencia, Volumen de depósitos, and various simulation parameters. It lists data for 2025 across multiple scenarios and time periods.

Mes	Año	Demanda eléctrica + Potencia C	Potencia P	Potencia F	Potencia H	Potencia B	Potencia S	Potencia D	Potencia G	Potencia I	Potencia J	Potencia K	Potencia L	Potencia M	Potencia N	Potencia O	Potencia P	Potencia Q	Potencia R	Potencia S	Potencia T	Potencia U	Potencia V	Potencia W	Potencia X	Potencia Y	Potencia Z	23.99.19		23.05.43		23.04.47	
																												Potencia P	Potencia Q	Potencia R	Potencia S	Potencia T	Potencia U
1	2023	2011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	

Table with multiple columns: Año, Mes, Día, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Volumen dep, Costo línea de, Potencia eléctrica, Potencia eléctrica, Volumen dep, Costo línea de, Potencia eléctrica, Potencia eléctrica, Volumen dep, Costo línea de, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Volumen dep, Costo línea de, Potencia eléctrica, Potencia eléctrica, Volumen dep, Costo línea de. Contains simulation data for 2020.

Table with columns for 'Año', 'Mes', 'Día', 'Demanda eléctrica + potencia (MW)', 'Potencia P1 (MW)', 'Potencia P2 (MW)', 'Potencia P3 (MW)', 'Potencia P4 (MW)', 'Potencia P5 (MW)', 'Potencia P6 (MW)', 'Potencia P7 (MW)', 'Potencia P8 (MW)', 'Potencia P9 (MW)', 'Potencia P10 (MW)', 'Potencia P11 (MW)', 'Potencia P12 (MW)', 'Potencia P13 (MW)', 'Potencia P14 (MW)', 'Potencia P15 (MW)', 'Potencia P16 (MW)', 'Potencia P17 (MW)', 'Potencia P18 (MW)', 'Potencia P19 (MW)', 'Potencia P20 (MW)', 'Potencia P21 (MW)', 'Potencia P22 (MW)', 'Potencia P23 (MW)', 'Potencia P24 (MW)', 'Potencia P25 (MW)', 'Potencia P26 (MW)', 'Potencia P27 (MW)', 'Potencia P28 (MW)', 'Potencia P29 (MW)', 'Potencia P30 (MW)', 'Potencia P31 (MW)', 'Potencia P32 (MW)', 'Potencia P33 (MW)', 'Potencia P34 (MW)', 'Potencia P35 (MW)', 'Potencia P36 (MW)', 'Potencia P37 (MW)', 'Potencia P38 (MW)', 'Potencia P39 (MW)', 'Potencia P40 (MW)', 'Potencia P41 (MW)', 'Potencia P42 (MW)', 'Potencia P43 (MW)', 'Potencia P44 (MW)', 'Potencia P45 (MW)', 'Potencia P46 (MW)', 'Potencia P47 (MW)', 'Potencia P48 (MW)', 'Potencia P49 (MW)', 'Potencia P50 (MW)'. Rows represent hourly data from 2020-01-01 to 2020-12-31.

Main table containing columns for 'Municipalidad de...', 'Poderes', 'Prestaciones', 'Cuota', and 'Municipalidad de...'.

Main data table with columns for 'Año', 'Mes', 'Día', 'Demanda eléctrica', 'Potencia', 'Energía', 'Costo', 'Emissiones', etc. It contains a dense grid of numerical data for each day from 2024-01-01 to 2024-12-31.

Table with columns for Demanda eléctrica, Potencia, Volumen de depósitos, and various simulation parameters. The table contains multiple rows of data for different simulation scenarios.

ANEXO 2020 SIMULACIÓN DE RESULTADOS

Table with 36 columns: Año, Mes, Demanda eléctrica, Potencia P, Volumen dep, Cota mínima de, Potencia P, Potencia P, Cota máxima de, Potencia P, Potencia P, Cota máxima de, Demanda eléctrica, Potencia P, Volumen dep, Cota mínima de, Potencia P, Potencia P, Cota máxima de, Demanda eléctrica, Potencia P, Volumen dep, Cota mínima de, Potencia P, Potencia P, Cota máxima de, Demanda eléctrica, Potencia P, Volumen dep, Cota mínima de, Potencia P, Potencia P, Cota máxima de. The table contains simulation data for years 2019 and 2020 across various months.

Cód.	Mód.	Mód.	Cód.	Dés. Simulac.	Com. Simulac.	2024.01.22		2024.01.22		2024.01.22		2024.01.22		2024.01.22		2024.01.22		2024.01.22		2024.01.22		2024.01.22		2024.01.22		2024.01.22		2024.01.22		2024.01.22		2024.01.22		2024.01.22		2024.01.22			
						Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.	Val.
1	30	21	3326	10555	15383	610188130	122297	2.777.321	113.722	507.798	23.241	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Table with columns for 'Año', 'Día', 'Hora', 'Demanda', 'Potencia', 'Energía', 'Costo', 'Emissiones', etc. across 90 days. It includes detailed simulation data for power generation, transmission, and distribution.

Table with columns for ID, Year, Scenario, Demand, and various Power Generation and Distribution metrics. Includes sub-sections for 'Operación de la Red' and 'Demanda eléctrica + Demandas especiales'. Rows represent different years (2017-2025) and scenarios (S1, S2, S3, S4, S5, S6, S7, S8, S9, S10, S11, S12, S13, S14, S15, S16, S17, S18, S19, S20, S21, S22, S23, S24, S25, S26, S27, S28, S29, S30).

Table with 100 columns and 100 rows. Columns include 'AÑO', 'CÓDIGO', 'DESCRIPCIÓN', 'UNIDAD', 'VALOR', and various 'POTENCIA' and 'DEMANDA' categories. The table contains a dense grid of numerical data points.

Table with columns: Año, Mes, Día, Hora, Demanda, Potencia, Volumen, etc. It contains a large grid of data points for simulation results.

AÑO		2016 SIMULACIÓN		2016 REAL		2017 REAL		2018 REAL		2019 REAL		2020 REAL		2021 REAL		2022 REAL		2023 REAL		2024 REAL		2025 REAL		2026 REAL		2027 REAL		2028 REAL		2029 REAL		2030 REAL					
NO.	PROY.	FECHA	VALOR	FECHA	VALOR	FECHA	VALOR	FECHA	VALOR	FECHA	VALOR	FECHA	VALOR	FECHA	VALOR	FECHA	VALOR	FECHA	VALOR	FECHA	VALOR	FECHA	VALOR	FECHA	VALOR	FECHA	VALOR	FECHA	VALOR	FECHA	VALOR	FECHA	VALOR	FECHA	VALOR		
		CANTIDAD		VALOR		CANTIDAD		VALOR		CANTIDAD		VALOR		CANTIDAD		VALOR		CANTIDAD		VALOR		CANTIDAD		VALOR		CANTIDAD		VALOR		CANTIDAD		VALOR		CANTIDAD		VALOR	
		M3		M3		M3		M3		M3		M3		M3		M3		M3		M3		M3		M3		M3		M3		M3		M3		M3		M3	
1	100	11	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

Table with columns for ID, Name, Sector, and various simulation metrics (e.g., Ponderación, Volumen, Cota Límite) grouped into sub-sections like 'Ponderación, Volumen, Cota Límite' and 'Ponderación, Volumen, Cota Límite'.

Table with multiple columns: Año, Mes, Día, Hora, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Volumen dep, Costo línea de, Potencia P, Potencia P, Costo línea de, Potencia P, Potencia P, Costo línea de, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Costo línea de, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Costo línea de. The table contains simulation data for 2004, organized by month and day.

AÑO	ID	CÓDIGO	DEMANDA ELÉCTICA + POTENCIA		VOLÚMEN DE ENERGÍA		COSTO DE ENERGÍA		COSTO DE TRANSMISIÓN		COSTO DE DISTRIBUCIÓN		COSTO DE PÉRDIDAS		COSTO DE RESERVA		COSTO DE OTRAS GASTAS		COSTO TOTAL		COSTO UNITARIO			
			MWh	MW	MWh	MW	MWh	MW	MWh	MW	MWh	MW	MWh	MW	MWh	MW	MWh	MW	MWh	MW	MWh	MW	MWh	MW
ANOS	ANOS	ANOS	ANOS	ANOS	ANOS	ANOS	ANOS	ANOS	ANOS	ANOS	ANOS	ANOS	ANOS	ANOS	ANOS	ANOS	ANOS	ANOS	ANOS	ANOS	ANOS	ANOS	ANOS	
7	200	1	17	1532	20071	149710873	1211786	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
7	200	2	17	1532	20071	149710873	1211786	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	

AÑO	2004 (Simulador)			2005 (Simulador)			2006 (Simulador)			2007 (Simulador)			2008 (Simulador)			2009 (Simulador)			2010 (Simulador)			2011 (Simulador)			2012 (Simulador)			2013 (Simulador)			2014 (Simulador)			2015 (Simulador)															
	C	E	P	C	E	P	C	E	P	C	E	P	C	E	P	C	E	P	C	E	P	C	E	P	C	E	P	C	E	P	C	E	P																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50

Table with 10 columns: AÑO, DEMANDA (MWh), DEMANDA (MWh)

Main data table with columns for various simulation parameters and results, including demand, generation, and environmental impact metrics across multiple years and scenarios.

Table with columns for 'Año', 'Mes', 'Día', 'Horario', 'Servicio', 'Poderes', 'Volúmenes', 'Costos', 'Demandas', 'Poderes', 'Volúmenes', 'Costos', 'Demandas', 'Poderes', 'Volúmenes', 'Costos', 'Demandas'. It contains a dense grid of numerical data for each month from 2016.

NO	FECHA	DESCRIPCIÓN	MONEDA	VOLUMEN DE NEGOCIACIÓN	COTIZACIÓN	APERTURA	CIERRE	ALTA	BAJA	DEMANDA EFECTIVA	DEMANDA EFECTIVA (CUMPLE)	DEMANDA EFECTIVA (NO CUMPLE)	DEMANDA EFECTIVA (TOTAL)	DEMANDA EFECTIVA (CUMPLE) (%)	DEMANDA EFECTIVA (NO CUMPLE) (%)	DEMANDA EFECTIVA (TOTAL) (%)
1	2024	10/01/2024	USD	10000000	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	10000000	10000000	0	10000000	100%	0%	100%

Table with columns: Año, Mes, Día, Hora, Ubicación, Potencia F, Volumen dep, Cota línea de, Potencia H, Volumen dep, Cota línea de, Demanda eléctrica, Potencia F, Volumen dep, Cota línea de, Demanda eléctrica. It contains a detailed list of power supply data for 2019, organized by month and day.

2024 SIMULACIÓN DEMANDA										2024 SIMULACIÓN DEMANDA										2024 SIMULACIÓN DEMANDA										2024 SIMULACIÓN DEMANDA													
US445422										US445422										US445422										US445422													
23.07.23										23.07.23										23.07.23										23.07.23													
ANO	SEM	SEMA	SEMANA	FECHA	Vol. de venta	ANO	SEM	SEMA	FECHA	Vol. de venta	ANO	SEM	SEMA	FECHA	Vol. de venta	ANO	SEM	SEMA	FECHA	Vol. de venta																							
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
2024	1	1	1	2024-01-01	10000	10000	10000	10000	10000	10000	2024	1	1	1	2024-01-01	10000	10000	10000	10000	10000	10000	2024	1	1	1	2024-01-01	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000

Table with 10 columns: Año, Mes, Día, Hora, Demanda, Ubicación, Potencia, Volumen, Costo, etc. It contains a large grid of data for each day from 2004 to 2009.

Table with 10 columns: Año, Mes, Día, Hora, Demanda, Ubicación, Potencia, Volumen, Costo, etc. It contains a large grid of data for each day from 2004 to 2009, continuing from the first table.

Table with columns for AÑO, DEMANDA, VOLUMEN DE DEPÓSITOS, DEMANDA EFECTIVA, and DEMANDA EFECTIVA + DEMANDA EFECTIVA. Rows represent years from 1999 to 2029, with data for various financial metrics.

Table with columns for AÑO, DEMANDA, VOLÚMEN DE DEPÓSITOS, etc. Includes sub-totals for 2018 (USD, US\$) and 2019 (USD, US\$).

Table with 10 columns: ANO, PER, DIB, DEBITA, DEMANDA, SUPORTE, VOLUMEN, CATEGORIA, CLASIFICACION, and DEMANDA. The table contains a dense grid of numerical data for various years and categories.

