

Trabajo Fin de Máster

Título del trabajo: Optimización de parques de generación híbridos fotovoltaicos y eólicos conectados a la red.

English tittle: Optimization grid- connected hybrid photovoltaic and wind power generation systems.

Autor/es

Dennis Urgellés Tamayo

Director/es

Rodolfo Dufo López

EINA (Escuela de Ingeniería y Arquitectura)

2021-2022

RESUMEN

En este proyecto se realizó un estudio de optimización de parques de generación híbridos fotovoltaicos y eólicos conectados a la red. Con el apoyo del software MHOGA se realizaron optimizaciones para determinar la mejor configuración, ya sea hibridación, solo eólica o solo solar, para cada uno de los 20 parques eólicos evaluados, las cuales tienen como principal objetivo de maximizar el valor del VAN. Previamente se realizó un estudio del recurso eólico y solar de cada localización, donde se pudo comprobar que en los meses donde menos incidencia había en cuanto a velocidad del viento, se podía complementar con el aumento de los valores de irradiación para una misma localización. Los resultados obtenidos durante las optimizaciones fueron favorables, ya que, de los 20 casos estudiados, 14 de ellos obtuvieron como mejor configuración la hibridación. También se realizó un análisis de sensibilidad, en el cual se modificaron los valores de algunas de las variables fundamentales como, el % de inflación de los precios de venta de electricidad, la tasa de interés, así como el coste de los equipos principales, con el objetivo de evaluar el comportamiento de los resultados obtenidos durante la optimización cuando se aplican estas variaciones de datos.

In this project, an optimization study of hybrid photovoltaic and wind farms connected to the grid was carried out. With the support of MHOGA software, optimizations were performed to determine the best configuration, either hybrid, wind only or solar only, for each of the 20 wind farms evaluated, which have the main objective of maximizing the NPV value. Previously, a study of the wind and solar resource of each location was carried out, where it was possible to verify that in the months where there was less incidence in terms of wind speed, it could be complemented with the increase of irradiation values for the same location. The results obtained during the optimizations were favourable, since, of the 20 cases studied, 14 of them obtained hybridization as the best configuration. A sensitivity analysis was also performed, in which the values of some of the fundamental variables were modified, such as the % of inflation of electricity sales prices, the interest rate, as well as the cost of the main equipment, in order to evaluate the behaviour of the results obtained during the optimization when these data variations are applied.

1.	LISTADO DE PALABRAS CLAVE.....	9
2.	DESCRIPCIÓN INICIAL Y ANTECEDENTES.....	10
2.1	INTRODUCCIÓN.....	10
2.2	ANTECEDENTES Y MOTIVACIÓN	10
2.3	LEGISLACIÓN	11
2.3.1	HIBRIDACIÓN	12
2.3.2	Punto de conexión.....	12
3.	DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA Y MEDIOS EMPLEADOS	13
3.1	METODOLOGÍA	13
3.2	MEDIOS EMPLEADOS.....	14
3.2.1	Programa de simulación de instalaciones	14
3.2.2	Estimación de costes.....	15
4.	DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL TRABAJO REALIZADO, ESTUDIO ECONÓMICO Y RESULTADOS DESTACADOS.....	16
4.1	SELECCIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO.....	16
4.2	DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL TRABAJO REALIZADO	20
4.3	ESTUDIO ECONÓMICO	22
4.3.1	Venta de electricidad.....	22
4.3.2	Datos financieros.....	23
5.	RESULTADOS DE LAS OPTIMIZACIONES	23
5.1	RESULTADOS ENERGÉTICOS	23
5.1.1	Resultados de la hibridación como mejor solución	23
5.1.1.1	Combinación donde el número de generadores FV es bajo.....	27
5.1.1.2	Combinación donde el número de generadores FV es medio.....	28
5.1.1.3	Combinación donde el número de generadores FV es alto.....	29
5.1.2	Resultados sin hibridación.....	31
5.2	RESULTADOS ECONÓMICOS	34
5.2.1	Variabilidad del VAN y de la inversión inicial	34
5.2.2	Variabilidad del VAN y el TIR	37
6.	ESTUDIO DE SENSIBILIDAD	38
6.1	RESULTADOS OBTENIDOS APLICANDO LA CONDICIÓN 1.....	39
6.2	RESULTADOS OBTENIDOS APLICANDO LA CONDICIÓN 2.....	41
6.3	RESULTADOS OBTENIDOS APLICANDO LA CONDICIÓN 3.....	41
6.4	RESULTADOS OBTENIDOS APLICANDO LA CONDICIÓN 4.....	43
7.	CONCLUSIONES	45
8.	BIBLIOGRAFÍA	46

9. ANEXOS	49
ANEXO I. Ficha técnica de los diferentes equipos que intervienen.....	49
• Aerogenerador Nordex (N117/2400)	49
• Módulo Fotovoltaico TSM-DEG15MC.20(II)	50
• Inversor Sunny Central 1000CP XT	51
ANEXO II. Resultados de la simulación.....	53
• Parque Eólico Valiente (Río Gállego)	53
• Parque Eólico Las Planas	54
• Parque Eólico Grisel	55
• Parque Eólico Trevago	56
• Parque Eólico Juno	57
• Parque Eólico Bancal y Siglos	58
• Parque Eólico Loma Gorda.....	59
• Parque Eólico Aibar	60
• Parque Eólico Badaia	61
• Parque Eólico Sierra de Tineo	62
• Parque Eólico Santa María de Nieva.....	63
• Parque Eólico Cerro de la Higuera	64
• Parque Eólico Majal Alto.....	66
• Parque Eólico Merengue.....	67
• Parque Eólico El Candal.....	68
• Parque Eólico Montouto 2000.....	69
• Parque Eólico Malagón II	70
• Parque Eólico Elgea-Urkilla	71
• Parque Eólico Huéneja III	72
• Parque Eólico La Noguera	73
ANEXO III. RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	74
• PARQUE EÓLICO TREVAGO	74
• PARQUE EÓLICO SANTA MARÍA DE NIEVA	76
• PARQUE EÓLICO HUÉNEJA III	78
ANEXO IV. RESULTADOS OBTENIDOS PARA CADA CONDICIÓN	80
• CONDICIÓN 1	80
• CONDICIÓN 2	81
• CONDICIÓN 3	82

- **CONDICIÓN 4 83**

Figura 1. Esquema de instalación híbrida renovable. Fuente: APPA	10
Figura 2. Software MHOGA. Fuente: Manual del Usuario, MHOGA.	14
Figura 3. Simulación de 3 días del Parque Eólico Santa María de Nieva. Fuente: MHOGA	26
Figura 4. Mejor solución obtenida Parque Eólico Las Planas. Fuente: MHOGA	26
Figura 5. Mejor solución obtenida Parque Eólico Cerro de la Higuera. Fuente: MHOGA	26
Figura 6. Mejor solución obtenida Parque Eólico Huéneja III. Fuente: MHOGA	27
Figura 7. Posibles soluciones de la simulación. Fuente: MHOGA	33

Gráfico 1. Velocidad promedio hora-año para cada caso de estudio. Fuente: Elaboración propia.....	17
Gráfico 2. Irradiación promedio hora-año para cada caso de estudio. Fuente: Elaboración propia.....	18
Gráfico 3. Velocidad promedio mensual para cada caso de estudio. Fuente: Elaboración propia.....	19
Gráfico 4. Irradiación promedio mensual para cada caso de estudio. Fuente: Elaboración propia.....	20
Gráfico 5. Precio del mercado eléctrico para los años 2020 y 2021 en España. Fuente: Elaboración propia.....	22
Gráfico 6. Generación, Exportación y venta de energía para cada caso. Fuente: Elaboración propia.....	25
Gráfico 7. Generación, Exportación y venta de energía del Parque Eólico Las Planas. Fuente: Elaboración propia.	27
Gráfico 8. Generación promedio hora-año del Parque Eólico Las Planas. Fuente: Elaboración propia.....	28
Gráfico 9. Generación, Exportación y venta de energía del Parque Eólico Cerro de la Higuera. Fuente: Elaboración propia.....	28
Gráfico 10. Generación promedio hora-año del Parque Eólico Cerro de la Higuera. Fuente: Elaboración propia.	29
Gráfico 11. Generación, Exportación y venta de energía del Parque Eólico Huéneja III. Fuente: Elaboración propia.	30
Gráfico 12. Generación promedio hora-año del Parque Eólico Huéneja III. Fuente: Elaboración propia.....	30
Gráfico 13. Energía vendida a la red por cada sistema, Wind + FV o solo Wind. Fuente: Elaboración propia.....	31
Gráfico 14. Velocidad promedio hora-año para cada caso. Fuente: Elaboración propia	31
Gráfico 15. Generación, Exportación y venta de energía para cada caso. Fuente: Elaboración propia.....	32
Gráfico 16. % de incremento de la energía vendida a la red para cada solución. Fuente: Elaboración propia.....	33
Gráfico 17. Variabilidad del VAN y de la inversión inicial, Parque Eólico Trevago. Fuente: Elaboración propia.....	35
Gráfico 18. Variabilidad del VAN y de la inversión inicial, Parque Eólico Montouto 2000. Fuente: Elaboración propia.	36

Gráfico 19. Variabilidad del VAN y de la inversión inicial, Parque Eólico Huéneja III. Fuente: Elaboración propia.	36
Gráfico 20. Tasa interna de retorno, Parque Eólico Huéneja III. Fuente: Elaboración propia.....	37
Gráfico 21. Tasa interna de retorno, Parque Eólico Merengue. Fuente: Elaboración propia.....	38
Gráfico 22. Tasa interna de retorno, Parque Eólico Santa María de Nieva. Fuente: Elaboración propia.....	38
Gráfico 23. Comportamiento del VAN y la Inversión con la Condición 1, Parque Eólico Huéneja III. Fuente: Elaboración Propia	40
Gráfico 24. Comportamiento del VAN y la Inversión con la Condición 1, Parque Eólico Santa María de Nieva. Fuente: Elaboración Propia.....	40
Gráfico 25. Comportamiento del VAN y la Inversión con la Condición 1, Parque Eólico Trevago. Fuente: Elaboración Propia	40
Gráfico 26. Comportamiento del VAN y la Inversión con la Condición 2, Parque Eólico Trevago. Fuente: Elaboración Propia	41
Gráfico 27. Comportamiento del VAN y la Inversión con la Condición 3, Parque Eólico Huéneja III. Fuente: Elaboración Propia	42
Gráfico 28. Comportamiento del VAN y la Inversión con la Condición 3, Parque Eólico Santa María de Nieva. Fuente: Elaboración Propia.....	42
Gráfico 29. Comportamiento del VAN y la Inversión con la Condición 3, Parque Eólico Trevago. Fuente: Elaboración Propia	43
Gráfico 30. Comportamiento del VAN y la Inversión con la Condición 4, Parque Eólico Huéneja III. Fuente: Elaboración Propia	44
Gráfico 31. Comportamiento del VAN y la Inversión con la Condición 4, Parque Eólico Santa María de Nieva. Fuente: Elaboración Propia.....	44
Gráfico 32. Comportamiento del VAN y la Inversión con la Condición 4, Parque Eólico Trevago. Fuente: Elaboración Propia	44
Gráfico 33. Curva de potencia Nordex (N117/2400). Fuente: thewindpower.net	49
Gráfico 34. Curvas de I-V, P-V del Módulo FV 400W. Fuente: Trinasolar	50
Gráfico 35. Rendimiento del Sunny Central 1000CP XT. Fuente ENF Solar	51

Tabla 1. Casos de estudio. Fuente: Elaboración propia	16
Tabla 2. Resultados de la simulación. Solución con hibridación. Fuente: Elaboración propia.....	24
Tabla 3. Resultados de la generación, exportación y venta de energía de todos los casos. Fuente: Elaboración propia	25
Tabla 4. Resultados de la simulación. Solución sin hibridación. Fuente: Elaboración propia.....	32
Tabla 5. Resultados económicos de cada caso. Fuente: Elaboración propia.....	34
Tabla 6. Valores de los diferentes casos de la Condición 1. Fuente: Elaboración propia.	39
Tabla 7. Características del Nordex (N117/2400). Fuente: Elaboración Propia.....	49
Tabla 8. Ficha Técnica TSM-DEG15MC.20(II). Fuente: Trinasolar	50
Tabla 9. Datos eléctricos TSM-DEG15MC.20(II). Fuente: Trinasolar	51

Tabla 10. Características generales de Sunny Central 1000CP XT. Fuente: ENF Solar...	52
Tabla 11. Resultados cuando se aplica la Condición 1 en los tres parques. Fuente Elaboración propia.....	80
Tabla 12. Resultados cuando se aplica la Condición 2 en los tres parques. Fuente Elaboración propia.....	81
Tabla 13. Resultados cuando se aplica la Condición 3 en los tres parques. Fuente Elaboración propia.....	82
Tabla 14. Resultados cuando se aplica la Condición 4 en los tres parques. Fuente Elaboración propia.....	83

1. LISTADO DE PALABRAS CLAVE

Hibridación, solar, eólica.

2. DESCRIPCIÓN INICIAL Y ANTECEDENTES

2.1 INTRODUCCIÓN

Las energías renovables son claves en la transición energética como herramienta básica para la lucha contra el cambio climático y todavía no han desarrollado todo su verdadero potencial. Fuentes energéticas como el sol, el viento o el agua cobraron espacio frente a combustibles fósiles como el carbón, el petróleo o el gas; una denominación que tomó fuerza cuando se comenzaron a instalar paneles solares y aerogeneradores a lo largo de la geografía española. Esta transformación fue creciendo paulatinamente, comenzó con la entrada en vigor del protocolo de Kioto y seguidamente en el 2015, el Acuerdo de Paris, así como en el 2016 las estrategias de descarbonización a 2030 de Unión Europea (EU). España cumpliendo con estos objetivos remitió su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para el periodo 2021-2030, proponiendo una reducción del 23% de emisiones de gases con efecto invernadero con respecto a 1990, el 42% de renovables sobre el uso final de la energía, un 39,5% de mejora de eficiencia energética y una participación del 74% de energía renovable en la generación eléctrica [1].

Con el propósito de contribuir a los objetivos de PNIEC, el presente proyecto comprende el estudio y la optimización de un sistema de generación eléctrica basado en el uso de energías renovables, concretamente en la hibridación entre energía solar y la eólica. Se realizarán simulaciones para distintas localizaciones en España con el objetivo de encontrar los factores más influyentes y el sistema más eficiente, ya sea mediante la hibridación eólica-fotovoltaica o cada una de ellas por separado, con la finalidad de obtener un mejor aprovechamiento de los recursos renovables.

2.2 ANTECEDENTES Y MOTIVACIÓN

¿Qué es una instalación híbrida renovable?

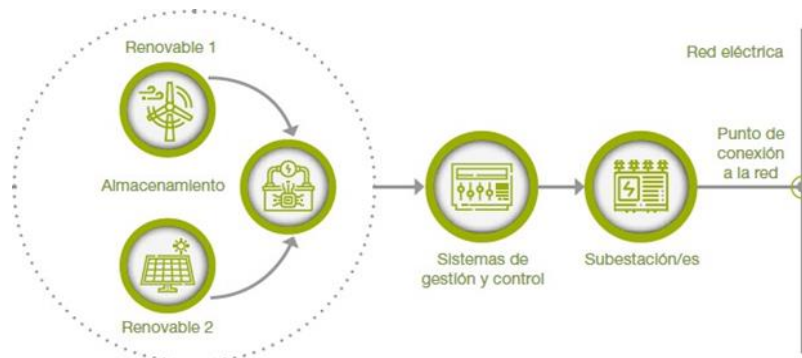


Figura 1. Esquema de instalación híbrida renovable. Fuente: APPA

La hibridación renovable constituye una solución tecnológica que facilita de

una manera eficiente la integración de varias fuentes renovables en el sistema eléctrico, ya que son instalaciones que combinan dos o más tecnologías de generación renovable con o sin sistemas de almacenamiento y que proporcionan soluciones como [2]:

- ✓ Mejora del factor de carga de la instalación y del aprovechamiento de la capacidad asignada en el punto de conexión.
- ✓ Reducción de las solicitudes de nuevos puntos de conexión.
- ✓ Reducción de sobrecargas en la red.
- ✓ Reducción del impacto ambiental mediante el aprovechamiento de los emplazamientos y las infraestructuras ya existentes.
- ✓ Desarrollo de capacidades para la participación en servicios de ajuste.