Table with columns for 'Módulo', 'Código', 'Descripción', 'Ponderación', 'Categoría', 'Nivel', 'Estrategia', 'Competencia', 'Indicador', 'Evidencia', 'Instrumento', 'Frecuencia', 'Criterio de Evaluación', 'Observaciones', 'Fecha de Evaluación', 'Evaluador', 'Resultado', 'Observaciones'. The table contains a grid of data for each module and its corresponding activities.

Table with columns: AÑO, DEMANDA ELECTRICA, GENERACION, DEMANDA ELECTRICA, etc. It contains a detailed simulation matrix for 2004, including demand, generation, and transmission data across various scenarios.

DISEÑO SIMULADO										RESULTADOS										ANÁLISIS									
CÓDIGO		DESCRIPCIÓN		UNIDADES		MATERIALES		CANTIDADES		VALORES		MATERIALES		CANTIDADES		VALORES		MATERIALES		CANTIDADES		VALORES		MATERIALES		CANTIDADES		VALORES	
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	DESCRIPCIÓN
1	1	m ²	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

Main data table with columns for AÑO, DNE, Demanda, Potencia P, Potencia H, Volumen dep, etc. It lists simulation data for 34 years from 2010 to 2043.

Table with 40 columns including Demanda eléctrica, Potencia, Volumen, and various technical parameters. The table contains numerical data for rows 1 through 250.

Table with columns: Año, Fecha, Demanda efectiva, Potencia Ficticia, Volumen de Agua, Costo de Energía, Potencia Ficticia de Costo, Potencia Ficticia de Demanda, Demanda efectiva + Potencia Ficticia, etc.

Table with columns: Año, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia máxima, Volumen de agua, Costo de energía, etc. Rows represent years from 2007 to 2029.

DRE SURIA (2016)				UR449242			UR135176			UR143718			UR145311			UR145877			UR146444			UR147011		
No.	Vigencia	Derecho de Superficie	Superficie (m ²)	Volumen de Superficie (m ³)	Volumen de Planta (m ³)	Cota mínima de planta (m)	Apertura mínima (m)	Cota mínima de planta (m)	Volumen de Superficie (m ³)	Volumen de Planta (m ³)	Cota mínima de planta (m)	Apertura mínima (m)	Cota mínima de planta (m)	Volumen de Superficie (m ³)	Volumen de Planta (m ³)	Cota mínima de planta (m)	Apertura mínima (m)	Cota mínima de planta (m)	Volumen de Superficie (m ³)	Volumen de Planta (m ³)	Cota mínima de planta (m)	Apertura mínima (m)	Cota mínima de planta (m)	
																								Potencia eléctrica (kVA)
1	2016	2016	11,251	11,251	721,039.53	124,514	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	

Table with columns for 'Año', 'Módulo', 'Código', 'Descripción', 'Categoría', 'Valor', 'Unidad', 'Observaciones', and 'Fecha'. It contains a large grid of data points for various modules and years.

Table with multiple columns: AÑO, DEMANDA (DIVERSA, TELECOMUNICACIONES, ALIMENTACIÓN, etc.), POTENCIA (ELECTRICA, HIDROELECTRICA, etc.), DEMANDA ELECTRICA (RESIDUAL, INDUSTRIAL, etc.), POTENCIA ELECTRICA (RESIDUAL, INDUSTRIAL, etc.). Rows represent years from 2009 to 2030.

Table with columns for Demanda, Potencia, Volumen, and various simulation parameters. It contains a large grid of numerical data points for different scenarios and time periods.

DIRECCIÓN GENERAL DE ECONOMÍA Y FINANZAS		CÓDIGO DE ACTIVIDADES		CÓDIGO DE PRODUCTOS		CÓDIGO DE SERVICIOS		CÓDIGO DE ACTIVIDADES		CÓDIGO DE PRODUCTOS		CÓDIGO DE SERVICIOS		CÓDIGO DE ACTIVIDADES		CÓDIGO DE PRODUCTOS		CÓDIGO DE SERVICIOS			
NO.	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR	NO.	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR	NO.	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR	NO.	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR	NO.	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR		
20	10	20	10	20	10	20	10	20	10	20	10	20	10	20	10	20	10	20	10	20	
...
20	17	20	17	20	17	20	17	20	17	20	17	20	17	20	17	20	17	20	17	20	17

Table with columns: Año, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Volumen dep, Cota línea de, Potencia P, Potencia P, Caudal máximo, Volumen dep, Cota línea de, Potencia P, Potencia P, Caudal máximo, Volumen dep, Cota línea de, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Potencia P, Potencia P, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Potencia P, Potencia P. The table contains multiple columns of numerical data representing simulation results for various years and power parameters.

CÓDIGO	DEMANDA (DIVERSO)				DEMANDA (ELECTRICIDAD)				DEMANDA (GAS)				DEMANDA (CALOR)				DEMANDA (REFRIGERACIÓN)				DEMANDA (COP)				DEMANDA (SISTEMA)			
	Consumo (kWh)	Potencia (kW)	Consumo (kWh)	Potencia (kW)	Consumo (kWh)	Potencia (kW)	Consumo (kWh)	Potencia (kW)	Consumo (kWh)	Potencia (kW)	Consumo (kWh)	Potencia (kW)	Consumo (kWh)	Potencia (kW)	Consumo (kWh)	Potencia (kW)	Consumo (kWh)	Potencia (kW)	Consumo (kWh)	Potencia (kW)	Consumo (kWh)	Potencia (kW)	Consumo (kWh)	Potencia (kW)	Consumo (kWh)	Potencia (kW)	Consumo (kWh)	Potencia (kW)
1	10	1.0	10	1.0	10	1.0	10	1.0	10	1.0	10	1.0	10	1.0	10	1.0	10	1.0	10	1.0	10	1.0	10	1.0	10	1.0	10	1.0

AMO			DRE BALANCE GENERAL			DRE RESULTADO DE OPERACIONES			DRE PATRIMONIO			DRE CUENTAS DE PASIVO			DRE CUENTAS DE PASIVO																				
Mes	Año	Dre	Demanda de			Inventarios e			Políticas e			Políticas e			Políticas e			Políticas e			Políticas e			Políticas e			Políticas e			Políticas e			Políticas e		
			Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación	Operación				
11	2019	10	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00				

Main data table with columns for 'AÑO', 'CÓDIGO', 'DEMANDA (MWh)', 'VOLÜMÉN DE VENTAS', 'COSTO DE SERVICIO', 'POTENCIA INSTALADA', 'POTENCIA OPERATIVA', etc. The table contains 93 rows of data.

Table with columns for ID, Nombre, Demanda, Volúmenes, Potencia, and various performance metrics (Cálculo, Consumo, Potencia, etc.). Includes sub-headers for 'Demanda eléctrica + Potencia' and 'Potencia eléctrica de potencia'. Rows 1 to 365.

Cobertura del 50% con Fuentes de Energía Renovables.

Características técnicas

Año horizonte		2020	2030
Demanda			
Demanda eléctrica	(Gwh _e)	105.31	130.87
Punta de demanda	(Mw _e)	39.12	45.45
Cobertura de renovables		48%	51%
Restricciones (Energía)		0.000%	0.000%
Restricciones (tiempo)		0.651%	2.021%
Parque Eólico			
nº de aerogeneradores		6	8
Potencia unitaria	(MW)	2	2
Potencia instalada	(MW)	12	16
Rendimiento i. eléctrica		96%	96%
Energía suministrada	(GWh _e)	50.71	66.67
Horas equivalentes	(hev)	4,748.09	4,748.09
Central Diesel			
Potencia	(Mw _e)	25	25
Energía suministrada	(GWh _e)	54.60	64.20
Horas equivalentes a plena potencia	(hev)	2,184.16	2,568.02

AÑO		2016 SIMULACIÓN		RECURSOS		DEMANDA		DEMANDA EFECTIVA		DEMANDA EFECTIVA + RESERVA		DEMANDA EFECTIVA + RESERVA + DEMANDA EFECTIVA		DEMANDA EFECTIVA + RESERVA + DEMANDA EFECTIVA + DEMANDA EFECTIVA		DEMANDA EFECTIVA + RESERVA + DEMANDA EFECTIVA + DEMANDA EFECTIVA + DEMANDA EFECTIVA		DEMANDA EFECTIVA + RESERVA + DEMANDA EFECTIVA + DEMANDA EFECTIVA + DEMANDA EFECTIVA + DEMANDA EFECTIVA		DEMANDA EFECTIVA + RESERVA + DEMANDA EFECTIVA		
MESES	SEMANAS	SEMANAS	SEMANAS	SEMANAS	SEMANAS	SEMANAS	SEMANAS	SEMANAS	SEMANAS	SEMANAS	SEMANAS	SEMANAS	SEMANAS	SEMANAS	SEMANAS	SEMANAS	SEMANAS	SEMANAS	SEMANAS	SEMANAS	SEMANAS	SEMANAS
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	14	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	16	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	17	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	18	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	25	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	26	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	27	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	28	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	29	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	30	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	31	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	32	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

AÑO	2022 SIMULACIÓN		DEMANDA				VOLÚMEN DE DEPÓSITOS				DRE				DRE (ESTIMADO)				DRE (ESTIMADO)				DRE (ESTIMADO)				
	NOV	DIC	NOV	DIC	NOV	DIC	NOV	DIC	NOV	DIC	NOV	DIC	NOV	DIC	NOV	DIC	NOV	DIC	NOV	DIC	NOV	DIC	NOV	DIC	NOV	DIC	
1	20	20	4.24	4.24	3.95	3.95	405.205.317	412.761.911	387.241.277	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024
1	20	20	4.24	4.24	3.95	3.95	405.205.317	412.761.911	387.241.277	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024	393.211.024

AÑO	2025 SIMULACIÓN		Dólar de los EE.UU.	del 09/07/20																																					
	CMR	CMR		CMR	CMR	CMR																																			
2	50	20	10500	15.17	10500.00	15.17	10500.00	15.17	10500.00	15.17	10500.00	15.17	10500.00	15.17	10500.00	15.17	10500.00	15.17	10500.00	15.17	10500.00	15.17	10500.00	15.17	10500.00	15.17	10500.00	15.17	10500.00	15.17	10500.00	15.17	10500.00	15.17	10500.00	15.17	10500.00	15.17	10500.00	15.17	10500.00

AÑO	2025 SALIDA (MILLONES)		2025 INGRESOS (MILLONES)		2025 RESULTADO (MILLONES)		2025 PATRIMONIO NETO (MILLONES)		2025 PASIVO (MILLONES)		2025 RENTAS (MILLONES)		2025 GASTOS (MILLONES)		2025 DEMANDA EFECTIVA (MILLONES)																								
	VEN. NETO	IMP. NETO	VEN. BRUTO	IMP. BRUTO	EBITDA	EBIT	ACTIVO	PASIVO	ACTIVO	PASIVO	ACTIVO	PASIVO	ACTIVO	PASIVO	ACTIVO	PASIVO	ACTIVO	PASIVO	ACTIVO	PASIVO	ACTIVO	PASIVO	ACTIVO	PASIVO	ACTIVO	PASIVO	ACTIVO	PASIVO	ACTIVO	PASIVO	ACTIVO	PASIVO	ACTIVO	PASIVO	ACTIVO	PASIVO	ACTIVO	PASIVO	
1	70	11	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250	11250

AÑO		2010 SIMULACIÓN (MCP)										2011 SIMULACIÓN (MCP)										2012 SIMULACIÓN (MCP)																									
CENSA																																															
Municipalidad	Comuna	Código	Municipalidad	Comuna	Código	Municipalidad	Comuna	Código	CENSA			CENSA			CENSA			CENSA			CENSA			CENSA			Municipalidad	Comuna	Código	Municipalidad	Comuna	Código	Municipalidad	Comuna	Código	Municipalidad	Comuna	Código									
									Potencia eléctrica a. e.	Potencia eléctrica C.	Potencia eléctrica P.	Potencia eléctrica D.	Potencia eléctrica a. e.	Potencia eléctrica C.	Potencia eléctrica P.	Potencia eléctrica D.	Potencia eléctrica a. e.	Potencia eléctrica C.	Potencia eléctrica P.	Potencia eléctrica D.	Potencia eléctrica a. e.	Potencia eléctrica C.	Potencia eléctrica P.	Potencia eléctrica D.	Potencia eléctrica a. e.	Potencia eléctrica C.													Potencia eléctrica P.	Potencia eléctrica D.							
Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad													
0	80	611	851	871	891	911	931	951	971	991	1000	0	80	611	851	871	891	911	931	951	971	991	1000	0	80	611	851	871	891	911	931	951	971	991	1000	0	80	611	851	871	891	911	931	951	971	991	1000

AÑO: 2016 SIMULACIÓN DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÚ - 2016

Main data table with columns: No. Reg, Años, Demanda de Energía Eléctrica (MWh), Potencia P (MW), Volumen de Energía (MWh), Categoría de Carga, etc.

AÑO		2025 SIMULACIÓN		DEMANDA		VOLÚMEN DE TRÁFICO		COSTO DE SERVICIO		COSTO DE OPERACIÓN		COSTO DE MANTENIMIENTO		COSTO DE REEMPLAZO		COSTO DE OTRAS ACTIVIDADES		COSTO TOTAL		COSTO UNITARIO		COSTO DE OTRAS ACTIVIDADES		COSTO TOTAL		COSTO UNITARIO				
NO.	FECHA	NO.	FECHA	NO.	FECHA	NO.	FECHA	NO.	FECHA	NO.	FECHA	NO.	FECHA	NO.	FECHA	NO.	FECHA	NO.	FECHA	NO.	FECHA	NO.	FECHA	NO.	FECHA	NO.	FECHA	NO.	FECHA	
4	120	11	11:20	15:25	11:20	15:25	11:20	15:25	11:20	15:25	11:20	15:25	11:20	15:25	11:20	15:25	11:20	15:25	11:20	15:25	11:20	15:25	11:20	15:25	11:20	15:25	11:20	15:25	11:20	15:25

Table with columns: Año, Mes, Día, Hora, Demanda, Potencia, Volumen, Costo, etc. This is a large data table representing simulation results over time.

Table with multiple columns: Año, Mes, Día, Demanda eléctrica (MWh), Potencia P, Volumen dep. (MWh), Cota mínima de, Potencia eléctrica (MW), Potencia hidroeléctrica (MW), Volumen dep. (MWh), Cota mínima de, Demanda eléctrica + Potencia P, Potencia C, Potencia C, Potencia C, Demanda eléctrica + Potencia P, Potencia C, Potencia C, Potencia C. The table lists data for 2018, covering months from January to December.

Table with columns for AÑO, DEMANDA, VOLUMEN, POTENCIA, and various energy generation metrics. Includes sub-headers for 'POTENCIA ELECTRICA C. C. EN' and 'POTENCIA ELECTRICA C. C. EN'. The table contains multiple rows of data for each year from 2000 to 2020.

Main data table with columns for 'CEN' (Censo) and 'D' (Demanda eléctrica) sections, listing various electricity generation and demand data points.

Main table containing simulation data with columns for ID, Cálculo, and various demand and supply metrics for 2016.

Table with columns: Año, Demanda eléctrica, Potencia P, Volumen dep. agua, etc. It contains multiple rows of data for years 2015-2020 across various categories.

AÑO		2025 SIMULACIÓN DEMANDA										2026 SIMULACIÓN DEMANDA										2027 SIMULACIÓN DEMANDA												
MES		DEMANDA			POTENCIA			RECURSOS				DEMANDA			POTENCIA			RECURSOS				DEMANDA			POTENCIA			RECURSOS						
		DEMANDA	POTENCIA	RECURSOS	DEMANDA	POTENCIA	RECURSOS	DEMANDA	POTENCIA	RECURSOS	DEMANDA	POTENCIA	RECURSOS	DEMANDA	POTENCIA	RECURSOS	DEMANDA	POTENCIA	RECURSOS	DEMANDA	POTENCIA	RECURSOS	DEMANDA	POTENCIA	RECURSOS	DEMANDA	POTENCIA	RECURSOS	DEMANDA	POTENCIA	RECURSOS	DEMANDA	POTENCIA	RECURSOS
1	2025	1	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

Table with columns: Año, Tipo, Año, Demanda, Volumen de depósitos, Cota mínima de, Potencia eólica, Potencia hidroeléctrica, Potencia hidroeléctrica, Potencia hidroeléctrica, Potencia hidroeléctrica, Potencia hidroeléctrica, Demanda eléctrica + Potencia, Generación, Balance, Categoría, Reservas, Demanda eléctrica + Potencia, Potencia eólica, Potencia hidroeléctrica, Potencia hidroeléctrica.

Main data table with columns for 'Demanda eléctrica', 'Potencia', 'Energía', 'Costo', 'Emissiones', and 'Impacto ambiental'. It contains a large grid of numerical data points for various scenarios and time periods.

Módulo		Ciclo I				Ciclo II				Ciclo III				Ciclo IV				Ciclo V			
No. de grupo	Año	Semana	Días	Horario	Módulo	Ciclo I		Ciclo II		Ciclo III		Ciclo IV		Ciclo V		Ciclo VI		Ciclo VII			
						Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin
1	300	1	01	13:00	13:00	13:00	13:00	13:00	13:00	13:00	13:00	13:00	13:00	13:00	13:00	13:00	13:00	13:00	13:00		
1	300	1	01	13:10	13:10	13:10	13:10	13:10	13:10	13:10	13:10	13:10	13:10	13:10	13:10	13:10	13:10	13:10	13:10		

AÑO	2022 SIMULADOR		2023 SIMULADOR		2024 SIMULADOR		E-26		E-27		E-28		E-29		E-30		E-31		E-32		E-33		E-34		E-35		E-36		E-37		E-38		E-39		E-40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	NO. PLAN	SECTOR	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR	INDICADOR																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
1	20	11	21	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194	195	196	197	198	199	200	201	202	203	204	205	206	207	208	209	210	211	212	213	214	215	216	217	218	219	220	221	222	223	224	225	226	227	228	229	230	231	232	233	234	235	236	237	238	239	240	241	242	243	244	245	246	247	248	249	250	251	252	253	254	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264	265	266	267	268	269	270	271	272	273	274	275	276	277	278	279	280	281	282	283	284	285	286	287	288	289	290	291	292	293	294	295	296	297	298	299	300	301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312	313	314	315	316	317	318	319	320	321	322	323	324	325	326	327	328	329	330	331	332	333	334	335	336	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346	347	348	349	350	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360	361	362	363	364	365	366	367	368	369	370	371	372	373	374	375	376	377	378	379	380	381	382	383	384	385	386	387	388	389	390	391	392	393	394	395	396	397	398	399	400	401	402	403	404	405	406	407	408	409	410	411	412	413	414	415	416	417	418	419	420	421	422	423	424	425	426	427	428	429	430	431	432	433	434	435	436	437	438	439	440	441	442	443	444	445	446	447	448	449	450	451	452	453	454	455	456	457	458	459	460	461	462	463	464	465	466	467	468	469	470	471	472	473	474	475	476	477	478	479	480	481	482	483	484	485	486	487	488	489	490	491	492	493	494	495	496	497	498	499	500

AÑO 2020 SIMULACIÓN										2020-2021				E-37				E-36				E-35				E-34				E-33				E-32				E-31				E-30				E-29				E-28				E-27				E-26				E-25				E-24				E-23				E-22				E-21				E-20				E-19				E-18				E-17				E-16				E-15				E-14				E-13				E-12				E-11				E-10				E-9				E-8				E-7				E-6				E-5				E-4				E-3				E-2				E-1																																																																																																																																																																																																																																																											
AÑO	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	TOTAL	Potencia FV E-1				Potencia FV E-2				Potencia FV E-3				Potencia FV E-4				Potencia FV E-5				Potencia FV E-6				Potencia FV E-7				Potencia FV E-8				Potencia FV E-9				Potencia FV E-10				Potencia FV E-11				Potencia FV E-12				Potencia FV E-13				Potencia FV E-14				Potencia FV E-15				Potencia FV E-16				Potencia FV E-17				Potencia FV E-18				Potencia FV E-19				Potencia FV E-20				Potencia FV E-21				Potencia FV E-22				Potencia FV E-23				Potencia FV E-24				Potencia FV E-25				Potencia FV E-26				Potencia FV E-27				Potencia FV E-28				Potencia FV E-29				Potencia FV E-30				Potencia FV E-31				Potencia FV E-32				Potencia FV E-33				Potencia FV E-34				Potencia FV E-35				Potencia FV E-36				Potencia FV E-37				Potencia FV E-38				Potencia FV E-39				Potencia FV E-40				Potencia FV E-41				Potencia FV E-42				Potencia FV E-43				Potencia FV E-44				Potencia FV E-45				Potencia FV E-46				Potencia FV E-47				Potencia FV E-48				Potencia FV E-49				Potencia FV E-50				Potencia FV E-51				Potencia FV E-52				Potencia FV E-53				Potencia FV E-54				Potencia FV E-55				Potencia FV E-56				Potencia FV E-57				Potencia FV E-58				Potencia FV E-59				Potencia FV E-60				Potencia FV E-61				Potencia FV E-62				Potencia FV E-63				Potencia FV E-64				Potencia FV E-65				Potencia FV E-66				Potencia FV E-67				Potencia FV E-68				Potencia FV E-69				Potencia FV E-70				Potencia FV E-71				Potencia FV E-72				Potencia FV E-73				Potencia FV E-74				Potencia FV E-75				Potencia FV E-76				Potencia FV E-77				Potencia FV E-78				Potencia FV E-79				Potencia FV E-80				Potencia FV E-81				Potencia FV E-82				Potencia FV E-83				Potencia FV E-84				Potencia FV E-85				Potencia FV E-86				Potencia FV E-87				Potencia FV E-88				Potencia FV E-89				Potencia FV E-90				Potencia FV E-91				Potencia FV E-92				Potencia FV E-93				Potencia FV E-94				Potencia FV E-95				Potencia FV E-96				Potencia FV E-97				Potencia FV E-98				Potencia FV E-99				Potencia FV E-100			
										1	40	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														

Table with multiple columns: AÑO, Mes, Día, Hora, Demanda eléctrica, Potencia P, Volumen dep, Cota mínima de, etc. It contains a large grid of numerical data for each hour of the year.

Table with columns: ID, Fecha, Descripción, Saldo Inicial, Saldo Final, etc. Contains a large grid of numerical data for simulation results.

Table with multiple columns: No. de línea, Año, Demanda eléctrica (MW), Potencia P (MW), Volumen de carga (MWh), Costo línea de transmisión (USD/MW), etc. It contains a large grid of numerical data for various power lines and years.

2024				2025				C/24				C/25				L/24-25				L/25-26				L/26-27				L/27-28				L/28-29																																															
AN	ME	DIA	VALOR	AN	ME	DIA	VALOR	AN	ME	DIA	VALOR	AN	ME	DIA	VALOR	AN	ME	DIA	VALOR	AN	ME	DIA	VALOR	AN	ME	DIA	VALOR	AN	ME	DIA	VALOR	AN	ME	DIA	VALOR	AN	ME	DIA	VALOR	AN	ME	DIA	VALOR																																				
C/24				C/25				L/24-25				L/25-26				L/26-27				L/27-28				L/28-29				L/29-30				L/30-31																																															
Demanda eléctrica + Potencia (kWh)								Potencia eléctrica (kW)								C/24								L/24-25								L/25-26								L/26-27								L/27-28								L/28-29								L/29-30								L/30-31							
C/24								L/24-25								L/25-26								L/26-27								L/27-28								L/28-29								L/29-30								L/30-31																							
C/24								L/24-25								L/25-26								L/26-27								L/27-28								L/28-29								L/29-30								L/30-31																							
C/24								L/24-25								L/25-26								L/26-27								L/27-28								L/28-29								L/29-30								L/30-31																							
C/24								L/24-25								L/25-26								L/26-27								L/27-28								L/28-29								L/29-30								L/30-31																							
C/24								L/24-25								L/25-26								L/26-27								L/27-28								L/28-29								L/29-30								L/30-31																							
C/24								L/24-25								L/25-26								L/26-27								L/27-28								L/28-29								L/29-30								L/30-31																							
C/24								L/24-25								L/25-26								L/26-27								L/27-28								L/28-29								L/29-30								L/30-31																							
1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000																									
1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000																									
1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000	1	1	1	1000																									

Table with columns: AÑO, DEMANDA, VOLUMEN, CATEGORÍA, etc. It contains a large grid of data points for various years and categories.

AÑO

2025 SALIDA (MWh) 35,977.20

EST

U.T.

EST

U.T.

EST

U.T.

Table with columns for Demanda (MWh), Potencia (MW), Volumen dep. (MWh), etc. for various scenarios from 1970 to 2040. The table is organized into sections for different simulation scenarios and years.

Main data table with columns for Demanda eléctrica, Potencia, Volumen depósitos, and various technical specifications. Includes sub-headers for E-IB, E-FC, E-LD, and E-S.

ANEXO 2025 SIMULACIÓN 2025 05/07/2025 C-87

Main data table with columns for 'Demanda eléctrica + Potencia' and 'Potencia hidráulica + Capacidad', listing various power and capacity values for different categories.