Estudios realizados a nivel mundial demuestran que la hibridación es un tema que se viene analizando a lo largo de los años con el objetivo de perfeccionar su uso.

En la región de Gabel El-Zeit, Egipto, se realizó un estudio donde se simuló utilizando el entorno MATLAB/SIMULINK un sistema de energía híbrido fotovoltaico/eólico a gran escala conectado a la red, ubicado a lo largo de la costa del Mar Rojo. Los resultados obtenidos de la simulación muestran que el 7,83 % del total de la energía se genera a partir de la fotovoltaica y el 92,17 % proviene del parque eólico [3]. Así como en una instalación al sur de Australia donde se demostró que combinar un parque eólico con una planta fotovoltaica aumentaba ligeramente el nivel de generación eléctrica y que la producción de la planta conjunta era más confiable que la del parque eólico por sí solo [4]. También en la región de Brotas de Macaúbas, Brasil, donde el recurso eólico tiene predominio en las horas nocturnas, se evaluó la posibilidad de instalar una planta fotovoltaica. Se evaluaron varios casos para obtener el valor óptimo de MWp instalado para no generar por encima de lo establecido en el punto de conexión, y se obtuvo que el sistema fotovoltaico podría ser de un máximo de 20 MWp bajo la condición de utilización total de las plantas eólica y solar sin reducir la generación, pero la planta fotovoltaica de 30 MWp prevista para el sitio, conduciría a una producción muy pequeña y aceptable a niveles de reducción inferiores al 1% [5]. Otro de los estudios analizados es la hibridación para sistemas de autoconsumo en zonas residenciales con el aprovechamiento de los tejados de los edificios altos en Bruselas, donde la configuración más rentable es la de solo fotovoltaica, sin embargo, la que combinaba 1 aerogenerador con paneles fotovoltaicos es menos rentable, pero se ahorra más en emisiones de CO₂ y demanda de electricidad de la red era menor [6].

2.3 LEGISLACIÓN

En el 2020 los efectos del COVID-19 sobre la economía y sobre el sistema

energético, representaron una oportunidad para acelerar la transición energética, de manera que las inversiones en renovables, eficiencia energética y nuevos procesos productivos, sirvieran para la recuperación de la economía española. Es por ello que el gobierno aprobó, en el Consejo de Ministros de 23 junio de 2020, el *“Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica”* [7].

Este consta de 4 temas, pero nosotros nos centraremos en el que afecta directa y positivamente a la hibridación donde se permite instalar más potencia de la que se puede evacuar en un momento dado tanto si se hace hibridando tecnologías como si se realiza con la misma tecnología de generación. Puesto que el recurso no tiene por qué coincidir temporalmente, permitirá optimizar la evacuación de energía, logrando así un mayor aprovechamiento de la red existente, una mejor utilización del recurso renovable y unas mayores sinergias ambientales.

2.3.1 HIBRIDACIÓN

Con la entrada en vigor del este real decreto se modifica la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y se añade el apartado 12 al artículo 33 con la siguiente redacción [8]:

“Los titulares de los permisos de acceso de instalaciones de generación de energía eléctrica que hibriden dichas instalaciones mediante la incorporación a las mismas de módulos de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía primaria renovable o mediante la incorporación de instalaciones de almacenamiento podrán evacuar la energía eléctrica utilizando el mismo punto de conexión y la capacidad de acceso ya concedida, siempre que la nueva instalación cumpla con los requisitos técnicos que le sean de aplicación.

Asimismo, se podrán realizar solicitudes de permisos de acceso para instalaciones híbridas que incorporen varias tecnologías siempre que al menos una de ellas utilice una fuente de energía primaria renovable o incorpore de instalaciones de almacenamiento”.

2.3.2 PUNTO DE CONEXIÓN

De acuerdo con lo previsto en el Capítulo VII, artículo 27 y 28 del *“Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica”*, las instalaciones híbridas que no dispone aún de permiso de acceso o conexión pueden hacer la solicitud [9].

- `Artículo 27. Hibridación de instalaciones de generación de electricidad con

permisos de acceso y de conexión concedidos.

“A tal efecto, los titulares de dichos permisos deberán solicitar al gestor de la red pertinente la actualización de los permisos de acceso y de conexión. Esta solicitud no requerirá del otorgamiento de un nuevo permiso de acceso y conexión, y, por tanto, no aplicará a la misma el criterio de prelación temporal recogido en el apartado primero del artículo 7. No obstante, en caso que se produjese el incumplimiento de los hitos a los que se refiere el artículo 1 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, el gestor de la red y el titular de la red restituirán el permiso de acceso, y en su caso, el de conexión, a la situación original notificándose a la autoridad competente que procederá a la ejecución de las garantías a las que se refiere el apartado 6 de este artículo”.

- Artículo 28. Hibridación de instalaciones de generación de electricidad sin permisos de acceso y de conexión concedidos.

“De conformidad con lo previsto en el artículo 33.12 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se podrán presentar solicitudes de permisos de acceso para instalaciones de generación de electricidad híbridas que incorporen varias tecnologías siempre que, al menos una de ellas, utilice una fuente de energía primaria renovable o incorpore instalaciones de almacenamiento”

3. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA Y MEDIOS EMPLEADOS

3.1 METODOLOGÍA

La metodología seguida consiste en:

1. Planteamiento del proyecto, definiendo la extensión y los objetivos a cumplir.
2. Búsqueda de fuentes de información.
3. Definición de localizaciones de los casos de estudio.
4. Simulación de instalaciones.
5. Definición de posibles configuraciones.
 - Preselección de equipos.
 - Análisis de parámetros técnicos y económicos.
 - Simulación dinámica.
 - Análisis de resultados y conclusiones.
 - Análisis económico.
 - Análisis económico de las configuraciones más favorables.
 - Selección de configuración óptima.
6. Resultados y conclusiones finales.

3.2 MEDIOS EMPLEADOS

3.2.1 PROGRAMA DE SIMULACIÓN DE INSTALACIONES

El MHOGA es el programa utilizado en nuestro trabajo, este permite simular y optimizar sistemas eléctricos híbridos basados en energías renovables, aislados o conectados a la red eléctrica. Es una de las versiones del software HOGA (Hybrid Optimization by Genetic Algorithms), desarrollado en C++ por investigadores de la Universidad de Zaragoza y en colaboración con el Grupo Sisener.

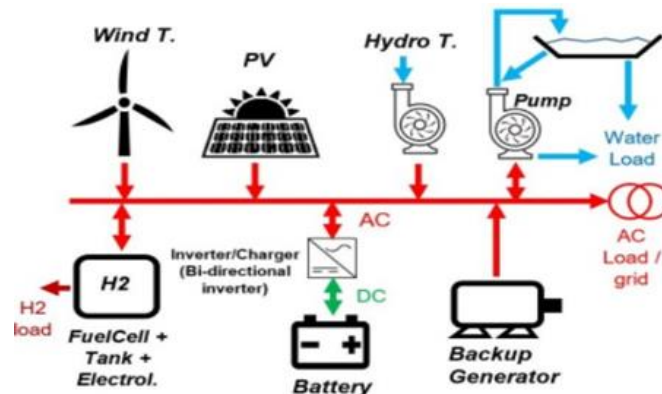


Figura 2. Software MHOGA. Fuente: Manual del Usuario, MHOGA.

El software puede modelar sistemas con consumo de energía eléctrica en corriente continua (DC) o alterna (AC), así como consumo de hidrógeno o de agua de un depósito previamente bombeada. Como se puede observar en la Figura 2, este puede considerar diversos componentes que pueden formar parte de la instalación:

- ✓ Generador fotovoltaico (incluido bifacial y CPV).
- ✓ Aerogeneradores.
- ✓ Turbina hidroeléctrica (con o sin almacenamiento por bombeo).
- ✓ Generador auxiliar (diésel, gasolina).
- ✓ Inversor o inversor-cargador.
- ✓ Baterías (plomo-ácido o ión de litio).
- ✓ Cargador y regulador de carga de las baterías.
- ✓ Componentes del hidrógeno (electrolizador, tanque de hidrógeno y pila de combustible).

El mismo facilita la descarga automática de la web de la NASA los datos de irradiación, viento y temperatura, así como la descarga de datos horarios de PVGIS (Unión Europea) o Renewables Ninja. Otras de las funcionalidades importantes que tiene, es que realiza un informe detallado de cada una de las diferentes combinaciones obtenida como resultado de la simulación teniendo en cuenta todos los componentes involucrados, además de un informe económico con los flujos de

caja, ya sea maximizando los ingresos totales durante la vida útil del sistema para el caso donde se vende electricidad a la red o minimizando los costes cuando queremos cubrir una alta demanda de carga. Además, incluye modelos avanzados de optimización, lo que implica la posibilidad de obtener el sistema óptimo utilizando tiempos de cálculo muy pequeños.

3.2.2 ESTIMACIÓN DE COSTES.

Los datos económicos de los diferentes componentes que componen nuestra instalación se han obtenido mediante una búsqueda exhaustiva en los sitios web de los fabricantes y en diferentes publicaciones en páginas comerciales.

Para el coste del proyecto de energía fotovoltaica usamos el presupuesto del parque "Planta solar fotovoltaica SATURNO SOLAR 2" que está en funcionamiento desde el 2021, donde el valor aproximado por MW instalado es de 0,5 millones de euros [10]. La operación y el mantenimiento (O&M) de un sistema fotovoltaico no solo sirve para que dure entre 20 y 30 años, sino también, que el costo de la reparación sea menor, la producción aumente y, por ende, tus ahorros se maximicen, haciendo tu proyecto más rentable. *"Desde 2013, y manteniéndose en la actualidad, estos costes se han reducido a 36,2 €/kWp o el 0,5% de la inversión inicial"* [11].

En cuanto a los proyectos de eólica, se han realizado conversaciones con trabajadores de diferentes empresas del sector eólico con el objetivo de buscar los valores más exactos y actualizados de los aspectos económicos. Es por ello que se valoraron varios proyectos para la obtención de estos datos, teniendo en cuenta que cada empresa puede tener diferencia a la hora de presupuestar. El coste de los proyectos de energía eólica depende de muchos factores, como por ejemplo el país de implementación y la adquisición necesaria. *"Aproximadamente el coste por MW de potencia total instalada oscila entre 1,2 y 1,5 millones de euros, una cifra que supone una importante inversión pero que ha disminuido mucho en los últimos años"* [12].

Según estudios realizados, podemos establecer una clasificación de hasta 6 elementos que pueden determinar que el coste del proyecto sea mayor o menor.

- ✓ El precio de adquisición y montaje de los aerogeneradores, estos suponen el coste.
- ✓ La obra civil para la construcción del parque, cuyos costes supone un porcentaje importante del proyecto.
- ✓ Canalizaciones y conexión a la red, donde estos costes se pueden multiplicar teniendo en cuenta la ubicación geográfica del proyecto.

- ✓ Costes de operaciones y mantenimiento, el cual no es muy significativo respecto al precio total del proyecto.
- ✓ Pago de tasas y cuestiones administrativas.

Los costes de O&M de parque eólicos terrestres entre los años 2016-2018 han oscilado de 33 USD/kW por año en Dinamarca a 56 USD/kW en Alemania y este último es conocido por tener costos de operación y mantenimiento de energía eólica terrestre más altos que el promedio [13]. Valorando los costes anteriores y con respecto a nuestro trabajo aplicaremos un 2% de la inversión en costes de O&M.

4. DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL TRABAJO REALIZADO, ESTUDIO ECONÓMICO Y RESULTADOS DESTACADOS

4.1 SELECCIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO

En España tenemos unos recursos renovables abundantes en prácticamente toda su geografía, y es por ello que en este trabajo intentaremos aprovechar al máximo el recurso solar y eólico. Para seleccionar los diferentes casos de estudio se tuvo en cuenta la localización de varias instalaciones eólicas que actualmente están en funcionamiento, para así poder trabajar con las coordenadas exactas de las mismas Tabla 1.

Nombre Instalación	Ubicación	Coordenadas Geográficas
Parque Eólico Valiente (Río Gállego)	Huesca	42.011141, -0.686594
Parque Eólico Las Planas	Zaragoza	41.502636, -0.926343
Parque Eólico Grisel	Zaragoza	41.861987, -1.728901
Parque Eólico Trevago	Soria	41.855815, -2.137776
Parque Eólico Juno	Soria	41.841924, -2.249056
Parque Eólico Bancal y Siglos	Cádiz	36.094636, -5.658003
Parque Eólico Loma Gorda	Guadalajara	41,012998, -1.911487
Parque Eólico Aibar	Navarra	42.638108, -1.38747
Parque Eólico Badaia	Álava	42.859274, -2.861951
Parque Eólico Sierra de Tineo	Asturias	43.364922, -6.397044
Parque Eólico Santa María de Nieva	Almería	37.461051, -1.972404
Parque Eólico Cerro de la Higuera	Málaga	36.924421, -4.881582
Parque Eólico Majal Alto	Huelva	37.328865, -7.408396
Parque Eólico Merengue	Cáceres	39.985704, -6.154011
Parque Eólico El Candal	Asturias	43.357088, -6.92412
Parque Eólico Montouto 2000	La Coruña	43.227328, -7.948685
Parque Eólico Malagón II	Ciudad Real	39.266953, -4.093174
Parque Eólico Elgea-Urkilla	Álava	42.957736, -2.445984
Parque Eólico Huéneja III	Granada	37.231439, -2.958045
Parque Eólico La Noguera	Almería	37.024508, -2.244747

Tabla 1. Casos de estudio. Fuente: Elaboración propia

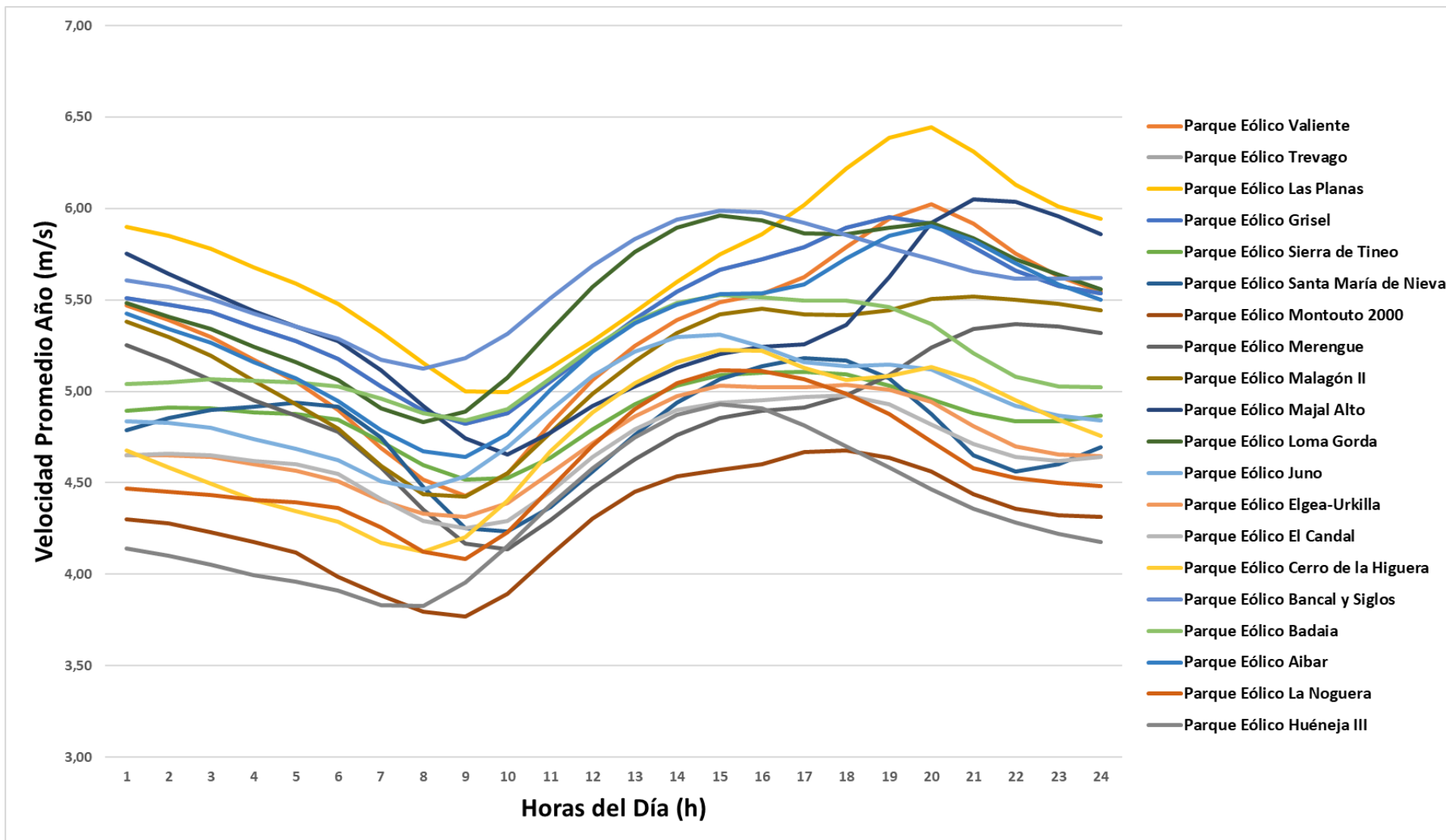


Gráfico 1. Velocidad promedio hora-año para cada caso de estudio. Fuente: Elaboración propia

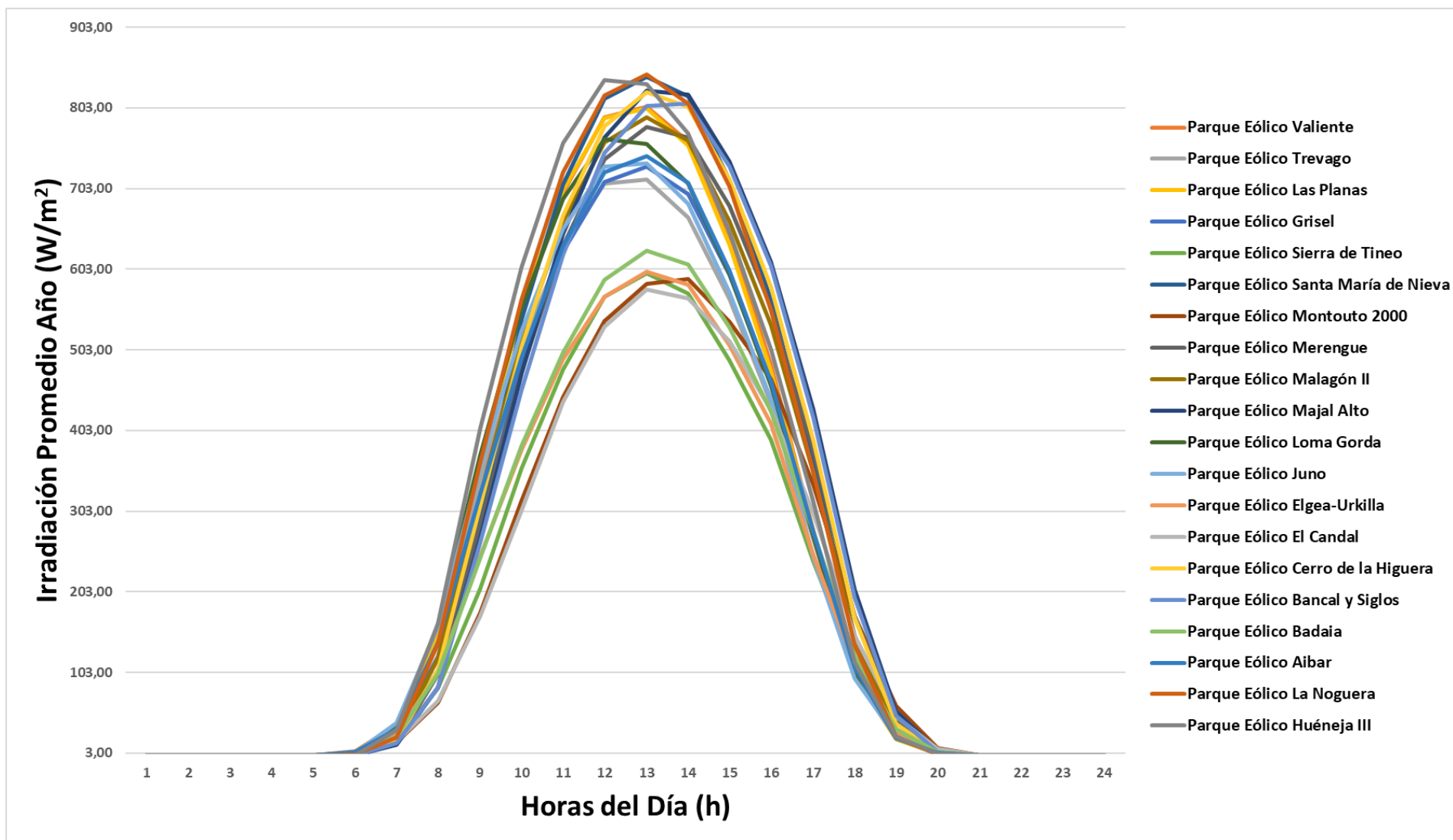


Gráfico 2. Irradiación promedio hora-año para cada caso de estudio. Fuente: Elaboración propia

Una vez elegidos los emplazamientos, se realizó un estudio del recurso eólico y solar para cada caso, donde se descargaron los datos horarios de velocidad del viento a 50 metros de altura en los últimos 10 años en la web de la NASA y los valores de irradiación en la web de Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Usando el programa Excel se promediaron todos los valores descargados para cada caso, con el objetivo de obtener valores promedios hora-año, donde los resultados obtenidos se muestran anteriormente en el Gráfico 1 y 2 respectivamente. Como podemos observar, los casos de estudios mantienen un comportamiento muy parecido a lo largo de las horas del día, con una disminución de la velocidad de viento a partir de las 24 horas hasta las 8 o 9 de la mañana, diferenciándose solo en los valores de velocidad del viento, mientras que la irradiación empieza a incrementar su valor a partir de las 6 de la mañana y alcanza su punto máximo entre las 12 y las 2 de la tarde.

Para poder valorar si existe la posibilidad de la hibridación solo con los datos de velocidad de viento e irradiación, se muestran a continuación en los Gráficos 3 y 4, los valores promedios mensuales de cada uno. Podemos observar como la velocidad del viento empieza a disminuir a partir de febrero hasta alcanzar valores mínimos entre los meses de julio-septiembre, y en octubre es cuando empieza a remontar. En el caso de la irradiación, se observa que presenta un comportamiento totalmente opuesto, es decir, presenta un aumento a partir de enero y alcanza su valor máximo entre los meses de junio-agosto, y es en septiembre cuando empieza a disminuir.

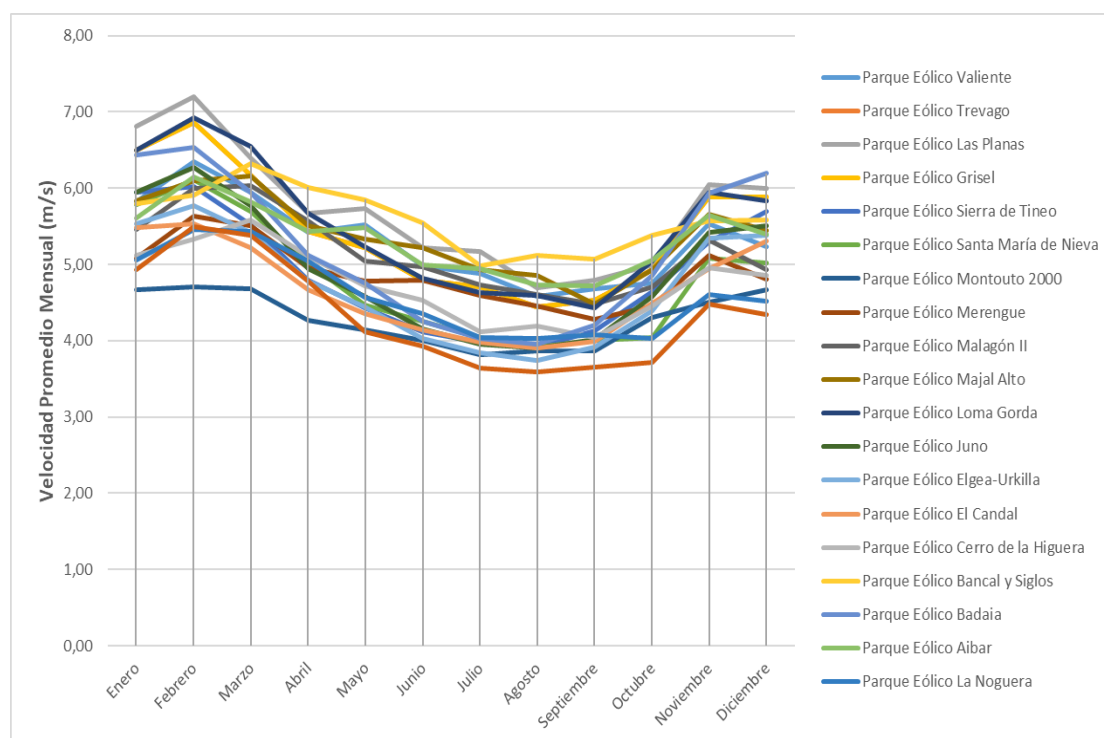


Gráfico 3. Velocidad promedio mensual para cada caso de estudio. Fuente: Elaboración propia

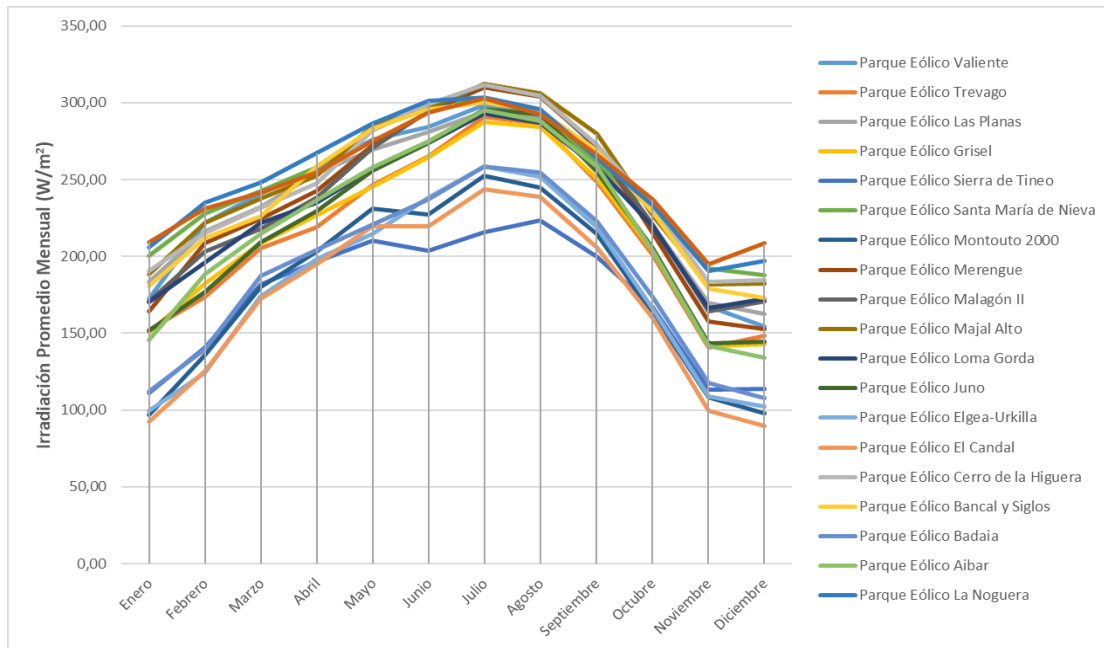


Gráfico 4. Irradiación promedio mensual para cada caso de estudio. Fuente: Elaboración propia

Con lo anteriormente planteado, podemos valorar la hibridación como posible solución, ya que se puede compensar la disminución de la generación eólica en los meses donde los valores de velocidad del viento disminuyen, con el aumento de la generación solar por el incremento de los valores de irradiación.

4.2 DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL TRABAJO REALIZADO

Para obtener los resultados de la simulación se siguieron una serie de pasos descritos en el manual del usuario y la guía del programa [14] [15], donde se tuvieron en cuenta los siguientes datos:

1. Se realizará una simulación de un año extrapolando los resultados y la optimización económica será de maximizar el VAN.
2. Es una instalación híbrida compuesta por dos componentes, sistema de generación eólico y solar.
3. Los equipos elegidos que intervendrán en la instalación (Anexo I) son:
 - Aerogenerador Nordex (N117/2400) de 2,4 MW de potencia nominal.
 - Módulo fotovoltaico TSM-DEG15MC.20(II) de 400 Wp.
 - Inversor Sunny Central 1000CP XT de 1100kVA potencia máxima.
4. La potencia máxima será 50 MW y esta no es más que la potencia que está regulada por el punto de conexión, es decir que el programa no permitirá que nuestra instalación inyecte a la red por encima de lo establecido en este apartado.
5. Como nuestro sistema de generación solar es bifacial debemos descargar los

datos de irradiación en dos etapas para obtener el valor total. Primeramente, antes de descargar los datos mensuales en la web NASA con los cuales se podrá calcular la irradiación aportada por la parte trasera del panel, y una vez obtenido este valor procedemos a descargar los datos horario en PVGIS para la parte delantera, debemos definir que nuestros paneles son de tipo fijo con azimut 0° (es decir, orientación sur), y en cuanto a la inclinación, el MHOGA facilita ese valor, calculando el ángulo óptimo para cada mes así como el óptimo para maximizar la producción anual.

En cuanto a valores de velocidad de viento se descargarán datos horarios en la web Renewables Ninja, la cual permite descargarlo a la altura de buje, que en este caso será de 91 m. Otra condición importante para la obtención de la curva de potencia es la rugosidad, que en nuestros casos usaremos la de clase 3 (Pequeños pueblos, terrenos agrícolas con muchos o altos setos protectores, bosques y terrenos muy accidentados y desiguales), que es la más genérica para usar en los 20 casos de estudios.