Table with columns: Año, Mes, Día, Hora, Demanda, Potencia P, Potencia P, Volumen dep, Cota línea de, Potencia P, Potencia P, Caudal, Volumen dep, Cota línea de, Potencia P, Potencia P, Caudal, Volumen dep, Cota línea de, Demanda, Potencia P, Potencia P, Caudal, Volumen dep, Cota línea de, Demanda, Potencia P, Potencia P, Caudal, Volumen dep, Cota línea de. Rows represent hourly data from 2000-01-01 to 2000-12-31.

Table with columns for 'Cuenta' (Account), 'Código' (Code), 'Descripción' (Description), 'Cuenta de Débito' (Debit Account), 'Cuenta de Crédito' (Credit Account), 'Cuenta de Débito' (Debit Account), 'Cuenta de Crédito' (Credit Account), 'Cuenta de Débito' (Debit Account), 'Cuenta de Crédito' (Credit Account), 'Cuenta de Débito' (Debit Account), 'Cuenta de Crédito' (Credit Account). It lists various accounts and their corresponding debit and credit accounts with numerical values.

MEMORANDO DE CÁLCULO DE LOS EFECTOS DE LA LEY DE TRANSICIÓN DE LA ECONOMÍA DE LA REPÚBLICA DOMINICANA EN EL SECTOR DE LA CONSTRUCCIÓN DE VIVIENDAS DE INTERÉS SOCIAL PARA EL PERÍODO 2024-2030

Table with 30 columns: Año, Mes, Día, Demanda efectiva + Potencial, Potencia P, Potencia R, Potencia R2, Potencia R3, Potencia R4, Potencia R5, Potencia R6, Potencia R7, Potencia R8, Potencia R9, Potencia R10, Potencia R11, Potencia R12, Potencia R13, Potencia R14, Potencia R15, Potencia R16, Potencia R17, Potencia R18, Potencia R19, Potencia R20, Potencia R21, Potencia R22, Potencia R23, Potencia R24, Potencia R25, Potencia R26, Potencia R27, Potencia R28, Potencia R29, Potencia R30. Rows represent monthly data from 2024 to 2030.

Main data table with columns for 'CST', 'C.V', 'E.L', 'E.L.20', 'E.L.21', 'E.L.22', 'E.L.23', 'E.L.24', 'E.L.25', 'E.L.26', 'E.L.27', 'E.L.28', 'E.L.29', 'E.L.30', 'E.L.31', 'E.L.32', 'E.L.33', 'E.L.34', 'E.L.35', 'E.L.36', 'E.L.37', 'E.L.38', 'E.L.39', 'E.L.40', 'E.L.41', 'E.L.42', 'E.L.43', 'E.L.44', 'E.L.45', 'E.L.46', 'E.L.47', 'E.L.48', 'E.L.49', 'E.L.50'. Rows represent various simulation scenarios.

Table with multiple columns for company, sector, and various financial metrics. Columns include: Sector, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Potencia P, etc. Rows list companies like ENEL, IBERDROLA, and others.

Table with multiple columns including AÑO, DEMANDA (MW), DEMANDA (MWh), VOLÚMEN DEPÓSITO, CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO, and various power generation metrics across different scenarios.

Table with columns: AÑO, DEMANDA COMERCIAL, DEMANDA PUNTA, DEMANDA TRANSPORTE, DEMANDA INDUSTRIAL, DEMANDA RESIDENCIAL, DEMANDA TOTAL, DEMANDA ELECTRICIDAD, DEMANDA CALOR, DEMANDA GAS, DEMANDA AGUA, DEMANDA SERVICIOS, DEMANDA TELECOMUNICACIONES, DEMANDA TIENE, DEMANDA TELEVISION, DEMANDA RADIO, DEMANDA MÚSICA, DEMANDA CINE, DEMANDA DEPORTES, DEMANDA OTRAS. Rows represent simulation years from 2003 to 2025 for various metrics.

Table with columns: AÑO, ID, DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD, FASE, DÍA, TIPO DE ACTIVIDAD, DURACIÓN, NÚMERO DE PARTICIPANTES, etc.

Table with columns for 'Módulo', 'Código', 'Descripción', 'Categoría', 'Código', 'Descripción', 'Categoría'. The table lists various modules and their associated codes and descriptions across multiple columns.

Table with multiple columns including ID, year, area, total area, and various energy and power metrics. It lists numerous data points for different years and areas, such as 'A10', 'A11', 'A12', etc.

Table with columns: AÑO, DEMANDA TOTAL, DEMANDA DE SERVICIOS, DEMANDA DE Bienes, DEMANDA DE ALIMENTOS, DEMANDA DE BEBIDAS, DEMANDA DE TABACOS, DEMANDA DE ALICATOS, DEMANDA DE ALUMINIO, DEMANDA DE COQUE, DEMANDA DE FERROSO, DEMANDA DE METALES NO FERROSOS, DEMANDA DE PETROLIO, DEMANDA DE PRODUCTOS QUIMICOS, DEMANDA DE TEXTILES, DEMANDA DE MADERA, DEMANDA DE PAPIRO, DEMANDA DE ORO, DEMANDA DE PLATA, DEMANDA DE DIAMANTES, DEMANDA DE OTROS METALES PRECIOSOS, DEMANDA DE OTROS Bienes, DEMANDA DE OTROS SERVICIOS. Rows represent years from 2000 to 2070.

AÑO 2004 SIMULACIÓN DEMANDA C. 22 75,965 47 C. 23 64,200 C. 24 63,160 C. 25 63,160

Table with multiple columns: Año, Mes, Día, Hora, Velocidad, Potencia P, Volumen dep, Cota línea de, etc. It contains a dense grid of data points for each day from 2004, organized by month and day.

AÑO		2016-SUM-0001	75,965.47	E-22	E-23	E-24	E-25	E-26	E-27	E-28	E-29	E-30	E-31	E-32	E-33	E-34	E-35	E-36	E-37	E-38	E-39	E-40	E-41	E-42	E-43	E-44	E-45	E-46	E-47	E-48	E-49	E-50		
NO	FECHA	DESCRIPCIÓN	VOLUMEN	VALOR																														
1	30	15	4.828	4.828	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1	30	15	4.828	4.828	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Table with columns for AÑO, DEMANDA, and various metrics for 64 countries, including demand, production, and trade data.

Table with columns: AÑO, ZONA, SUBZONA, DEMANDA, Vol. de la zona, Potencia P, Volumen dep. de, etc. (Detailed table structure follows the headers and contains multiple rows of data.)

AMO 2005 (SIMULACIÓN) DEMANDA + ESAL 2005

ESAL 2005

ESAL 2005

No. Suelo	Área	Densidad (Kg/m3)	Velocidad sísmica (cm/s)	Potencia P (W/m2)	Volumen de suelo (m3)	Cota mínima de agua	Aperturas (mm)	Potencia eléctrica E (W/m2)	Potencia hidráulica H (W/m2)	Potencia térmica (W/m2)		Potencia acústica (W/m2)		Potencia óptica (W/m2)		Demanda eléctrica + potencia (W/m2)	Consumo (W/h)	Batería (W/h)	Calentamiento (W/h)	Refrigeración (W/h)	Demanda eléctrica + potencia (W/m2)	Consumo (W/h)	Batería (W/h)	Calentamiento (W/h)	Refrigeración (W/h)	Demanda eléctrica + potencia (W/m2)	Consumo (W/h)	Batería (W/h)	Calentamiento (W/h)	Refrigeración (W/h)	Demanda eléctrica + potencia (W/m2)	Consumo (W/h)	Batería (W/h)	Calentamiento (W/h)	Refrigeración (W/h)		
										Calentamiento (W/h)	Refrigeración (W/h)	Consumo (W/h)	Batería (W/h)	Calentamiento (W/h)	Refrigeración (W/h)																					Consumo (W/h)	Batería (W/h)
6	170	1	21 277	7811	4420	552,322	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	21 277	0.00	0.00	0.00	0.00	21 277	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

4074

AÑO	DEMANDA (MW)										RESERVA (MW)										RESERVA (MW)										RESERVA (MW)										RESERVA (MW)																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
7	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Table with columns for AÑO, Zona, Demanda, Potencia, Volumen, etc. It lists data for years 2010-2020 across various zones. The table is organized into sections labeled 'E-22' and 'E-23'. Each row represents a specific year and zone combination, with columns detailing various electrical and operational metrics. The 'E-22' section covers years 2010-2020, and the 'E-23' section covers years 2011-2020. The data includes values for demand, power, volume, and other performance indicators.

Table with columns for AÑO, DEMANDA, VOLUMEN, CATEGORÍA, POTENCIA, etc. It contains a detailed simulation report for the year 2004, listing various data points for different categories and years.

Table with columns: Año, Mes, Día, Hora, Demanda eléctrica, Potencia P, Volumen dep. agua, etc. It contains a large grid of data for each month from 2018, including demand, power, and volume for various scenarios.

Table with multiple columns: AÑO, DEMANDA (MWh), DEMANDA (GWh), DEMANDA (TWh), etc. It contains a large grid of data for each year from 2000 to 2020, including various demand metrics and their unit conversions.

AÑO				2016 SIMULACIÓN				2016 REAL				2017 SIMULACIÓN				2017 REAL				2018 SIMULACIÓN				2018 REAL				2019 SIMULACIÓN				2019 REAL			
Mes	Año	Día	Hora	Demanda eléctrica		Potencia P		Potencia P		Potencia P		Potencia P		Potencia P		Potencia P		Potencia P		Potencia P		Potencia P		Potencia P		Potencia P		Potencia P		Potencia P					
				MW	MVA	MW	MVA	MW	MVA	MW	MVA	MW	MVA	MW	MVA	MW	MVA	MW	MVA	MW	MVA	MW	MVA	MW	MVA	MW	MVA	MW	MVA	MW	MVA	MW	MVA		
1	2016	1	1	12.20	14.21	12.20	14.21	11.17	13.17	12.20	14.21	12.20	14.21	12.20	14.21	12.20	14.21	12.20	14.21	12.20	14.21	12.20	14.21	12.20	14.21	12.20	14.21	12.20	14.21	12.20	14.21				

Table with columns for AÑO, DEMANDA, VOLUMEN DE DEPÓSITOS, CATEGORÍA, DEMANDA EFECTIVA, etc. The table contains a large grid of numerical data organized in multiple columns.

MEMO DHE-SUM-0001 75.945.47 75.945.47

Main data table with columns for Demanda eléctrica, Potencia P, Volumen dep. y Cota mínima de agua. The table contains multiple columns of numerical data organized in a grid format.

Table with multiple columns: AÑO, DHE SALIDA (DHE), DEMANDA (DHE), VOLUMEN DE DEPÓSITOS (DHE), CATEGORÍA DE DEPÓSITOS (DHE), etc. The table contains a large number of rows (up to 90) and columns, providing detailed financial simulation data.

Módulo	Código	Descripción	Cuenta de Cuentas de Débito														Cuenta de Cuentas de Crédito																													
			Demanda				Poderes				Volúmenes				Cota Límite de				Demanda				Poderes				Volúmenes				Cota Límite de															
			E. 15				E. 16				E. 17				E. 18				E. 19				E. 20				E. 21				E. 22				E. 23											
			E. 15				E. 16				E. 17				E. 18				E. 19				E. 20				E. 21				E. 22				E. 23											
			E. 15				E. 16				E. 17				E. 18				E. 19				E. 20				E. 21				E. 22				E. 23											
2	40	23.842	11.200	14.510	17.500	19.500	21.500	23.500	25.500	27.500	29.500	31.500	33.500	35.500	37.500	39.500	41.500	43.500	45.500	47.500	49.500	51.500	53.500	55.500	57.500	59.500	61.500	63.500	65.500	67.500	69.500	71.500	73.500	75.500	77.500	79.500	81.500	83.500	85.500	87.500	89.500	91.500	93.500	95.500	97.500	99.500
2	40	23.842	11.200	14.510	17.500	19.500	21.500	23.500	25.500	27.500	29.500	31.500	33.500	35.500	37.500	39.500	41.500	43.500	45.500	47.500	49.500	51.500	53.500	55.500	57.500	59.500	61.500	63.500	65.500	67.500	69.500	71.500	73.500	75.500	77.500	79.500	81.500	83.500	85.500	87.500	89.500	91.500	93.500	95.500	97.500	99.500

Table with columns: AÑO, DHE, Simulación, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Volumen dep, Cota línea de, Potencia eléctrica, Potencia eléctrica, Cota línea de, Potencia eléctrica, Potencia eléctrica, Cota línea de, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Potencia eléctrica, Potencia eléctrica, Cota línea de, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia P, Potencia eléctrica, Potencia eléctrica, Cota línea de. The table contains a large grid of numerical data for each year from 2002 to 2008.