6. Como la potencia máxima de salida a inyectar en la red es de 50 MW definida anteriormente y nuestro sistema es híbrido debemos elegir el número mínimo y máximo de equipos conectados en paralelo. Para la elección del número mínimo debemos tener en cuenta que queremos considerar la posibilidad de no tener módulos fotovoltaico ni aerogeneradores en el sistema, por lo tanto, este número será 0 para los dos equipos. El número máximo está regulado por la potencia nominal de cada uno y como no queremos sobredimensionar la instalación, la potencia total generada por los equipos no deben superar la potencia máxima de inyección a red. Es por ello que en el caso del aerogenerador de 2,4 MW serán 21 en paralelos y para el generador fotovoltaico de 1MW serán 50 en paralelo.
7. El coste máximo de inversión es una restricción que regula las posibles combinaciones, ya que un coste total de inversión superior al valor elegido será descartado. Es por ello que en nuestro caso ese coste será de 85 millones, donde se tuvo en cuenta el coste de instalación de cada sistema de generación y el número máximo de equipos conectado en paralelo en cada caso como posible combinación.
8. Pasos temporales de 60 min, ya que cuanto mayor sea el paso temporal usado, más probable es que se puedan evaluar todas las combinaciones posibles y así obtener la óptima.

4.3 ESTUDIO ECONÓMICO

4.3.1 VENTA DE ELECTRICIDAD.

Para la venta de electricidad usamos los precios del año 2020, ya que este tuvo un comportamiento más uniforme con respecto al año 2021 [16], que según resultados publicados en la página oficial de la Red Eléctrica Nacional este incrementó un 65% con respecto al anterior año [17].

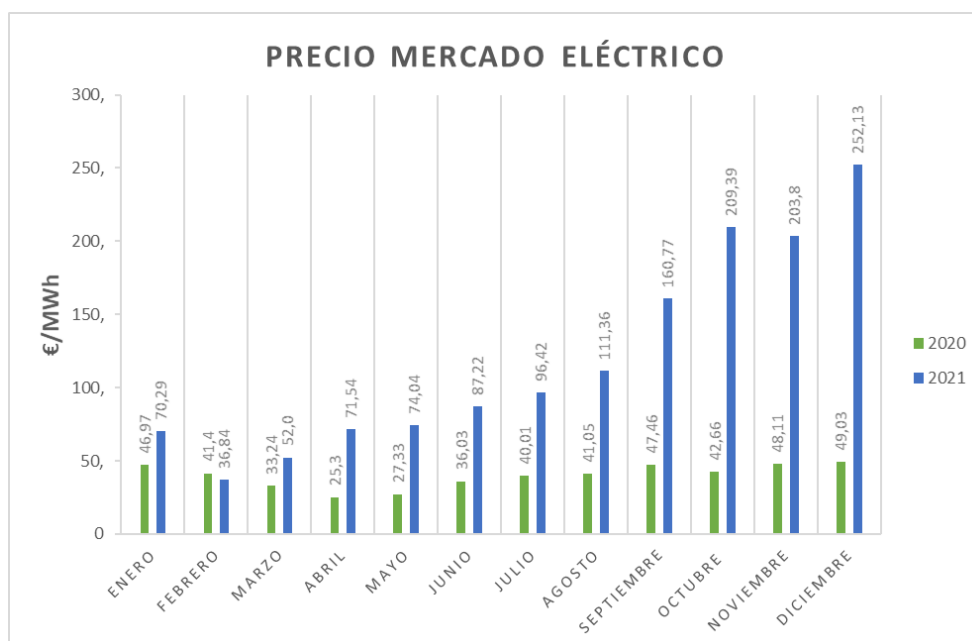


Gráfico 5. Precio del mercado eléctrico para los años 2020 y 2021 en España. Fuente: Elaboración propia.

En el Gráfico 5 se muestran los precios publicados para los años 2020 y 2021 en España, donde se puede apreciar el incremento que sufrió el precio de la electricidad a partir de abril del 2021 llegando a alcanzar en diciembre un 80% más que en el 2020.

La inflación anual aplicada será del 3% que es un valor intermedio entre los medios anuales de los años 2003 hasta la actualidad, teniendo en cuenta que el 2022 está alcanzando máximos de 7,98% afectados directamente por el conflicto militar en Ucrania y los años de pandemia [18]. En relación a los peajes de acceso para las instalaciones de generación, el gobierno aprobó mediante el Real Decreto 1544/2011 la aplicación de un nuevo peaje de acceso a las redes de transporte y distribución para las instalaciones de generación. El nuevo peaje es aplicable a todas las instalaciones de generación, tanto del régimen ordinario como del especial, desde el 1 de enero de 2011 y tiene un valor de 0,0005 €/kWh, valor máximo aplicable según la normativa europea [19].

4.3.2 DATOS FINANCIEROS.

Para el cálculo económico se tendrán en cuenta una serie de datos como la financiación, donde una de las opciones más usadas para financiar proyectos de energías renovables son los fondos de inversión y cuyo peso en el mercado es cada vez mayor [20]. Se financiará la inversión con Fundeen, que es una plataforma FinTech que promueve la movilización colectiva al servicio de iniciativas medioambiental y económicamente sostenibles. Este financia los proyectos de una forma más sencilla sin tener que recurrir a las fórmulas de financiación tradicionales [21] [22], es por ello que se financiará el 100 % del proyecto con un interés del 6% a 15 años. La inflación general esperada se prevé que sea del 2% [23] [24] y una tasa de interés nominal teniendo en cuenta los valores de los años 2010-2021 del 3,5% [25].

5. RESULTADOS DE LAS OPTIMIZACIONES

Una vez finalizada la optimización de los casos de estudio, donde se evaluó las diferentes combinaciones para cada uno de ellos, en el Anexo II, se muestran los resultados de la mejor solución obtenida por el programa. De los 20 casos optimizados, 14 obtuvieron como mejor solución la hibridación y en 12 de ellos la instalación principal estaba compuesta por 21 aerogeneradores, siendo este, el valor máximo de componentes permitido a instalar en paralelo. Los 2 restantes obtuvieron resultados totalmente diferentes en cuanto al valor máximo de aerogeneradores, ya que la generación fotovoltaica alcanzó un valor mayor en cuanto a MW instalados con respecto a la eólica. Solo en los casos, Parque Eólico Trevago, Parque Eólico Sierra de Tineo y Parque Eólico Montouto 2000, no se obtiene como mejor solución la hibridación.

5.1 RESULTADOS ENERGÉTICOS

5.1.1 RESULTADOS DE LA HIBRIDACIÓN COMO MEJOR SOLUCIÓN

Como se puede observar, el 70 % de los casos estudiados obtienen como mejor solución la hibridación. A continuación, usando los datos proporcionados por MHOGA, analizaremos los resultados obtenidos en la Tabla 2, con el objetivo de evaluar la mejor solución ofrecida por el programa para cada caso.

Nombre Instalación	Ubicación	No. PV. gen.	No. Wind T.
Parque Eólico Valiente (Río Gállego)	Huesca	6	21
Parque Eólico Las Planas	Zaragoza	3	21
Parque Eólico Grisel	Zaragoza	1	21
Parque Eólico Juno	Soria	1	21
Parque Eólico Bancal y Siglos	Cádiz	3	21
Parque Eólico Loma Gorda	Guadalajara	2	21
Parque Eólico Aibar	Navarra	6	21
Parque Eólico Santa María de Nieva	Almería	18	21
Parque Eólico Cerro de la Higuera	Málaga	24	20
Parque Eólico Majal Alto	Huelva	18	21
Parque Eólico Merengue	Cáceres	18	21
Parque Eólico Malagón II	Ciudad Real	18	21
Parque Eólico Huéneja III	Granada	50	10
Parque Eólico La Noguera	Almería	46	16

Tabla 2. Resultados de la simulación. Solución con hibridación. Fuente: Elaboración propia.

En la tabla anterior se muestran las diferentes combinaciones en cuanto a los componentes de generación obtenidos como mejor solución para cada caso, donde podemos decir que son resultados bastante favorables teniendo en cuenta los recursos eólicos y solar de cada ubicación. Si observamos las instalaciones fotovoltaicas elegida con un número de módulos FV igual o superior a 18, podremos ver que están ubicadas en las comunidades donde más energía fotovoltaica se produce, Extremadura, Andalucía y Castilla-La Mancha. Estas tres comunidades generan un gran porcentaje de la energía solar total de la producción que se hace en todo el territorio, ya que las condiciones climáticas son más favorables a partir de la mitad del territorio, es decir, la parte sur, aproximadamente, de España [26]. Lo mismo pasa con las de bajo número de módulos FV, ya que están ubicados en zonas donde el recurso que más prevalece es el viento, estamos hablando del Valle del Ebro, bajo la influencia del cierzo, principalmente en situaciones de viento del noroeste, y donde se engloban las comunidades de Castilla y León, Navarra y Aragón [27]. La Tabla 3 muestra los resultados de la generación por componente, así como la exportación como sistema y la energía que se vende a la red.

Nombre Instalación	E Photov(GWh/yr)	E Wind(GWh/yr)	E Export(GWh/yr)	E Sell(GWh/yr)
Parque Eólico Valiente (Río Gállego)	6,61	204,64	211,24	210,33
Parque Eólico Las Planas	3,41	237,41	240,82	239,92
Parque Eólico Grisel	1,06	219,59	220,65	220,24
Parque Eólico Juno	1,06	208,55	209,61	209,12
Parque Eólico Bancal y Siglos	3,23	211,42	214,65	214,06
Parque Eólico Loma Gorda	2,18	215,15	217,33	216,66
Parque Eólico Aibar	6,29	187,36	193,66	192,95
Parque Eólico Santa María de Nieva	20,38	158,21	178,59	176,62
Parque Eólico Cerro de la Higuera	26,75	142,49	169,24	167,48
Parque Eólico Majal Alto	20,33	210,87	231,20	229,20
Parque Eólico Merengue	20,00	164,45	184,45	182,78
Parque Eólico Malagón II	20,13	186,77	206,90	204,29
Parque Eólico Huéneja III	57,09	58,77	115,86	115,84
Parque Eólico La Noguera	52,43	113,60	166,03	164,31

Tabla 3. Resultados de la generación, exportación y venta de energía de todos los casos. Fuente: Elaboración propia

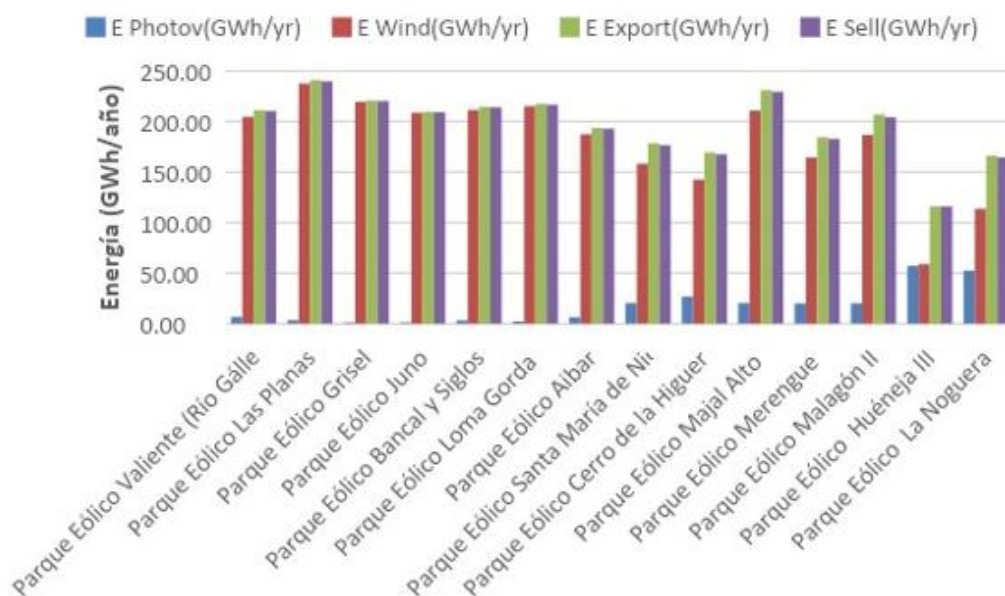


Gráfico 6. Generación, Exportación y venta de energía para cada caso. Fuente: Elaboración propia

En el Gráfico 6 se observa que en la mayoría de los casos la generación eólica es la que más predomina, excepto para el caso del Parque Eólico Huéneja III, que como su valor es 1 GWh/año mayor que el de la generación solar, es prácticamente similar, y los casos donde el sistema generación solar es baja, prácticamente no se distingue, pero sin embargo favorece al cómputo de la energía exportada. También se puede ver que en prácticamente todos los casos la energía que se vende a la red es inferior a la que se exporta del sistema, ya que no se puede exportar energía a la red por encima del valor establecido en el punto de conexión.

Para entender un poco lo expuesto anteriormente, en la Figura 3 su muestra el resultado de la simulación de 3 días para el caso óptimo del Parque Eólico Santa

María de Nieva, aunque el programa lo simula durante un año entero en pasos temporales de 1 h. En color morado se puede observar la energía exportada a la red y como en color amarillo la generación fotovoltaica compensa la poca producción de la eólica en las horas centrales del día.

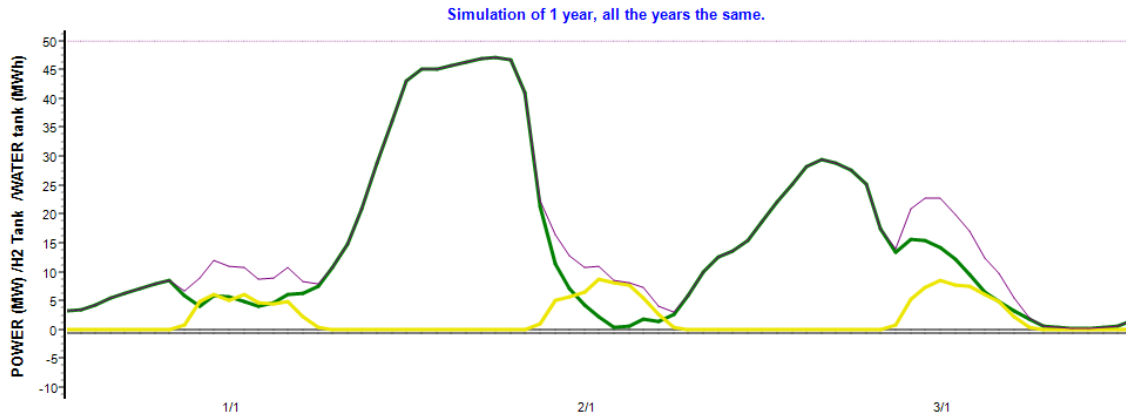


Figura 3. Simulación de 3 días del Parque Eólico Santa María de Nieva. Fuente: MHOGA

Teniendo en cuenta las diferentes combinaciones obtenidas, utilizaremos 3 casos de estudios con el objetivo de evaluar las particularidades de cada zona geográfica para garantizar al máximo la complementariedad de los recursos y que la manera en que se hibridan estos módulos de generación supone una mejora sustancial, donde el aprovechamiento de la infraestructura de evacuación existente es óptimo.

Para la elección de los casos a evaluar su tuvo en cuenta las combinaciones donde el número de generadores FV es bajo, intermedio y alto.

COMPONENTS:

PV gen. TSM-400, 3x1 MWp. P total = 3 MWp (100% PV#1)
Without Batteries
21 Wind T. Nordex (N117/2400)., 21x2,4 MW (@14m/s). P. total
Without Hydro Turbine
Without AC Generator
Without Fuel Cell
Without Electrolyzer
Without Inverter-charger

Figura 4. Mejor solución obtenida Parque Eólico Las Planas. Fuente: MHOGA

COMPONENTS:

PV gen. TSM-400, 24x1 MWp. P total = 24 MWp (100% PV#1)
Without Batteries
20 Wind T. Nordex (N117/2400)., 20x2,4 MW (@14m/s). P. total
Without Hydro Turbine
Without AC Generator
Without Fuel Cell
Without Electrolyzer
Without Inverter-charger

Figura 5. Mejor solución obtenida Parque Eólico Cerro de la Higuera. Fuente: MHOGA

COMPONENTS:

PV gen. TSM-400, 50x1 MWp. P total = 50 MWp (100% PV#1)
 Without Batteries
 10 Wind T. Nordex (N117/2400)., 10x2,4 MW (@14m/s). P. total
 Without Hydro Turbine
 Without AC Generator
 Without Fuel Cell
 Without Electrolyzer
 Without Inverter-charger

Figura 6. Mejor solución obtenida Parque Eólico Huéneja III. Fuente: MHOGA

5.1.1.1 COMBINACIÓN DONDE EL NÚMERO DE GENERADORES FV ES BAJO

En la Figura 4, podemos observar que la mejor solución que nos da como resultado la simulación del Parque Eólico Las Planas, es la combinación de 3 módulos FV y 21 aerogeneradores, para un total de 53,4 MW instalado, donde el 99% de la energía exportada proviene de la generación eólica y que prácticamente la FV es inapreciable (Gráfico 7), además que los meses de más producción son los que están comprendido entre abril-agosto.

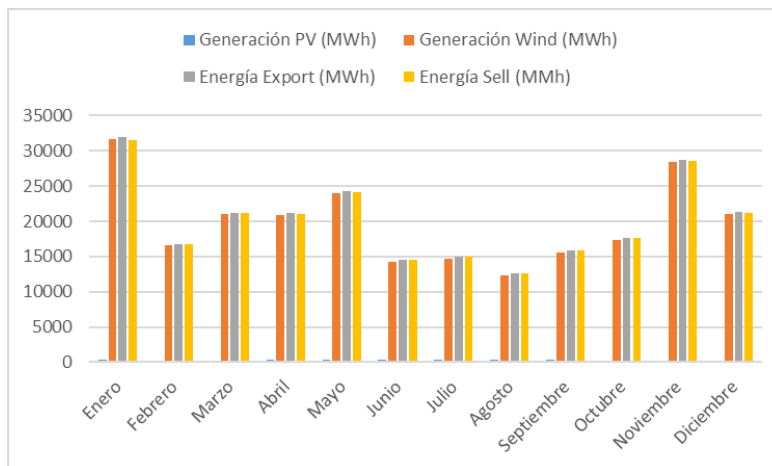


Gráfico 7. Generación, Exportación y venta de energía del Parque Eólico Las Planas. Fuente: Elaboración propia.

En el Grafico 8 se muestra como la generación FV aun siendo muy baja compensa la generación eólica, con el objetivo de estabilizar la curva de generación y de maximizar la energía entregada a la red. En este caso se muestran los valores promedios hora-año, donde podemos apreciar dicha compensación en las horas centrales del día, ya que es el intervalo donde menos eólica se genera.

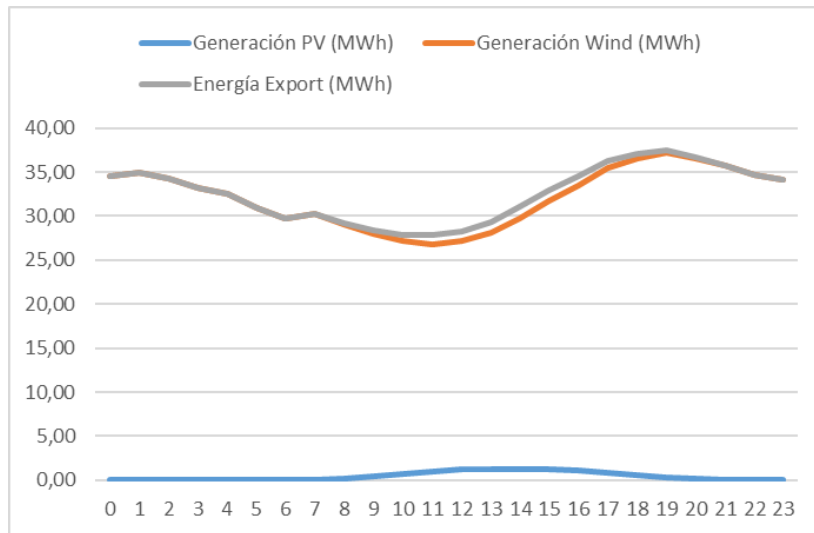


Gráfico 8. Generación promedio hora-año del Parque Eólico Las Planas. Fuente: Elaboración propia.

5.1.1.2 COMBINACIÓN DONDE EL NÚMERO DE GENERADORES FV ES MEDIO

La Figura 5 se muestra como mejor solución para el Parque Eólico Cerro de la Higuera la combinación de 24 módulos FV y 20 aerogeneradores, para un total de 72 MW instalado. Como se puede apreciar este sistema es muy diferente al anterior en cuanto a componentes y MW instalados.

Observamos que, a diferencia del caso anterior, la generación eólica corresponde al 89% de la generada por el sistema, por lo que el 11% es solo FV. Sin embargo, en este caso el valor de la generación FV es prácticamente similar a lo largo del año, exceptuando los meses de febrero, octubre y diciembre, que son los meses donde ese valor disminuye un poco. En cuanto a la energía generada por cada componente y la exportada por el sistema, en el Gráfico 9 podemos observar claramente el aporte individual y conjunto del mismo, con el objetivo de aprovechar mejor la capacidad de exportación de energía.

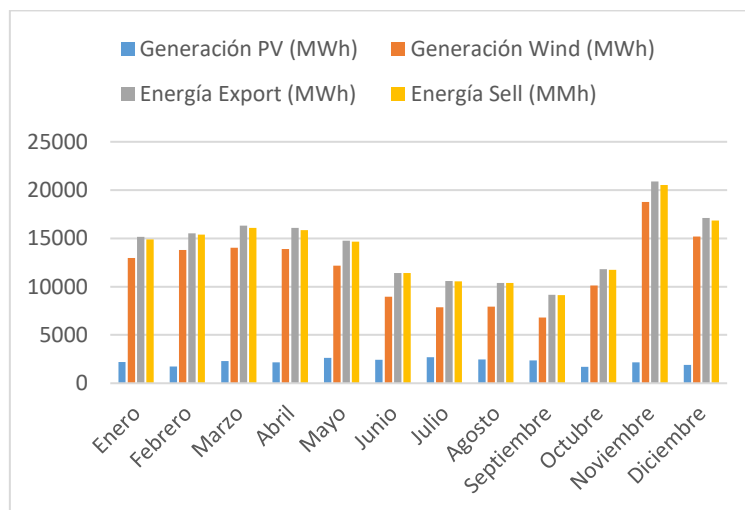


Gráfico 9. Generación, Exportación y venta de energía del Parque Eólico Cerro de la Higuera. Fuente: Elaboración propia.

Para apreciar el aporte de energía FV al sistema en compensación por el déficit de eólica, graficamos los valores de generación promedios hora-año de los dos componentes, así como del exportado por el sistema, Gráfico 10. Aquí podemos observar que, como en el caso del Parque Eólico Las Planas, el intervalo de generación esta entre las 8 de la mañana y las 8 de la tarde, aunque también se aprecia un pequeño repunte de la generación eólica en ese horario.

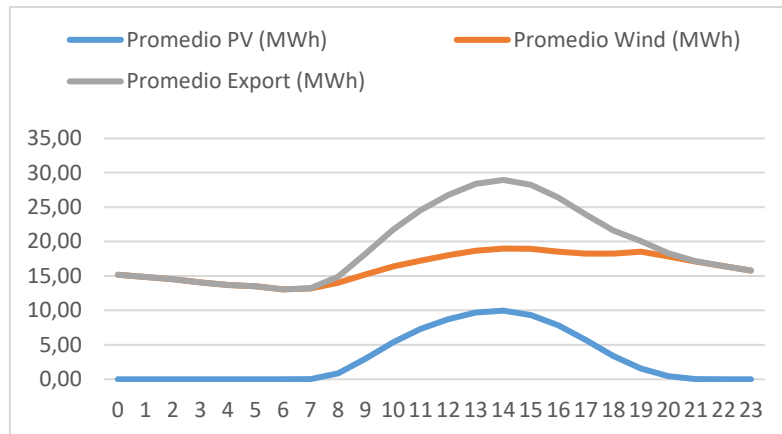


Gráfico 10. Generación promedio hora-año del Parque Eólico Cerro de la Higuera. Fuente: Elaboración propia.

Como en los casos anteriores, en la Figura 6 podemos observar que la mejor solución es la combinación de 50 módulos FV y 10 aerogeneradores, para un total de 74 MW instalado. Este es un sistema con mayoría en un cuanto a MW instalado de FV con respecto a la eólica.

5.1.1.3 COMBINACIÓN DONDE EL NÚMERO DE GENERADORES FV ES ALTO

En el caso del Parque Eólico Huéneja III, a diferencia de los 2 anteriores, la generación eólica corresponde al 51% de la generada por el sistema, por lo que el 49% corresponde a la FV, es decir que el sistema está suministrando a la red eléctrica, prácticamente a partes iguales. En cuanto a la energía generada individualmente o en conjunto, en el Gráfico 11, podemos observar claramente como en los meses de mayo a octubre, la FV genera por encima de la eólica.

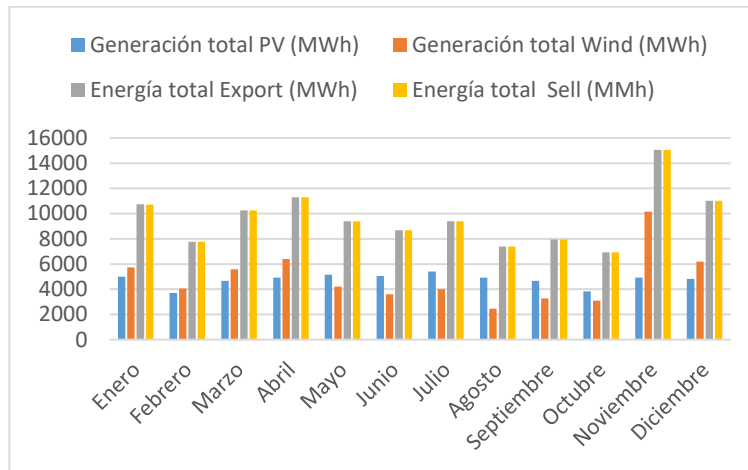


Gráfico 11. Generación, Exportación y venta de energía del Parque Eólico Huéneja III. Fuente: Elaboración propia.

En el siguiente gráfico se observa que solo en el mes de noviembre la eólica alcanza un resulta significativo con respecto a la FV, alcanzando un 65% del total exportado, ya que en el resto de los meses donde predomina, la diferencia en cuanto a generación no es tanto.

Teniendo en cuenta los valores de generación promedio hora-año por componente, así como la total del sistema, podemos observar en el Gráfico 12 que la generación eólica es bastante lineal a lo largo del día, teniendo un pequeño repunte prácticamente cuando entra en funcionamiento la solar. En este caso, el tiempo de funcionamiento de la FV es prácticamente igual al de los demás casos, aunque este caso el día se alarga hasta las 21:00 horas aproximadamente, generando 1 hora más.

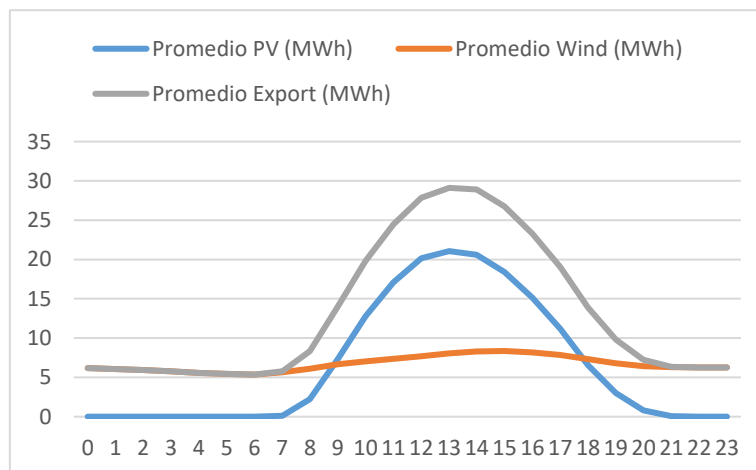


Gráfico 12. Generación promedio hora-año del Parque Eólico Huéneja III. Fuente: Elaboración propia.

Como en este caso solo se empleó el 50% del número máximos de generadores eólico permitidos, realizaremos una comparación suponiendo que es un sistema de generación de solo eólica y con el máximo de aerogeneradores permitido. En el siguiente grafico se muestra la energía exportada por cada caso a lo largo de un año, donde podemos observar que el sistema de solo eólica genera más que el elegido como mejor solución durante la simulación, exactamente 7695,69 MWh. Esto

significa que la valoración para la elección de la mejor solución para este caso, está relacionado directamente al resultado económico, y es por ello que más adelante los analizaremos a fondo.

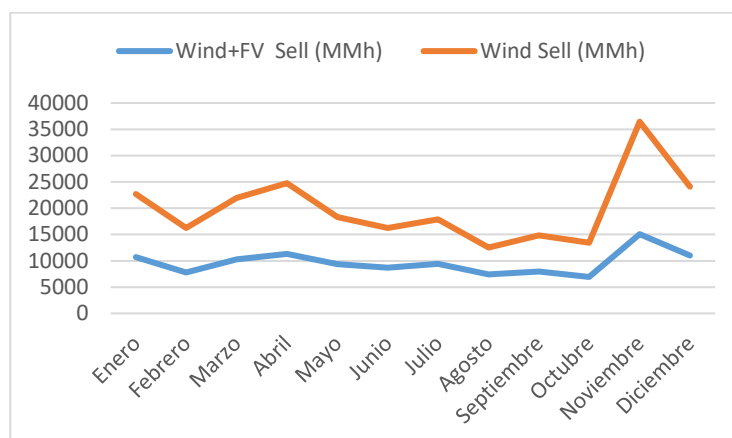


Gráfico 13. Energía vendida a la red por cada sistema, Wind + FV o solo Wind. Fuente: Elaboración propia

Como dato a tener en cuenta en cuanto a la generación total de un sistema, a continuación, se muestra el recurso eólico en valores de velocidad del viento promedio hora-año disponible para cada caso analizado anteriormente, Gráfico 14. Donde podemos observar que en el caso donde menos módulos FV hay en la instalación, los valores de velocidades del viento son mayores con respecto a los otros dos casos. Algo que también ocurre en los casos de medio y bajo número de módulos, donde el comportamiento es igual, es decir que, para sistemas con mayor número de módulos, el recurso eólico es muy bajo con respecto a otros.