Table with columns: AÑO, DISEÑO, DEMANDA, VOLUMEN, CATEGORÍA, etc. It contains a large grid of numerical data for various years and categories.

Table with columns for AÑO, DEMANDA (DEMANDA), VOLUMEN DE DEPÓSITOS, DEMANDA EFECTIVA, etc. It contains a large grid of numerical data representing simulation results for various years and categories.

Table with columns for AÑO, DEMANDA (MWh), DEMANDA (MW), VOLUMEN DEPÓSITO, COSTO LÍNEA DE TRANSMISIÓN, etc. It contains a large grid of data points for each year from 1999 to 2025.

Table with 100 columns and 100 rows. Columns include: AÑO, DEMANDA (MENSUAL), DEMANDA (ANUAL), VOLUMEN DE PRODUCTO, COSTO UNITARIO, etc. Rows represent different years and months.

Table with 33 columns: AÑO, DEMANDA (MW), Vol. demanda, Vol. potencia, Cota mínima de, etc. It contains a grid of simulation data for various years and power levels.

Table with columns for 'AÑO', 'CANTON', 'DEMANDA ELECTRICIDAD', 'POTENCIA P', 'VOLÚMEN DE ENERGÍA', 'COSTO UNITARIO', 'POTENCIA INSTALADA', 'CANTON', 'DEMANDA ELECTRICIDAD', 'POTENCIA P', 'VOLÚMEN DE ENERGÍA', 'COSTO UNITARIO', 'POTENCIA INSTALADA'. The table contains multiple rows of data for various cantons and years.

Table with multiple columns: AÑO, DEMANDA (Mensual), Potencia P, Potencia F, Potencia H, Potencia E, Potencia C, Potencia G, Potencia D, Potencia T, Potencia R, Potencia M, Potencia N, Potencia O, Potencia P, Potencia Q, Potencia R, Potencia S, Potencia T, Potencia U, Potencia V, Potencia W, Potencia X, Potencia Y, Potencia Z. Rows represent monthly data for years 1970 through 2004.

Table with columns for AÑO, DEMANDA (MUNICIPIOS), DEMANDA (ESTADOS), DEMANDA (NACIONAL), DEMANDA (EXTRAJEROS), DEMANDA (TOTAL), DEMANDA (ESTRATEGIA), DEMANDA (REACTIVO), DEMANDA (ACTIVO), DEMANDA (PASIVO), DEMANDA (NETO), DEMANDA (LÍQUIDA), DEMANDA (TOTAL), DEMANDA (ESTRATEGIA), DEMANDA (REACTIVO), DEMANDA (ACTIVO), DEMANDA (PASIVO), DEMANDA (NETO), DEMANDA (LÍQUIDA).

AÑO	DHES SUIA (DONES) 75,345.00										PROMEDIO NACIONAL										PROMEDIO DE LA REGIÓN																				
	País	Sexo	Edad	Demanda efectiva + Reserva	Voluntad de pagar	Potencia P	Potencia R	Voluntad de pagar	Cota línea de demanda	Apoyamiento	Potencia eléctrica	Potencia hidráulica de reserva	Costo de generación	Voluntad de pagar	Cota línea de demanda	Apoyamiento	Potencia eléctrica	Potencia hidráulica de reserva	Costo de generación	Voluntad de pagar	Cota línea de demanda	Apoyamiento	Potencia eléctrica	Potencia hidráulica de reserva	Costo de generación	Voluntad de pagar	Cota línea de demanda	Apoyamiento	Potencia eléctrica	Potencia hidráulica de reserva	Costo de generación	Voluntad de pagar	Cota línea de demanda	Apoyamiento	Potencia eléctrica	Potencia hidráulica de reserva	Costo de generación	Voluntad de pagar	Cota línea de demanda	Apoyamiento	
7	200	1	17.00	7.26	4.287	1.471.287	1.207.300	103.329	0.000	0.000	0.000	0.000	1.225.107	1.030.700	1.837.229	1.312.537	1.225.107	1.030.700	1.837.229	1.312.537	5.189	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Table with columns for 'Módulo', 'Código', 'Descripción', 'Unidad', 'Cant', 'Valor', 'Valor unitario', 'Valor total', 'Valor unitario', 'Valor total'. It contains a detailed list of components and their values.

Main table with columns for Año, Demanda, Potencia P, Volumen dep, etc. and rows for years 2000-2028.

Main simulation data table with columns for ID, Demanda eléctrica, Potencia P, Potencia H, Potencia C, Volumen de agua, Cota máxima de agua, Cota mínima de agua, Demanda eléctrica + Potencia P, etc.

ADM							DISEÑOS (DISEÑO) 75,365,37				E.C. 16							E.C. 16							E.C. 16							E.C. 16								
No. Voto	Circ. Voto	Deseño	Deseño de Resp.	Votación	Potencia P	Volumen de Resp.	Cota Límite de Resp.	Apoyos	Potencia P		Potencia Potencia de		Volumen de Resp.		Cota Límite de Resp.		Potencia Potencia Potencia		Potencia Potencia Potencia		Potencia Potencia Potencia		Potencia Potencia Potencia		Potencia Potencia Potencia		Potencia Potencia Potencia		Potencia Potencia Potencia		Potencia Potencia Potencia		Potencia Potencia Potencia		Potencia Potencia Potencia		Potencia Potencia Potencia		Potencia Potencia Potencia	
									U/S	D/S	U/S	D/S	U/S	D/S	U/S	D/S	U/S	D/S	U/S	D/S	U/S	D/S	U/S	D/S	U/S	D/S	U/S	D/S	U/S	D/S	U/S	D/S	U/S	D/S	U/S	D/S	U/S	D/S	U/S	D/S
9	250	21	30709	7217	9,596	400,834,720	371,577	250	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020

Table with columns: AÑO, DHE-SUMAR (DHE), DEMANDA, VELOCIDAD, POTENCIA, VOLUMEN, etc. It contains a grid of numerical data for various years and simulation parameters.

Table with columns for ADO, DHE (LUMA/DH), Demanda, Potencia, Volumen, etc. It contains a dense grid of numerical data for various categories and sub-categories.

Inversión

Inversión		Año 2010	Año 2020
Estación de bombeo	(€)	11,746,951	0
Equipos electromecánicos	(€)	7,326,496	0
Motores	(€)	2,175,724	0
Transformador	(€)	451,120	0
Sistema eléctrico general	(€)	1,608,635	0
O. Civil edificio	(€)	184,976	0
Central hidroeléctrica	(€)	8,018,854	0
Equipos electromecánicos	(€)	3,800,078	0
Generadores	(€)	1,862,578	0
Transformador	(€)	480,977	0
Sistema eléctrico general	(€)	1,664,281	0
O. Civil edificio	(€)	210,940	0
Tubería forzada	(€)	4,582,800	0
Coste ml	(€/ml)	2,280	0
Longitud	(ml)	2,010	0
Depósito superior	(€)	3,851,250	0
L.M.T Sistema de regulación	(€)	46,200	0
Parque eólico	(€)	35,039,600.0	17,500,000
Aerogeneradores	(€)	28,000,000	14,000,000
Aerogenerador	(€/MW)	1,400,000	1,400,000
Potencia instalada	(MW)	20	10
Obra civil + S.Eléctrico Gral.	(€)	7,000,000.0	3,500,000
L.M.T.	(€)	39,600.0	0
Total	(€)	63,285,655	17,500,000
Sistema de bombeo	(€)	28,246,055	0
Parque eólico	(€)	35,039,600	17,500,000

Inversión		Año 2010	Año 2020
Estación de bombeo	(€)	10,320,742	0
Equipos electromecánicos	(€)	6,539,036	0
Motores	(€)	1,747,322	0
Trafo	(€)	380,427	0
Sistema eléctrico general	(€)	1,480,304	0
O. Civil edificio	(€)	173,652	0
Central hidroeléctrica	(€)	6,595,802	0
Equipos electromecánicos	(€)	2,943,965	0
Generadores	(€)	1,487,583	0
Trafo	(€)	417,617	0
Sistema eléctrico general	(€)	1,546,769	0
O. Civil edificio	(€)	199,869	0
Tubería forzada	(€)	4,341,600	0
Coste ml	(€/ml)	2,160	0
Longitud	(ml)	2,010	0
Depósito superior	(€)	3,851,250	0
L.M.T Sistema de regulación	(€)	46,200	0
Parque eólico	(€)	28,039,600	10,500,000
Aerogeneradores	(€)	22,400,000	8,400,000
Aerogenerador	(€/MW)	1,400,000	1,400,000
Potencia instalada	(MW)	16	6
Obra civil + S.Eléctrico Gral.	(€)	5,600,000.0	2,100,000
L.M.T.	(€)	39,600.0	0
Total	(€)	46,049,501	10,500,000
Sistema de bombeo	(€)	25,155,594	0
Parque eólico	(€)	28,039,600	10,500,000

Inversión		Año 2010	Año 2020
Estación de bombeo	(€)	1,059,739	0
Equipos electromecánicos	(€)	31,613	0
Motores	(€)	247,928	0
Trafo	(€)	13,526	0
Sistema eléctrico general	(€)	1,022,628	0
O. Civil edificio	(€)	8,979	0
Parque eólico	(€)	21,039,600	7,000,000
Aerogeneradores	(€)	16,800,000	5,600,000
Aerogenerador	(€/MW)	1,400,000	1,400,000
Potencia instalada	(MW)	12	4
Obra civil + S.Eléctrico Gral.	(€)	4,200,000.0	1,400,000
L.M.T.	(€)	39,600.0	0
Total	(€)	21,039,600	7,000,000
Sistema de almacenamiento	(€)	1,991,688	0
Parque eólico	(€)	21,039,600	7,000,000