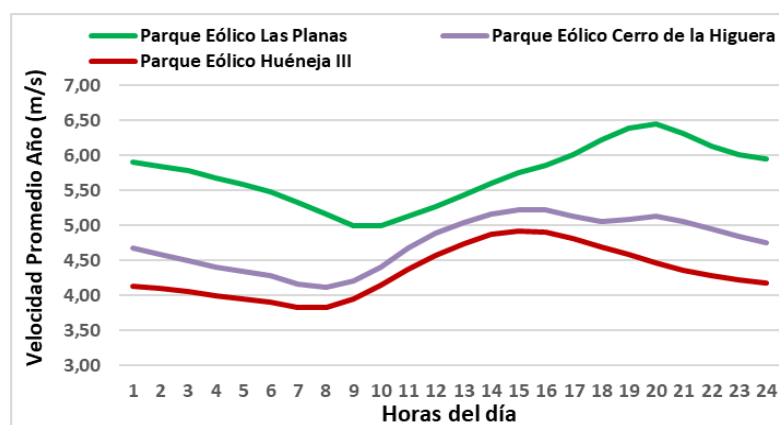


Gráfico 14. Velocidad promedio hora-año para cada caso. Fuente: Elaboración propia

5.1.2 RESULTADOS SIN HIBRIDACIÓN

En este apartado analizaremos los casos que obtuvieron la mejor solución sin hibridación, donde en la Tabla 4, se muestran los resultados obtenidos en la

simulación. Los 6 casos incluyen 21 aerogeneradores como componente de generación principal en el sistema, ya que es el número máximo permitido.

Nombre Instalación	Ubicación	No. Wind T.	E Wind(GWh/yr)	E Export(GWh/yr)	E Sell(GWh/yr)
Parque Eólico Trevago	Soria	21	210,19	210,19	209,84
Parque Eólico Badaia	Álava	21	180,04	180,05	179,73
Parque Eólico Sierra de Tineo	Asturias	21	179,46	179,46	179,19
Parque Eólico El Candal	Asturias	21	185,65	185,66	185,39
Parque Eólico Montouto 2000	La Coruña	21	206,57	206,57	206,32
Parque Eólico Elgea-Urkilla	Álava	21	165,84	165,84	165,62

Tabla 4. Resultados de la simulación. Solución sin hibridación. Fuente: Elaboración propia.

En el Gráfico 15 se muestran los resultados de la tabla anterior, donde se puede observar que el Parque Eólico Trevago es el que más energía genera, seguido por el Parque Eólico Montouto 2000 y el Parque Eólico El Candal, mientras que el más bajo es el Parque Eólico Elgea-Urkilla.

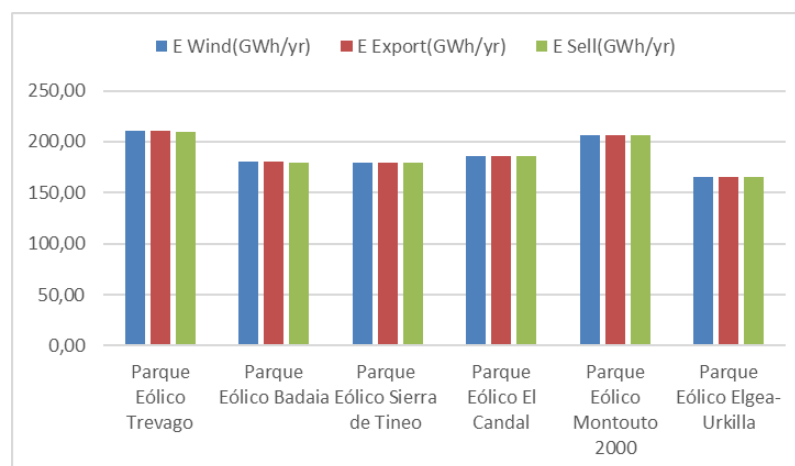


Gráfico 15. Generación, Exportación y venta de energía para cada caso. Fuente: Elaboración propia.

Para analizar los resultados obtenidos de la mejor solución para cada uno de ellos, teniendo en cuenta que, en todos los casos sin hibridación, la energía exportada del sistema es prácticamente la misma que se vende a red. Centraremos el análisis en la comparación con la posible solución de hibridación propuesta por el resultado de la simulación para cada caso.

Para los 6 casos, las configuraciones resueltas por el programa, son las que se muestra en la Figura 7, donde la solución principal es la no hibridación, pero sin embargo en el resto de soluciones existe la opción de hibridar.

P. PV (MWp)	P. Wind T. (MW)
0x1	21x2,4
1x1	21x2,4
2x1	21x2,4
3x1	21x2,4
4x1	21x2,4
5x1	21x2,4
6x1	21x2,4
7x1	21x2,4
8x1	21x2,4

Figura 7. Posibles soluciones de la simulación. Fuente: MHOGA

Lo valores obtenidos de generación de energía exportada por el sistema y la posterior venta para cada solución, presentan un incremento por debajo del 1% en cuanto a la energía generada por el sistema híbrido con respecto a la solución principal. Es decir que, por cada MW instalado de FV en el sistema híbrido, solo tendremos un incremento del 0,38 al 0,46% de energía vendida a la red. Teniendo en cuenta los valores de cada caso en función de la solución, en el Gráfico 16 se observa el % de incremento según cambiamos de solución.

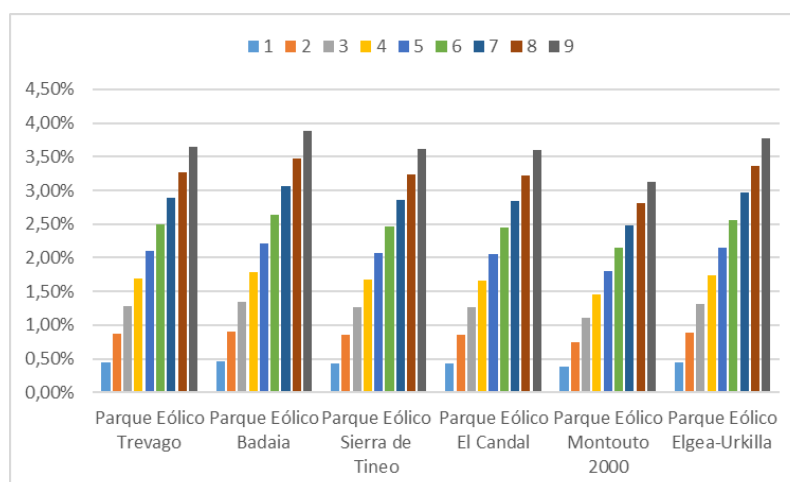


Gráfico 16. % de incremento de la energía vendida a la red para cada solución. Fuente: Elaboración propia.

Una vez analizado las soluciones con hibridación y sin ella, podemos decir que el número de módulos FV que queremos añadir a una instalación para hibridar, teniendo en cuenta el aspecto energético, está condicionado por las particularidades de cada zona geográfica y del emplazamiento en concreto, ya que tenemos que garantizar al máximo la complementariedad de los recursos. Aunque también se puede decir que otro aspecto significativo a tener en cuenta, es la valoración económica, ya que, como hemos visto en muchos casos, se puede alcanzar mayor generación con un sistema híbrido o de solo eólica, y una vez simulado, el programa selecciona como mejor solución el caso contrario. Es por ello, que seguidamente realizaremos un análisis de los resultados económicos obtenidos una vez finalizada la simulación.

5.2 RESULTADOS ECONÓMICOS

En la Tabla 5 se muestran los resultados económicos obtenidos para cada caso, donde estos fueron calculados por el programa usando los valores de costes y datos financieros que le facilitamos al principio. Además de la inversión total para cada caso, la tabla también muestra el VAN generado y su respectivo TIR, así como las emisiones de CO₂ del ciclo de vida de la instalación debidos a la fabricación, transporte y reciclaje dependiendo de la tecnología utilizada. También se muestra el coste nivelado de la energía generada (LCOE), que no es más que el valor del coste total actual de construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de toda su vida útil.

Nombre Instalación	Hibridación	VAN(M€)	Em,CO2(kt/yr)	TIR(%)	Investment(M€)	LCOE (€/kWh)
Parque Eólico Valiente (Río Gállego)	SI	74,19	1,452	10,88%	77,25	0,0267
Parque Eólico Las Planas	SI	104,09	1,356	13,12%	75,38	0,0229
Parque Eólico Grisel	SI	89,85	1,292	12,24%	74,13	0,0246
Parque Eólico Trevago	NO	82,37	1,260	11,75%	73,50	0,0256
Parque Eólico Juno	SI	81,06	1,292	11,61%	74,13	0,0259
Parque Eólico Bancal y Siglos	SI	78,46	1,356	11,32%	75,38	0,0256
Parque Eólico Loma Gorda	SI	87,40	1,324	12,01%	74,75	0,0252
Parque Eólico Aibar	SI	59,15	1,452	9,79%	77,25	0,0291
Parque Eólico Badaia	NO	54,49	1,260	9,65%	73,50	0,0299
Parque Eólico Sierra de Tineo	NO	54,71	1,260	9,67%	73,50	0,03
Parque Eólico Santa María de Nieva	SI	34,37	1,836	7,64%	84,75	0,0345
Parque Eólico Cerro de la Higuera	SI	25,97	1,968	7,01%	85,00	0,0363
Parque Eólico Majal Alto	SI	79,64	1,836	10,77%	84,75	0,0266
Parque Eólico Merengue	SI	39,17	1,836	7,99%	84,75	0,0334
Parque Eólico El Candal	NO	59,92	1,260	10,07%	73,50	0,029
Parque Eólico Montouto 2000	NO	78,71	1,260	11,48%	73,50	0,026
Parque Eólico Malagón II	SI	59,37	1,836	9,42%	84,75	0,0299
Parque Eólico Elgea-Urkilla	NO	40,88	1,260	8,56%	73,50	0,0324
Parque Eólico Huéneja III	SI	11,21	2,200	6,11%	66,25	0,0396
Parque Eólico La Noguera	SI	24,61	2,432	6,91%	84,75	0,0363

Tabla 5. Resultados económicos de cada caso. Fuente: Elaboración propia

5.2.1 VARIABILIDAD DEL VAN Y DE LA INVERSIÓN INICIAL

De forma general para todos los casos, la inversión se financia al 100%, es decir que todos los costes asociados a la inversión inicial, están dentro de los costes financieros. También tenemos coste de O&M de los aerogeneradores y los módulos FV, y en cuanto a los ingresos, solo lo generaremos por la venta de electricidad a la red de CA. Por lo tanto, el cash flow de cada año será:

$$Ingreso_{venta\ de\ electricidad} - Coste_{financiación} - Coste_{O\&M}$$

Como vimos anteriormente, muchos casos analizados estaban condicionado por el resultado económico, ya que con otras soluciones generaban más energía.

Como en nuestro trabajo la optimización económica es la de maximizar el VAN, es ahí donde se marca el punto de inflexión a la hora de seleccionar la solución óptima para cada caso.

Los aspectos que influyen en la variabilidad de VAN están relacionados con los valores de costes e ingresos, ya que dependiendo de la instalación que se quiera poner en funcionamiento, los equipos empleados tienen un coste por MW instalado, así como las operaciones de mantenimiento de los mismos. En cuanto a los ingresos, dependen principalmente de la energía que se venda a la red, y es por ello la importancia de un buen diseño, con el objetivo de aprovechar al máximo el recurso renovable pertinente.

En el gráfico siguiente se muestran los resultados obtenidos en las 10 primeras soluciones propuesta por el programa para el caso del Parque Eólico Trevago, donde las configuraciones mantienen el número de aerogeneradores, pero el de los módulos FV va cambiando de 0 a 10.

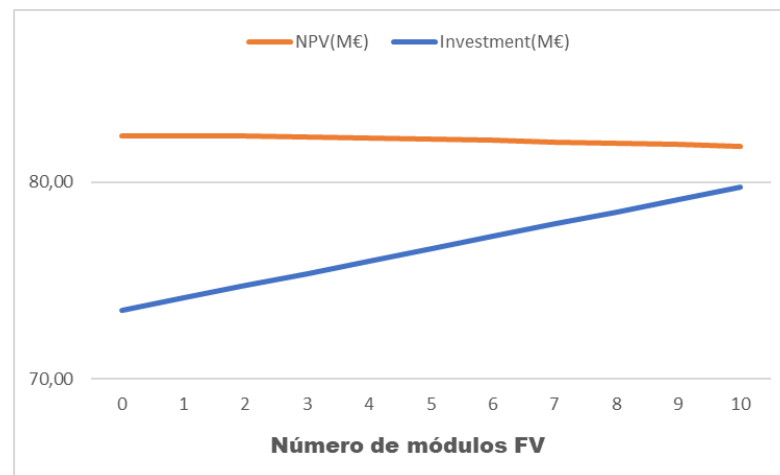


Gráfico 17. Variabilidad del VAN y de la inversión inicial, Parque Eólico Trevago. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar, a medida que aumenta el número de generadores FV, aumenta también el coste de la inversión, pero el VAN disminuye muy poco. Esto demuestra que el recurso solar disponible en el emplazamiento solo sirve para cubrir los costes asociados al incremento de los equipos de generación solar.

Otro ejemplo es el caso del Parque Eólico Montouto 2000, donde en el siguiente gráfico podemos observar que sigue el mismo comportamiento que el caso anterior, pero con la diferencia, de que aumenta tanto el valor de la inversión inicial y al mismo tiempo disminuye el VAN, que se cruzan entre los puntos de 6 y 7 módulos FV.

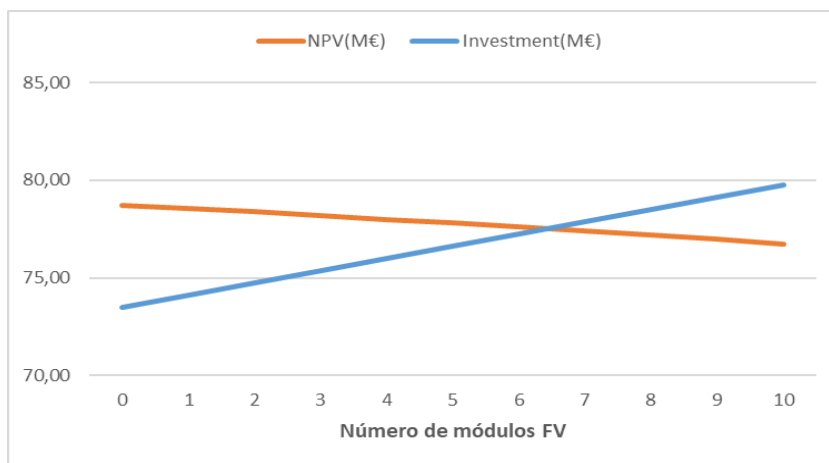


Gráfico 18. Variabilidad del VAN y de la inversión inicial, Parque Eólico Montouto 2000. Fuente: Elaboración propia.

Por lo tanto, al añadir los sistemas de generación FV, no solo estamos disminuyendo los ingresos de forma inmediata, sino también estamos aumentado el valor del coste nivelado de la energía al aumentar el coste de la inversión.

En los dos casos anteriores se graficaba en función del número de módulos FV, ya que la solución principal de cada uno, es la no hibridación. El siguiente caso a evaluar es el Parque Eólico Huéneja III, el cual tiene como solución principal la hibridación, donde la combinación de las 10 mejores soluciones se muestra en el Gráfico 19.

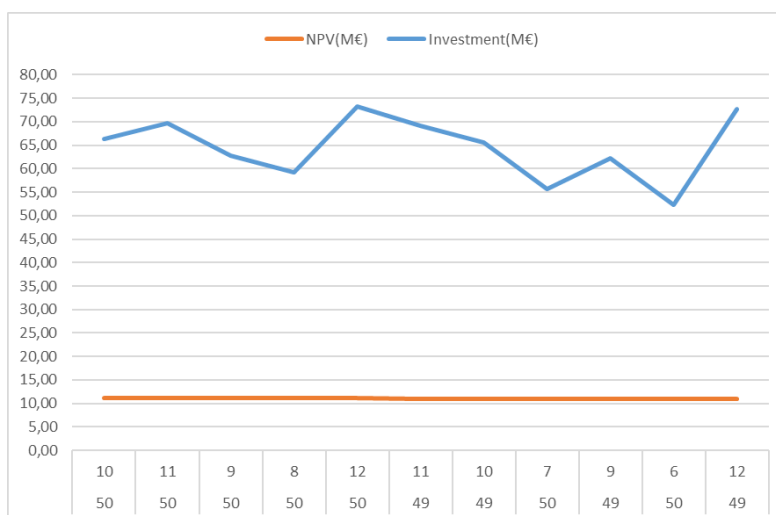


Gráfico 19. Variabilidad del VAN y de la inversión inicial, Parque Eólico Huéneja III. Fuente: Elaboración propia.

En el gráfico anterior se muestra como disminuye o aumenta el valor de la inversión inicial cuando se modifica el número de componentes en la configuración, ya sea añadiendo o quitando elemento. Mientras que el VAN mantiene un comportamiento bastante estable, con una pequeña disminución en los resultados finales.

Como el programa estaba configurado para optimizar maximizando el VAN, en todos los casos, el comportamiento de las 10 mejores soluciones en cuanto a la variabilidad del VAN y el TIR, mantienen un mismo resultado. Es decir que en todos los casos dependiendo del componente que quitemos o añadamos, las soluciones de la 1 a la 10, irán aumentando o disminuyendo el valor de la inversión inicial y reduciendo el VAN.

Una vez que hemos analizado el comportamiento del VAN y de la inversión inicial, teniendo en cuenta la variación de los componentes de una instalación, queda demostrado que, si queremos generar el máximo de ingresos, debemos realizar un estudio en profundidad del recurso renovable disponible en el emplazamiento, así como los costes que engloban las diferentes operaciones de instalación y adquisición de los equipos, con el objetivo de diseñar una instalación óptima.

5.2.2 VARIABILIDAD DEL VAN Y EL TIR

Mediante la recopilación y estudio de los informes que el programa crea para cada uno de los casos, analizaremos algunos y comprobaremos las soluciones ofrecidas en cuanto a los valores del VAN y del TIR para cada uno. Teniendo en cuenta las diferentes tasas aplicadas, así como los valores de inflación y los costes generales de instalación, con apoyo del Excel se calcularon todos los costes e ingresos para los 25 años de vida útil del sistema. Obtuvimos valores similares a los calculados por el programa, ya que pudo haber algún tipo de error en cuanto a los valores decimales, pero en general se asemejan bastante.

Un primer caso a analizar es del Parque Eólico Huéneja III, donde los resultados calculados por el programa fueron, un VAN de 11,21 M€ y un TIR de 6,11%. El VAN que obtuvimos fue de 11,15 M€ y el TIR del 6,36%, y sobre los valores totales (ingreso - costes) obtenidos, se realizó la comprobación del TIR. Se evaluó el VAN para diferentes tasas de descuento, mostrándose en el Gráfico 20, y efectivamente en el punto 6,36% el VAN se hace 0.

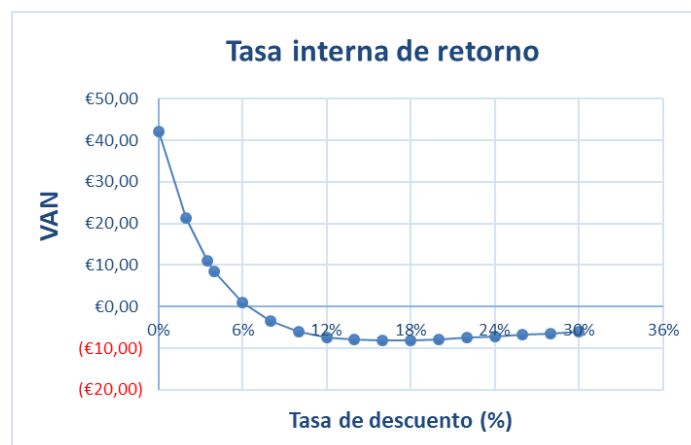


Gráfico 20. Tasa interna de retorno, Parque Eólico Huéneja III. Fuente: Elaboración propia

Para los casos del Parque Eólico Merengue Parque Eólico Santa María de Nieva

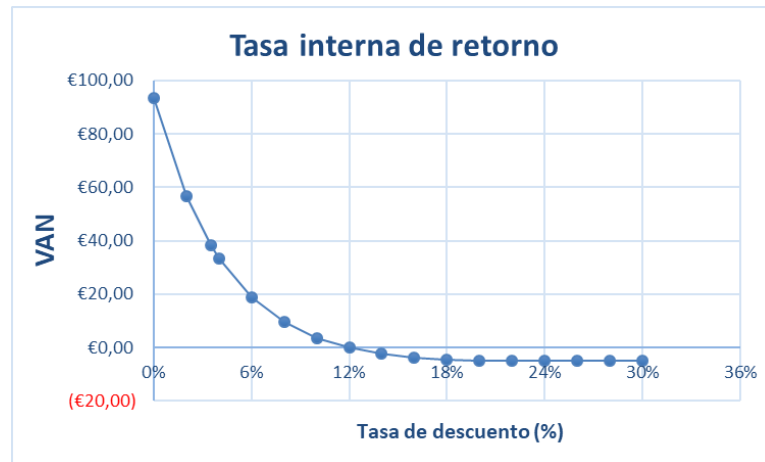


Gráfico 21. Tasa interna de retorno, Parque Eólico Merengue. Fuente: Elaboración propia

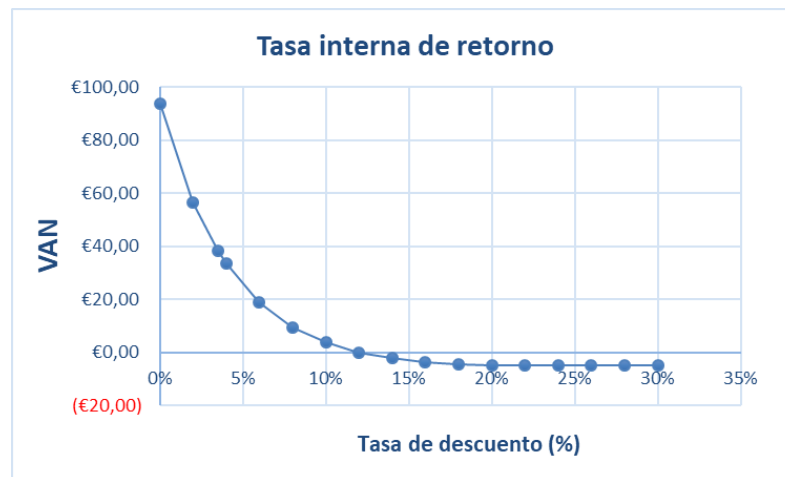


Gráfico 22. Tasa interna de retorno, Parque Eólico Santa María de Nieva. Fuente: Elaboración propia

6. ESTUDIO DE SENSIBILIDAD

Con el objetivo de proporcionar el mayor número de información al estudio, el software utilizado para la realización de este trabajo nos permite realizar un análisis de sensibilidad en el que se podrá observar cómo pueden variar o no, los resultados obtenidos cuando se alteran algunos de los datos que le facilitamos al programa. Las variables que modificaremos teniendo en cuenta la situación económica a nivel mundial serán, la inflación en el precio de la electricidad y la tasa de interés, así como el coste de los equipos principales (Generadores FV y Aerogeneradores), de este modo, podremos conocer cuál es el impacto de cada una de ellas en 3 de nuestros

casos de estudio que evaluaremos, Parque Eólico Huéneja III, Parque Eólico Santa María de Nieva y Parque Eólico Trevago. Los resultados del análisis de sensibilidad emitidos por el programa se muestran en el Anexo III, y para un mejor entendimiento hemos separados esos resultados por condiciones aplicadas, Anexo IV. Estas condiciones son:

- **Condición 1:** Variación de la inflación del precio de la electricidad y de la tasa de interés.

Variables	Caso 1	Caso 2	Caso 3
% Inflación del precio de la electricidad	3	4	5
% Tasa de interés	3,5	5,5	6,5

Tabla 6. Valores de los diferentes casos de la Condición 1. Fuente: Elaboración propia.

- **Condición 2:** Mantenemos la Condición 1 y el coste de los generadores FV y los aerogeneradores aumentarán en 2 veces su valor.
- **Condición 3:** Mantenemos la Condición 1 y el coste de los generadores FV aumentarán en 2 veces su valor.
- **Condición 4:** Mantenemos la Condición 1 y el coste de los aerogeneradores aumentarán en 2 veces su valor.

6.1 RESULTADOS OBTENIDOS APLICANDO LA CONDICIÓN 1

Como explicamos anteriormente, con esta condición solo se modificarán los valores de inflación del precio de la electricidad y de la tasa de interés. En los siguientes gráficos se muestra el comportamiento del VAN y la inversión total de cada uno de los parques cuando se modifican estos valores.

En el Parque Eólico Huéneja III (Gráfico 23), se observa como en el caso 1 ocurre una pequeña disminución del VAN y seguidamente en el caso 2 ese valor casi se duplica, mientras que la inversión mantiene un comportamiento ascendente, ya que la configuración de los equipos instalados varía con respecto al caso base (resultado óptimo obtenido durante la simulación principal). Algo parecido ocurre con el Parque Eólico Trevago (Gráfico 25), donde en un primer momento disminuye el VAN y en el caso 2 presenta un aumento de 7,5 millones de euros. Mientras que la inversión no cambia cuando se modifican los valores para el caso 1, ya que la configuración de los equipos no varía, no siendo así para el caso 2, donde se añade a la instalación 3 generadores FV y por tanto la inversión aumenta. En cuanto al Parque Eólico Santa María de Nieva (Gráfico 24), se observa como en ningún momento varía el valor de la inversión, ya que la configuración de los equipos en al caso base se mantienen para los casos 1 y 2, mientras que el VAN presenta un pequeño incremento en un primer momento y luego en el caso 2, 8,5 millones más que el caso base.

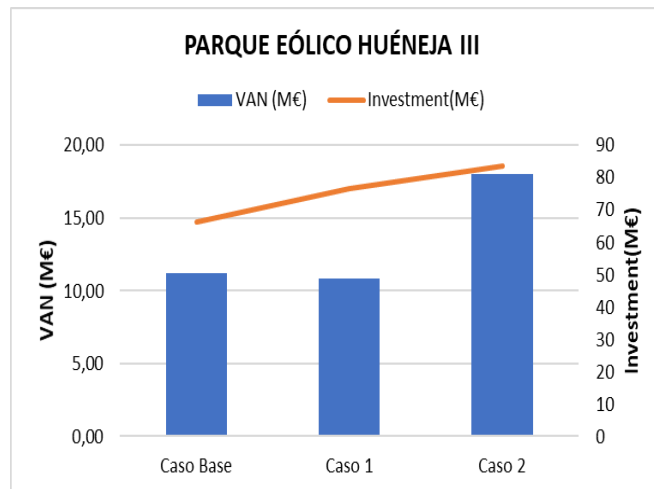


Gráfico 23. Comportamiento del VAN y la Inversión con la Condición 1, Parque Eólico Huéneja III. Fuente: Elaboración Propia

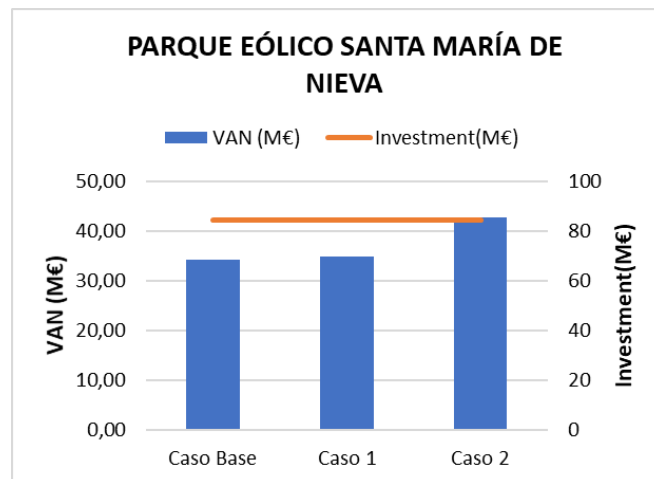


Gráfico 24. Comportamiento del VAN y la Inversión con la Condición 1, Parque Eólico Santa María de Nieva. Fuente: Elaboración Propia

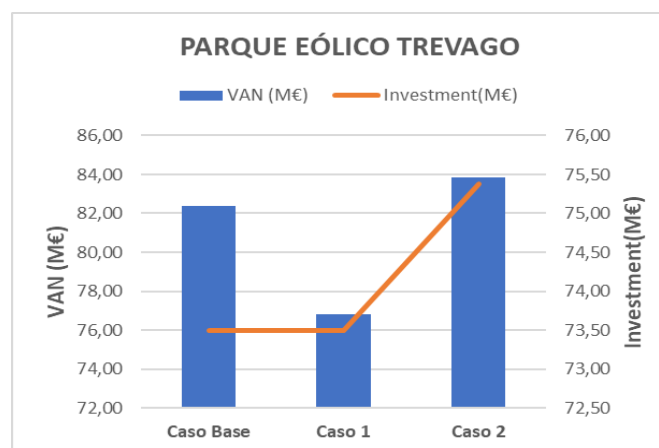


Gráfico 25. Comportamiento del VAN y la Inversión con la Condición 1, Parque Eólico Trevago. Fuente: Elaboración Propia

De forma general podemos decir que con la condición 1, el VAN y la inversión están condicionados principalmente por la variación del % de inflación del precio de la electricidad, ya que en el caso 1 donde ese valor aumenta solo 1% más y el de la

tasa de interés un 2%, 2 de los tres parques evaluados presentan una disminución en el valor del VAN, mientras que en el caso 2, cuando ese % de inflación del precio aumenta, se incrementan los costes asociados a la tasa de interés así como el de la inversión y el valor del VAN aumenta en los 3 casos.

6.2 RESULTADOS OBTENIDOS APLICANDO LA CONDICIÓN 2

Al aplicar esta condición, de los 3 parques evaluados, solo el Parque Eólico Trevago presenta resultado positivo, ya que en los otros 2 parques no era rentable. En el Gráfico 26 se observa como disminuye el valor de la inversión en el caso 1, el cual está ligado a la disminución del número de aerogeneradores instalados, ya que en el caso base se contaba con 21, y al incrementar el precio de los mismos, es número se vio afectado a 12 aerogeneradores. Todo esto sumado al incremento de los costes asociados al aumento del % de la tasa de interés y la disminución de la energía generada, han provocado un descenso del 99,2% del VAN con respecto al caso base. Mientras que en caso 2 el valor de la inversión se mantiene y el VAN aumenta, ya que el % de inflación en el precio de la electricidad aumenta.