Anexo IV: Estudio Económico Financiero

Cobertura 90% de energía. Comparación con central térmica de referencia

Tasa de interés		3%																													
Tasa de inflación (Costes fijos explotación)		2%																													
Tasa de variación (Costes variables generación C.Térmica)		4%																													
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Inversión inicial (€)	63.855.654,67	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Sistema de almacenamiento (€)	28.246.054,67	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Parque Eólico(€)	35.039.600,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Subvención(€)	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Producción total (GWh)	81,20	81,37	85,86	88,40	90,54	93,22	95,57	98,12	100,68	101,49	105,62	108,22	110,76	113,37	115,76	118,07	120,51	123,35	125,70	128,17	130,55	133,48	135,65	138,45	140,71	143,39	146,37	148,25	150,88	153,09	156,18
Producción Sistema E. Renovables (GWh)	0,00	80,00	83,96	85,12	87,44	87,95	88,41	89,19	91,40	91,29	92,02	105,57	106,86	108,25	108,87	112,20	112,95	113,54	116,30	117,92	118,05	118,26	120,33	120,77	122,55	122,39	122,62	124,42	124,85	126,21	125,42
Producción Parque Eólico (GWh)	-	88,07	90,45	91,08	92,54	92,64	93,03	93,63	94,83	94,71	94,92	114,69	115,86	117,05	117,21	119,43	120,04	120,39	121,91	122,61	123,15	123,39	124,79	124,69	126,23	126,39	126,71	126,71	127,64	128,16	128,27
Producción Central Hidroeléctrica (GWh)	-	34,50	37,06	36,77	38,36	37,99	37,93	38,46	37,49	37,07	37,07	43,95	44,92	44,45	44,46	47,02	46,00	45,74	47,24	46,29	45,56	46,29	47,24	46,29	45,56	46,29	45,17	44,63	44,68	44,68	44,59
Consumo Estación de Bombeo (GWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura E.Renovables	0%	98%	97%	96%	97%	94%	93%	91%	91%	88%	87%	98%	96%	95%	94%	95%	94%	92%	93%	92%	90%	89%	89%	87%	87%	85%	84%	84%	83%	82%	80%
Ingresos por venta de energía (E.R.)	0,00	11.382.444,08	12.406.508,87	13.062.930,14	13.937.315,30	14.560.616,83	15.202.616,01	15.930.707,85	16.596.352,37	17.591.934,22	18.242.739,37	21.951.856,76	23.083.653,41	24.292.000,18	25.380.012,72	27.172.812,30	28.417.462,65	29.678.624,76	31.582.536,96	33.268.798,04	34.605.457,38	36.018.289,65	38.076.842,51	39.707.748,06	41.867.098,62	43.442.891,50	45.226.669,88	47.686.238,95	49.719.876,78	52.229.870,29	53.933.335,44
Costes de explotación (E.R.)	0,00	1.226.386,00	1.263.177,58	1.301.072,91	1.340.105,09	1.380.308,25	1.421.717,49	1.464.369,02	1.508.300,09	1.553.549,09	1.600.155,57	1.648.160,23	1.697.605,04	1.748.533,19	1.800.989,19	1.855.018,86	1.910.669,43	1.967.989,51	2.027.029,20	2.087.840,07	2.150.475,27	2.214.989,53	2.281.439,22	2.349.882,40	2.420.378,87	2.492.990,23	2.567.779,94	2.644.813,34	2.724.157,74	2.805.882,47	2.890.058,94
Coste de generación + explotación (C. Térmica) (€/MWh)	137,00	142,28	147,77	153,47	159,40	165,56	171,96	178,61	185,52	192,71	200,18	207,94	216,01	224,40	233,12	242,18	251,60	261,39	271,56	282,14	293,13	304,56	316,44	328,79	341,62	354,97	368,84	383,26	398,25	413,83	430,03
Costes explotación (€/MWh)	10,00	10,20	10,40	10,61	10,82	11,04	11,26	11,49	11,72	11,95	12,19	12,43	12,68	12,94	13,19	13,46	13,73	14,00	14,28	14,56	14,86	15,16	15,46	15,77	16,08	16,41	16,76	17,17	17,61	18,11	18,61
Coste generación (€/MWh)	127,00	132,08	137,36	142,86	148,57	154,51	160,70	167,12	173,81	180,76	187,99	195,51	203,33	211,46	219,92	228,72	237,87	247,38	257,28	267,57	278,27	289,40	300,98	313,02	325,54	338,56	352,10	366,19	380,84	396,07	411,91
Resultado bruto (E.R.)	(63.285.654,67)	10.156.058,08	11.143.331,29	11.761.857,23	12.597.210,20	13.180.308,59	13.780.898,52	14.466.338,83	15.448.052,28	16.038.385,13	(6.698.412,83)	20.303.696,52	21.386.048,37	22.543.466,99	23.797.023,54	25.317.793,44	26.506.793,22	27.710.635,25	29.555.507,76	31.180.957,96	32.454.982,10	33.803.300,12	35.795.403,29	37.357.865,66	39.446.719,75	40.949.901,27	42.658.889,94	45.041.425,61	46.995.719,04	49.423.987,82	51.043.276,50
Amortización	0,00	3.227.568,39	3.292.119,76	3.357.962,15	3.425.121,39	3.493.623,82	3.564.496,30	3.634.766,22	3.707.461,55	3.781.610,78	3.857.243,00	5.133.832,22	5.236.509,89	5.341.240,09	5.446.064,89	5.557.026,19	5.668.166,71	5.781.530,04	5.897.160,64	6.015.103,86	6.135.405,93	6.262.117,21	6.491.359,56	6.521.186,75	6.551.610,48	6.582.642,69	6.614.295,55	6.646.581,46	6.679.513,09	6.713.101,35	6.747.365,41
I.M.P.	0,00	6.028.489,70	7.851.211,54	8.403.895,08	9.177.088,81	9.686.684,76	10.217.402,22	10.833.572,60	11.740.590,73	12.256.774,35	0,00	15.169.863,30	16.449.538,49	17.202.226,90	20.838.626,51	21.929.105,20	23.688.347,12	25.165.854,11	26.319.576,17	27.342.182,91	28.304.043,73	29.386.678,92	30.579.109,27	31.967.258,58	33.494.594,39	35.266.824,55	37.349.884,28	39.798.884,48	42.675.911,08	45.959.611,08	
Ingresos	0,00	2.428.971,39	2.747.924,04	2.943.383,28	3.210.231,08	3.390.339,67	3.576.900,78	3.791.050,41	4.109.206,76	4.289.871,02	0,00	5.309.452,15	5.652.338,47	6.020.779,42	6.345.833,53	6.916.268,54	7.293.519,28	7.675.186,82	8.280.421,49	8.808.048,94	9.211.851,66	11.319.414,02	12.006.415,31	12.542.837,62	13.263.288,24	13.778.540,50	14.365.608,04	15.188.155,45	15.860.672,09	16.698.899,57	17.253.568,88
B.D.I.	0,00	4.503.518,30	5.103.287,50	5.462.513,80	5.961.857,73	6.296.345,10	6.641.311,44	7.040.521,72	7.631.388,98	7.966.903,33	0,00	9.860.411,14	10.587.200,02	11.351.107,23	12.848.498,71	13.545.107,23	14.633.818,38	15.377.925,63	16.357.805,10	17.107.724,51	21.021.768,89	22.529.628,43	23.993.841,30	24.631.821,02	25.588.718,08	26.678.986,35	28.206.648,70	29.453.531,87	31.012.074,91	32.042.342,20	
Flujo de caja	(63.285.654,67)	7.731.086,69	8.395.407,25	8.820.493,95	9.386.979,12	9.789.968,92	10.208.807,74	10.675.284,11	11.338.845,53	11.748.514,11	(6.698.412,83)	14.994.244,37	15.733.709,90	16.522.687,57	17.293.188,01	18.401.524,90	19.213.273,94	20.354.448,43	21.275.086,27	22.372.909,03	23.431.130,44	24.483.886,10	25.987.988,97	26.813.514,51	27.171.360,77	28.293.281,90	29.853.320,15	31.135.046,28	32.725.178,26	33.789.707,62	
Flujo de caja actualizado	(63.285.654,67)	7.505.909,41	7.913.476,53	8.207.001,47	8.340.209,37	8.444.913,19	8.546.365,83	8.679.986,39	8.950.989,37	9.004.257,79	(6.984.248,33)	10.812.161,16	11.213.775,80	11.521.146,24	11.811.238,61	11.973.077,12	12.121.775,80	12.466.870,95	12.788.957,40	13.123.750,95	13.489.196,69	14.215.294,43	14.573.569,95	15.280.513,29	15.728.405,23	16.186.810,35	17.207.913,21	18.886.810,35	19.920.912,15	21.521.456,29	
TIR	(63.285.654,67)	(55.775.745,26)	(47.866.798,73)	(39.794.267,26)	(31.854.057,89)	(23.001.144,70)	(14.642.778,88)	(5.782.797,49)	3.168.196,88	12.172.454,67	7.188.206,44	18.020.367,60	29.055.675,17	40.306.821,41	51.699.988,85	63.511.227,46	75.484.304,58	87.606.080,37	100.102.951,33	112.861.908,72	125.731.066,50	137.817.263,20	150.232.557,63	162.806.127,57	175.868.640,86	188.663.834,09	201.783.279,73	215.227.877,22	228.831.282,46	242.718.092,81	256.619.004,95
TIR	23%																														

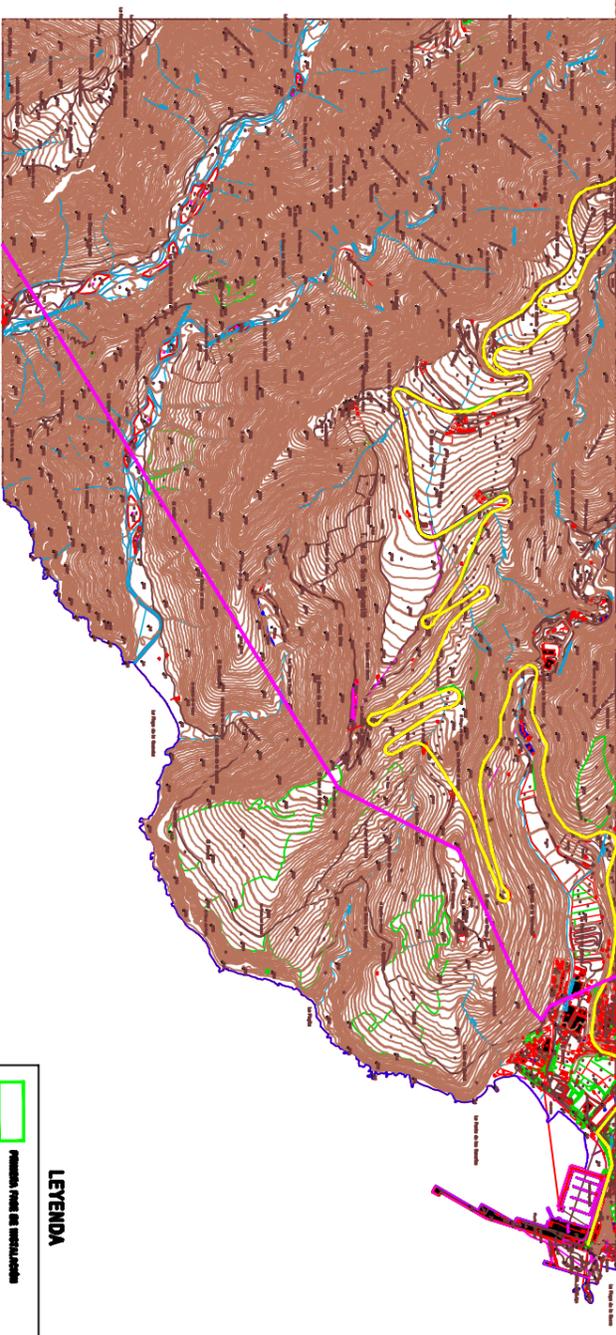
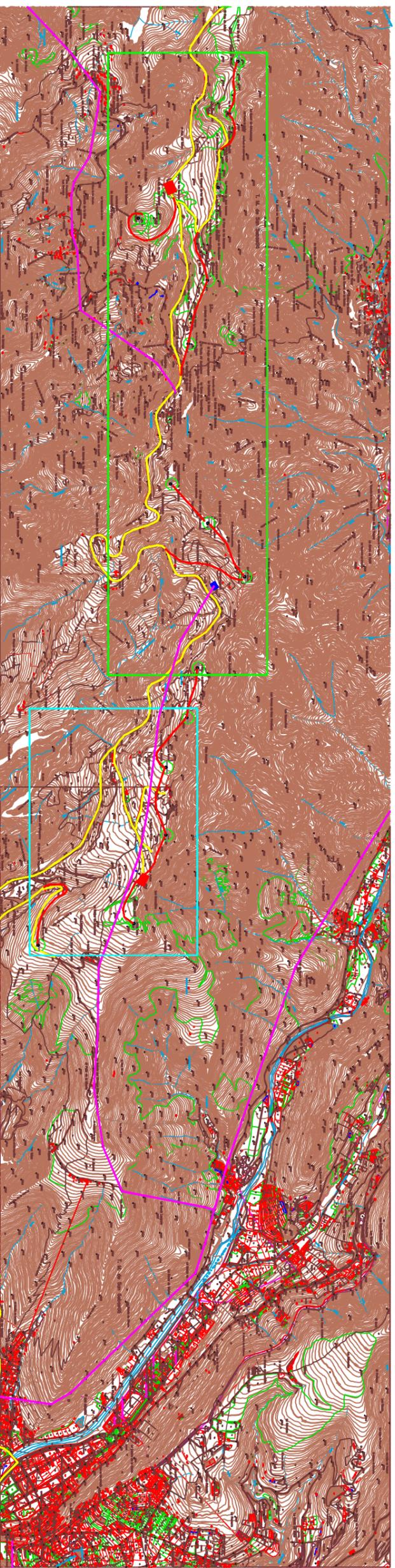
Cobertura 70% de energía. Comparación con central térmica de referencia

Documento N°2: Planos

Plano 1: Planta General

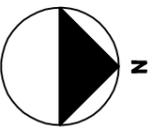
Plano 2: Parque Eólico de San Sebastián de la Gomera

Plano 3: Sistema de Almacenamiento de Energía

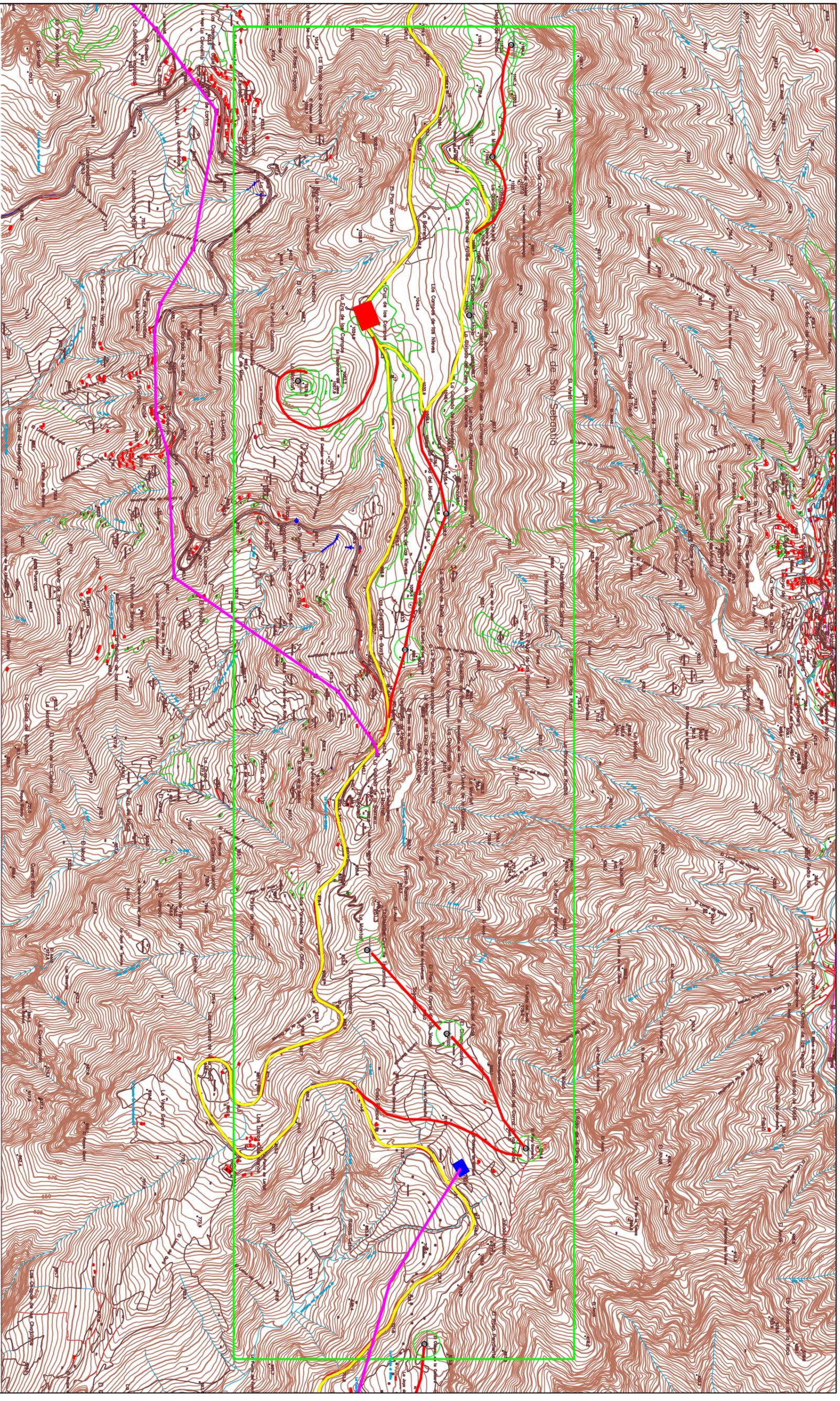


LEYENDA

- ZONAS PARA EL ESTABLECIMIENTO DE LA PLANTACIÓN

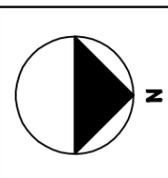


	Proyecto de Ordenación Urbanística Ayuntamiento de San Sebastián de la Gomera Área de Urbanismo	ESCALA 1:10.000 Horizontal	TÍTULO PANQUE EDIFICIO SAN SEBASTIAN DE LA GOMERA	TÍTULO DEL PLANO PLANTA GENERAL	FOLIO 2
--	---	----------------------------------	---	---	------------

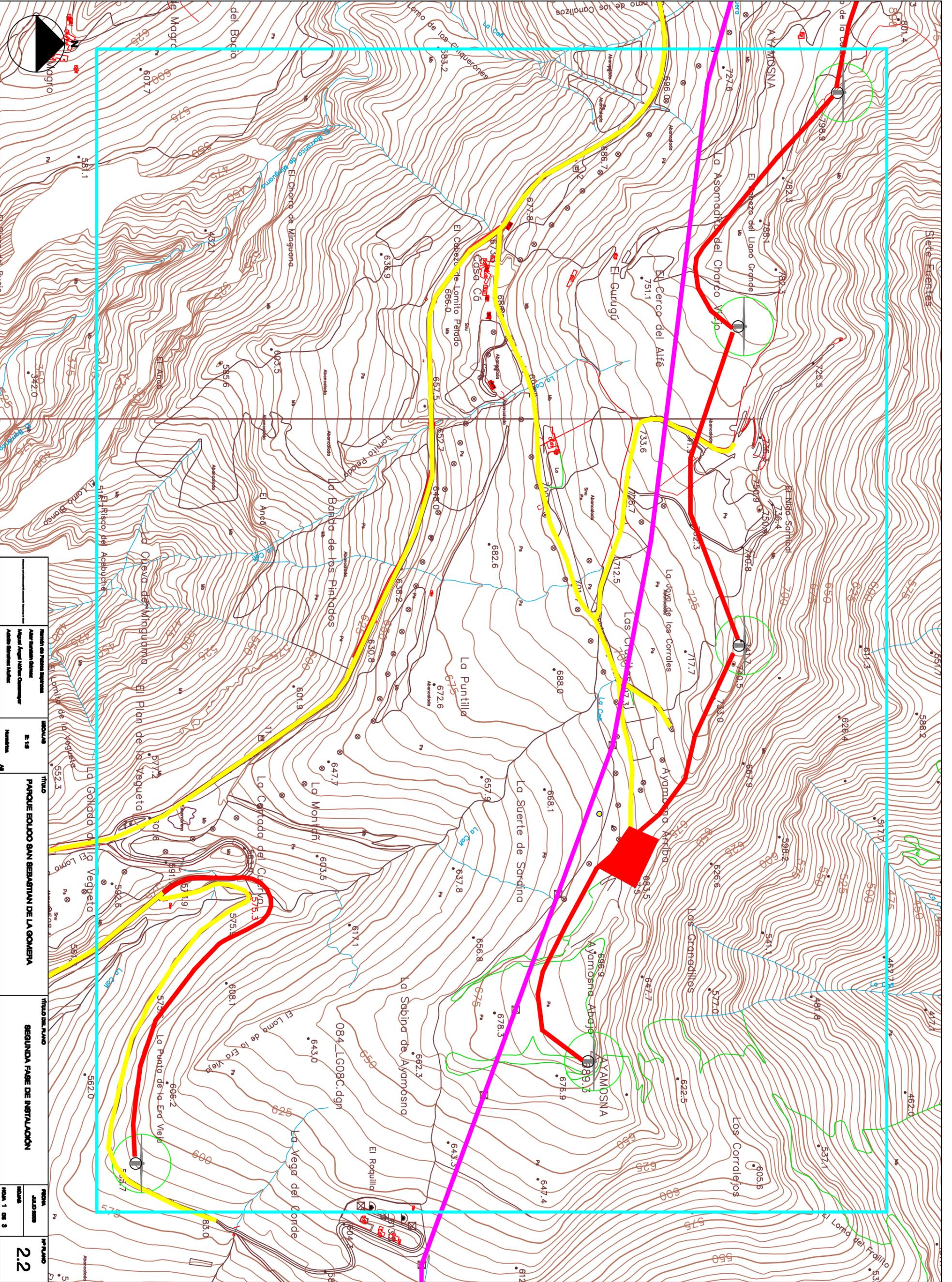


LEYENDA

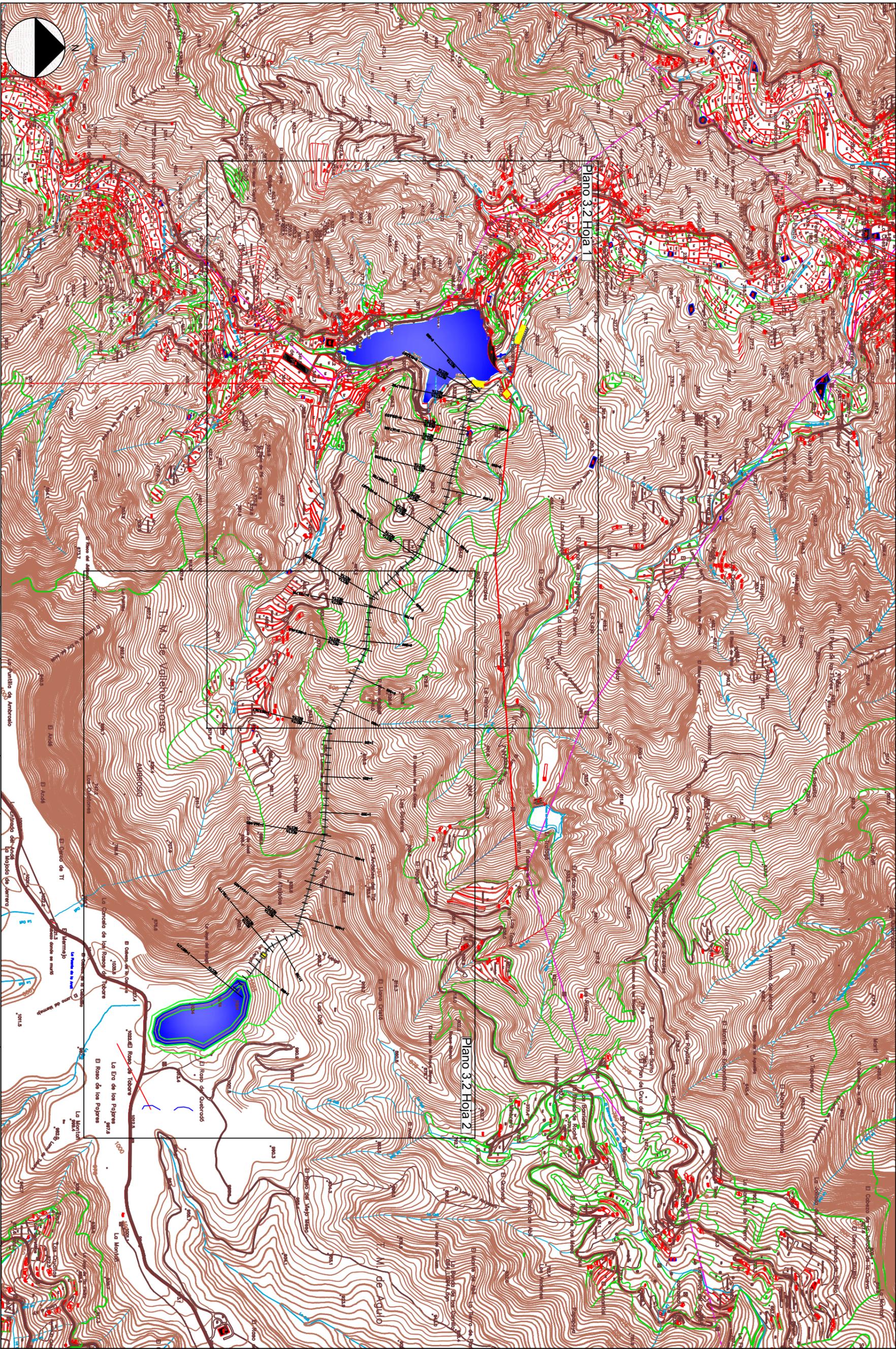
- SISTEMA FASE DE INSTALACIÓN
- CABLETAS 10-10KV
- CABLETAS 10KV-1KV
- CABLETAS 1KV-0,4KV
- ALTERNATIVAS DE BARRIOS
- SUBESTACION ELECTRICA MANEJO DE CARGA
- ALTERNATIVAS DE BARRIOS



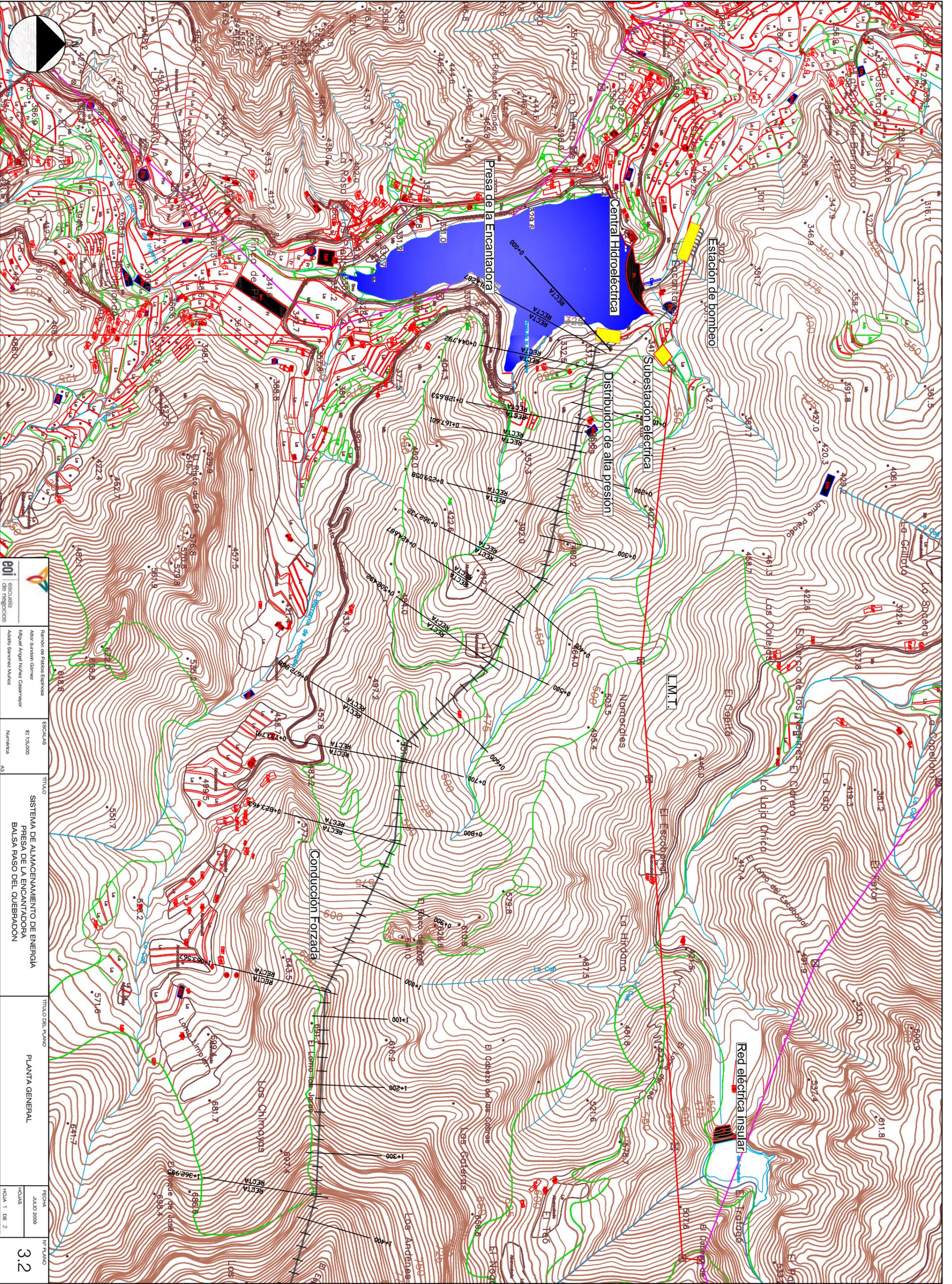
MEMORIA DEL PROYECTO	FECHA:	PROYECTO:	ESCALA:
Autor: Estudio de Ingeniería Autor: Estudio de Ingeniería Autor: Estudio de Ingeniería	JULIO 2010 2010	PARQUE EÓLICO SAN SEBASTIÁN DE LA GOMERA PRIMERA FASE DE INSTALACIÓN	1:10.000 1:10.000
Autor: Estudio de Ingeniería Autor: Estudio de Ingeniería	2010	2010	1:10.000



Proyecto de Parques Regionales Área de Estudios de Impacto Ambiental Área de Estudios de Impacto Ambiental		ESCALA 1:15 Muestra A3		TÍTULO PANQUE EOLIO SAN SEBASTIAN DE LA GOMERA		TÍTULO DEL PLANO SEGUNDA FASE DE INSTALACION		FORMA ALBOS HOJA HOJA 1 DE 3		Nº PLANO 2.2	
--	--	---------------------------------	--	--	--	--	--	---------------------------------------	--	------------------------	--

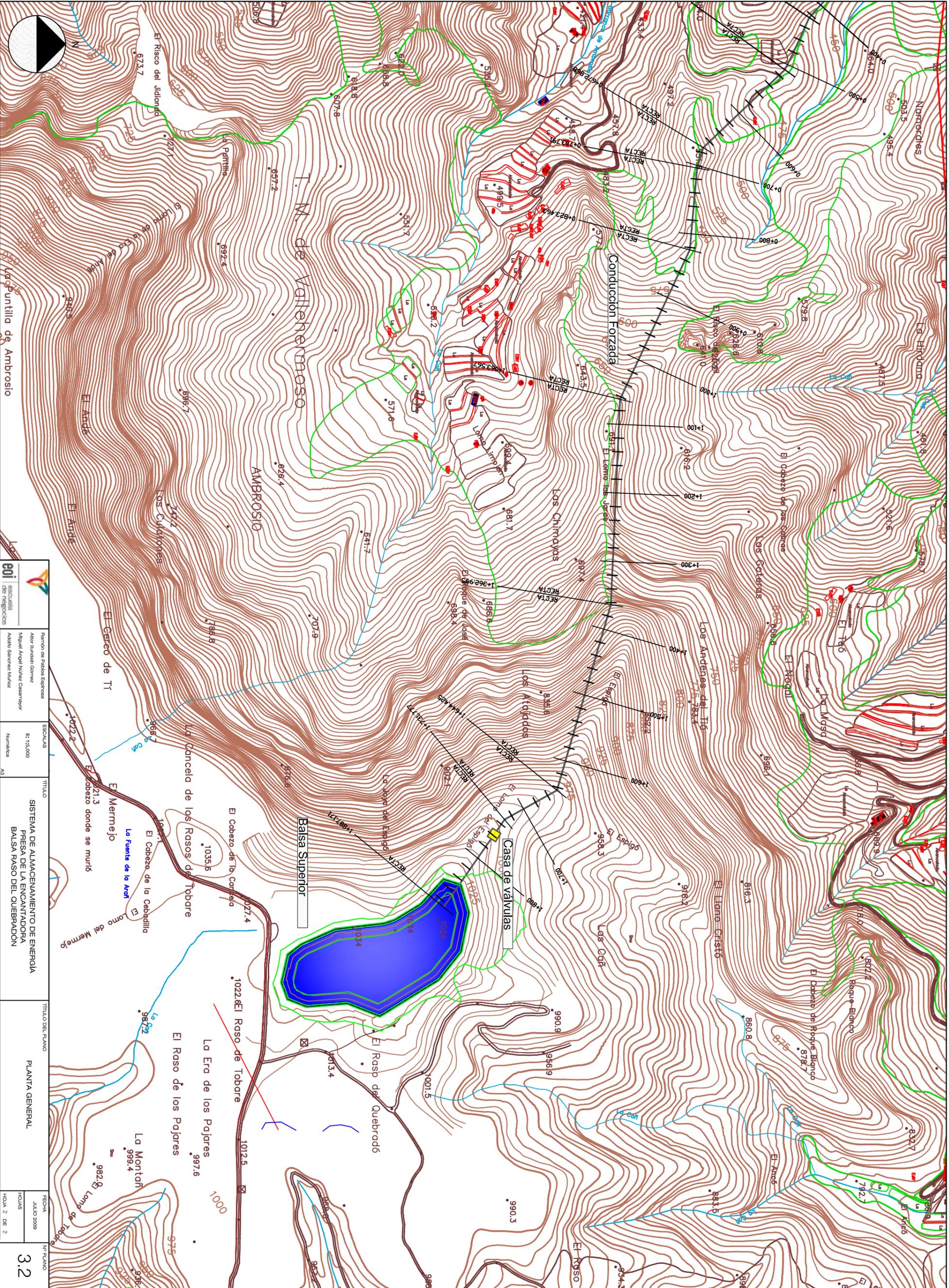


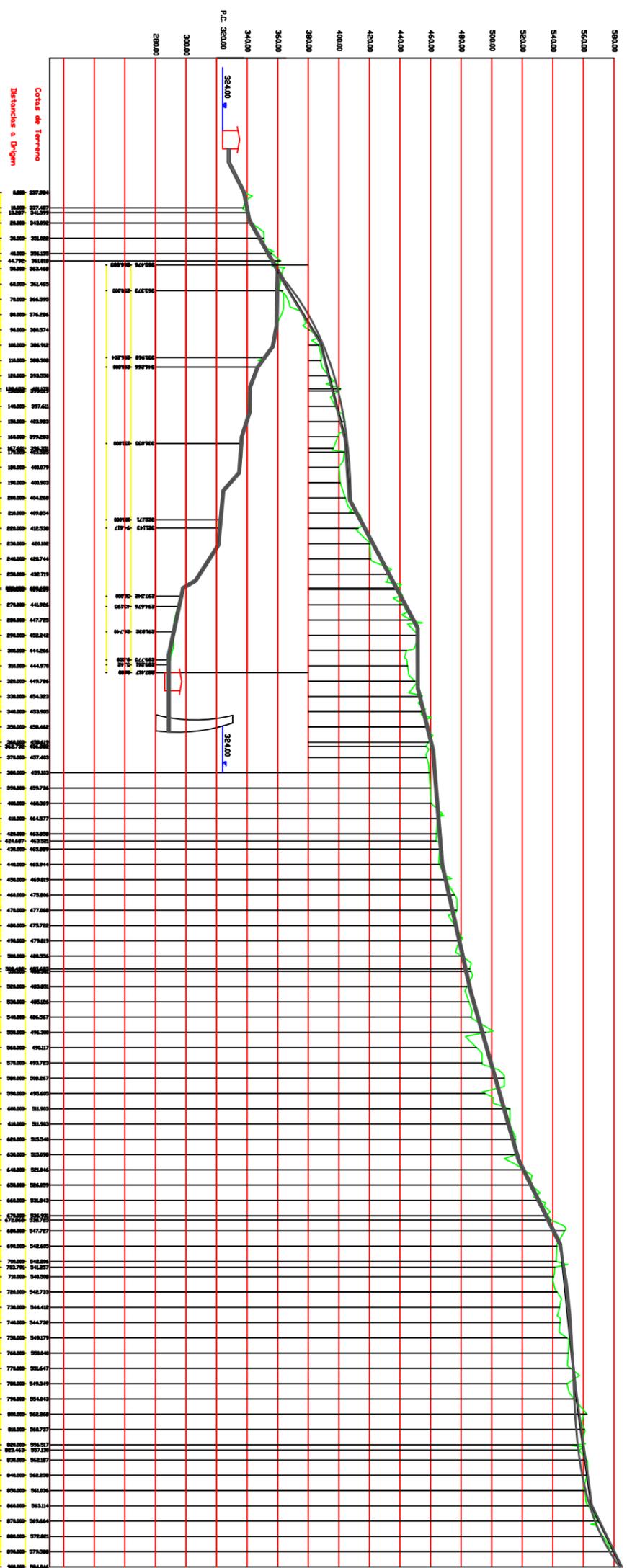
 <p>RAMON DE PABLOS ESPINOSA ALVAR LLIBRELL GOMEZ MIGUEL ANGEL NUÑEZ CASARENOY ADRIÁN SANCHEZ MAROZ</p>	<p>ESCALAS E: 1:10.000 Numérica A3</p>	<p>TÍTULO SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PRESA DE LA ENCANTADORA BALSA PASO DEL QUEBRADON</p>	<p>TÍTULO DEL PLANO PLANTA GENERAL. DISTRIBUIDOR</p>	<p>FECHA JULIO 2009 HORAS</p>	<p>Nº PLANO 3.1</p>
--	--	---	--	---------------------------------------	-------------------------



	Ramon de Pablos Espinosa Alir Irujo Irujo Gomez Miguel Angel Nunez Casanueva Adolfo Sanchez Maniz	ESCALAS E: 1:5,000 Numerica
	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA PRESA DE LA ENCANTADORA BALSA RASO DEL QUEBRADON	TITULO DEL PLANO PLANTA GENERAL

FECHA JULIO 2009 HORAS HOJA 1 DE 2	N° PLANO 3.2
---	------------------------





Ramón de Pablos Espinosa
 Alvar Irujo Larrea Gomez
 Miguel Ángel Nuñez Casanueva
 Adolfo Sánchez Muñoz

ESCALAS
 SE
 Numérica
 A3

TÍTULO
 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA
 PRESA DE LA ENCANTADORA
 BALSA PASO DEL QUEBRADON

TÍTULO DEL PLANO
 ESQUEMA ALTIMETRICO

FECHA
 JULIO 2009
 HORAS
 HOLA 1 DE 2

Nº PLANO
3.3



Ramón de Pablos Espinosa
 Alvar Irujo Larrea Gomez
 Miguel Angel Nuñez Casanuy
 Adolfo Sánchez Muñoz

ESCALAS
 SE
 Numérica
 A3

TÍTULO
 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA
 PRESA DE LA ENCANTADORA
 BALSA RASO DEL QUEBRADÓN

TÍTULO DEL PLANO
 ESQUEMA ALTIMÉTRICO

FECHA
 JULIO 2009
 HORAS
 HOJA 2 DE 2

Nº PLANO
 3.3