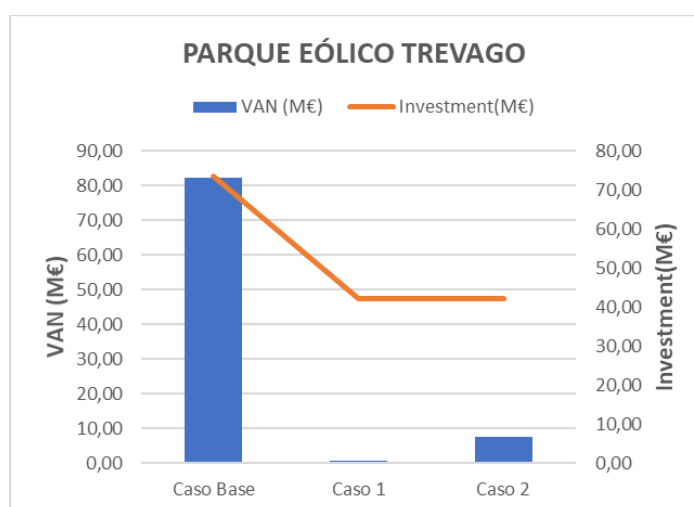


Gráfico 26. Comportamiento del VAN y la Inversión con la Condición 2, Parque Eólico Trevago. Fuente: Elaboración Propia

6.3 RESULTADOS OBTENIDOS APLICANDO LA CONDICIÓN 3

Con esta condición, los 2 parques donde el caso base tiene como configuración principal la hibridación, son los que más se ven afectados por el incremento del coste de los generadores FV. Uno de ellos es el Parque Eólico Huéneja III (Gráfico 27), donde podemos observar como aumenta la inversión al eliminar los generadores FV y aumentar el número de aerogeneradores de 10 a 21. El VAN se ve afectado por el

incremento de los costes asociado a la tasa de interés y la disminución del ingreso por venta de energía eléctrica en el caso 1, mientras que en el caso 2 se ve reforzado por el aumento del precio de venta de la energía eléctrica.

El otro afectado es el Parque Eólico Santa María de Nieva (Gráfico 28), y en este ocurre todo lo contrario, la inversión disminuye al eliminar los 18 generadores FV de la configuración base y con ello el ingreso por venta de energía proveniente de la generación FV. Es por ello que el VAN solo disminuye un poco para el caso 1, mientras que para el caso se vuelve a incrementar con el aumento del precio de venta de la energía eléctrica.

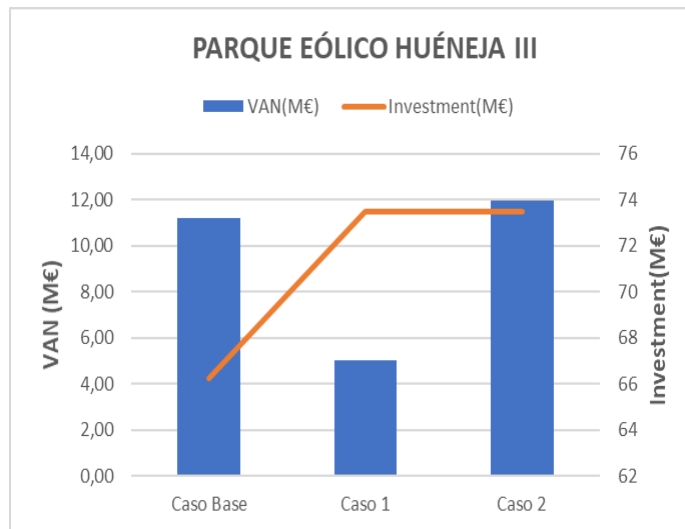


Gráfico 27. Comportamiento del VAN y la Inversión con la Condición 3, Parque Eólico Huéneja III. Fuente: Elaboración Propia

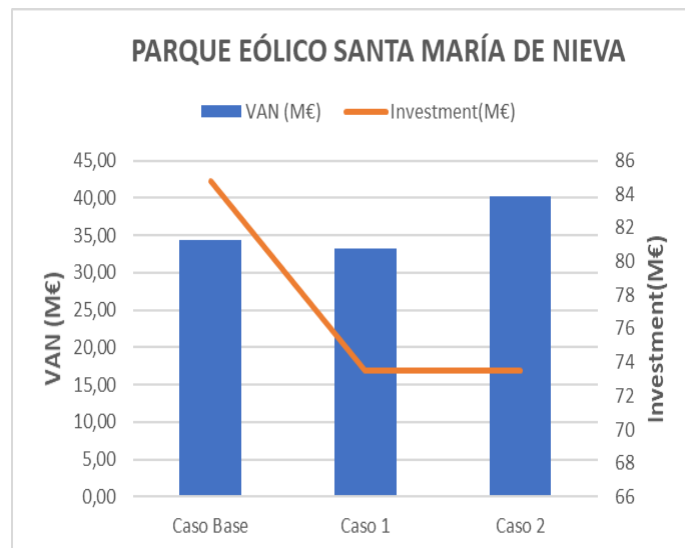


Gráfico 28. Comportamiento del VAN y la Inversión con la Condición 3, Parque Eólico Santa María de Nieva. Fuente: Elaboración Propia

En cuanto al Parque Eólico Trevago (Gráfico 29), solo se ve afectado por la variación aplicadas en la condición 1, ya que su configuración principal era la de no hibridación y es por ello que el aumento del coste de los generadores FV no le afectan.

Teniendo en cuenta esto, se observa como el valor de la inversión no sufre ninguna alteración en ninguno de los casos, disminuyendo solo el valor VAN para el caso 1 y luego aumentando para el caso 2.

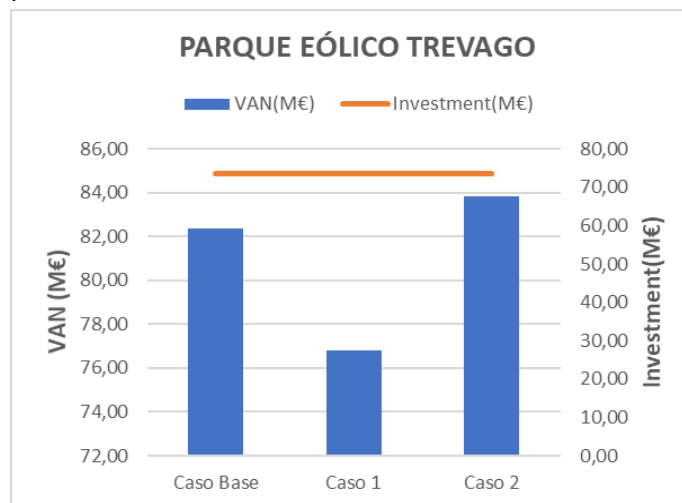


Gráfico 29. Comportamiento del VAN y la Inversión con la Condición 3, Parque Eólico Trevago. Fuente: Elaboración Propia

6.4 RESULTADOS OBTENIDOS APLICANDO LA CONDICIÓN 4

Al aplicar esta condición, sucede algo parecido cuando se aplica la condición 3 con los generadores FV, pero los 3 parques presentan en su configuración principal aerogeneradores y al aumentar su coste, las nuevas configuraciones resueltas por el programa, disminuyen la cantidad instalada o directamente lo eliminan y solo usan generadores FV.

Un ejemplo, son los casos del Parque Eólico Huéneja III (Gráfico 30) y el Parque Eólico Santa María de Nieva (Gráfico 31), donde en sus dos casos resuelto no se tiene en cuenta la hibridación y solo generan con fotovoltaica, y es por ello que en el gráfico podemos observar una disminución en el valor de la inversión en el caso 1, que luego se mantiene el mismo para el caso 2. Por lo tanto, el valor del VAN se ve afectado por la disminución de la generación eléctrica que provenía de los aerogeneradores y los costes asociados a la tasa de interés.

Otro resultado es el del Parque Eólico Trevago (Gráfico 32), donde en el caso base no tenía la hibridación como configuración principal y solo generaba con eólica. Es por ello que, al aumentar el coste de la misma, los resultados obtenidos por el programa parten de hibridar FV y eólica, con las configuraciones mayormente FV. Si observamos el gráfico, vemos como disminuye tanto la inversión como el VAN para el caso 1 y sin embargo para el caso 2 utiliza otra configuración, que junto al incremento del precio de venta de la electricidad hace que ese VAN aumente un poco.

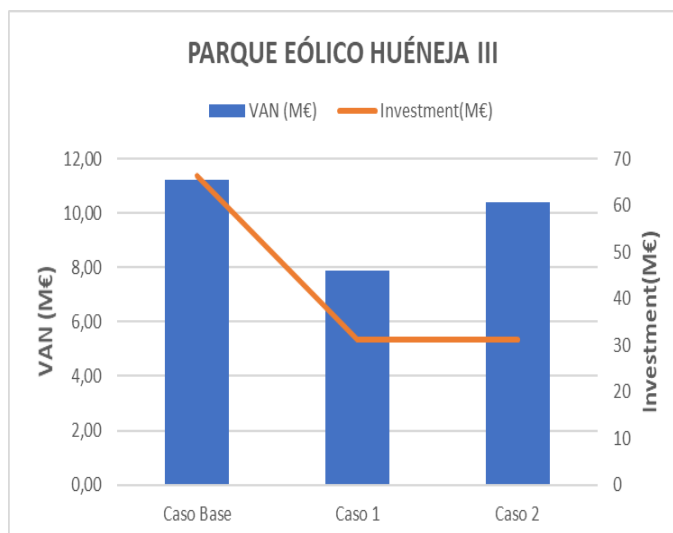


Gráfico 30. Comportamiento del VAN y la Inversión con la Condición 4, Parque Eólico Huéneja III. Fuente: Elaboración Propia

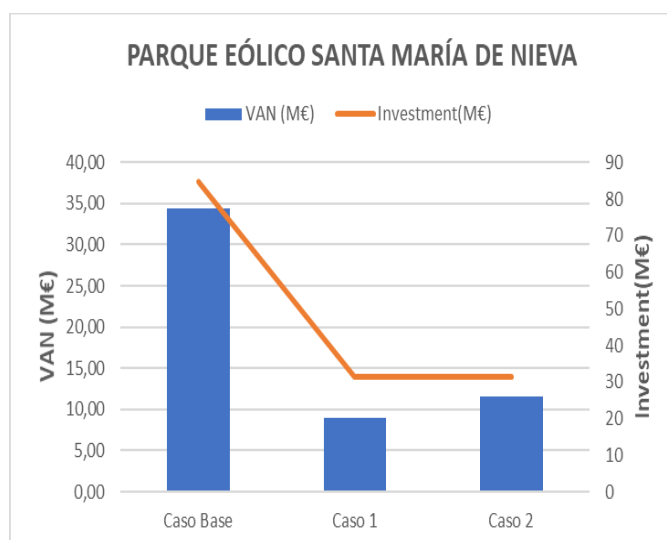


Gráfico 31. Comportamiento del VAN y la Inversión con la Condición 4, Parque Eólico Santa María de Nieva. Fuente: Elaboración Propia

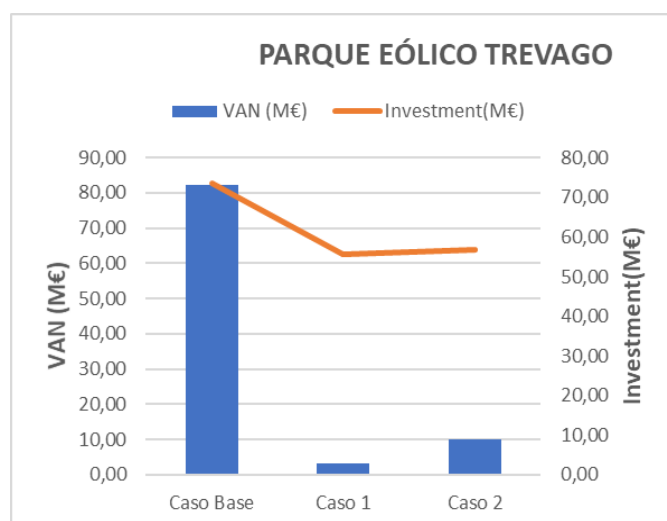


Gráfico 32. Comportamiento del VAN y la Inversión con la Condición 4, Parque Eólico Trevago. Fuente: Elaboración Propia

7. CONCLUSIONES

Una vez realizada todas las optimizaciones con el uso del software MHOGA, podemos llegar a la conclusión de que España es un país que cuenta con una buena capacidad para el desarrollo de la hibridación de energía eólica y solar, ya que de los 20 casos que estudiamos, el 70% de ellos obtuvieron como resultado, la hibridación como mejor solución. El otro 30% la tenía como segunda mejor solución, y es por ello que se realizó un análisis donde se comprobó que la energía exportada por el sistema híbrido para su posterior venta solo presentaba un incremento por debajo del 1% por cada MW instalado de FV, por lo que no era la mejor solución, ya que la optimización económica estaba condicionada por la maximización del VAN.

Los resultados económicos obtenidos fueron favorables ya que todos los casos presentaban unos valores del VAN positivos, así como los valores del TIR por encima del 5%. En el análisis de la variabilidad del VAN y la inversión inicial realizado, se obtuvo que para casos que tenían como mejor solución la no hibridación, al intentar hibridar añadiendo generadores FV, el recurso solar disponible en el emplazamiento solo servía para cubrir los costes asociados al incremento de los equipos de generación solar, así como en otro caso donde no solo disminuían los ingresos de forma inmediata, sino también aumentaba el valor del coste nivelado de la energía al aumentar el coste de la inversión.

El estudio de sensibilidad arrojó resultados significativos, ya que se demostró cómo influye el incremento de los % de inflación del precio de la electricidad y la tasa de interés. Donde al aumentar el % de interés, aumentaban los costes asociado a ello y por ende había una disminución del VAN. Sin embargo, al aumentar el % de inflación del precio de la electricidad al valor más alto, ocurría lo contrario, aumentaba el valor del VAN, ya que el ingreso por venta de electricidad aumentaba, a tal punto que la mejor solución obtenida en el caso base era modificada, aumentando el número de generadores, ya sean FV o eólicos, con el fin de aprovechar el recurso renovable disponible. Otra variable que se tuvo en cuenta en el estudio fue el coste de los equipos principales, donde se pudo observar cómo cambia la mejor solución obtenida en el caso base cuando se duplica el coste de uno de los equipos principales o de los dos, ya que podemos pasar de una solución de no hibridación a hibridar, o viceversa. Todo esto también afecta directamente a los valores del VAN y de la inversión inicial, ya que el coste del generador FV es casi 3 veces menor que el eólico, y en algunos casos la nueva mejor solución obtenida genera por debajo del valor obtenido en el caso base y por lo tanto el valor del VAN disminuye.

A modo resumen, puede decirse que la hibridación eólica-solar es una buena solución para los problemas que estamos presentando a nivel mundial con el suministro eléctrico, ya que se pueden utilizar los emplazamientos y las infraestructuras existentes con el fin de aprovechar al máximo los recursos renovables disponibles.

8. BIBLIOGRAFÍA

1. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). [consulta 10 noviembre 2021]. Disponible en: https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf
2. Hibridación en la Generación Renovable. Análisis sobre el panorama actual y futuro en España. [consulta 10 noviembre 2021]. Disponible en: https://www.appa.es/wp-content/uploads/2021/04/APPA-Renovables-Everis-Hibridacion-en-la-Generacion-Renovable_vf.pdf
3. TAZAY, Ahmad F. y otros. Modeling, Control, and Performance Evaluation of Grid-Tied Hybrid PV/Wind Power Generation System: Case Study of Gabel El-Zeit Region, Egypt. Revista IEEE Access. 2020, vol. 8, [consulta: 10 noviembre 2021]. ISSN 2169-3536. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=9091173>
4. PATEL, J. y otros. A case study into improving the 24-month mid-term forecasting of wind energy by combining with PVs. IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2015, pp. 1-5, doi: 10.1109/APPEEC.2015.7380866. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7380866>
5. CAMPOS, R. A. y otros. Performance Assessment of PV Technologies and Complementarity of Utility-Scale PV and Wind Power Plants in Brazil. 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC). 2018, pp. 1173-1178, doi: 10.1109/PVSC.2018.8547259. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8547259>
6. DELTENRE, Q. y otros. Performance assessment of hybrid PV-wind systems on high-rise rooftops in the Brussels-Capital Region. Revista "Energy and Buildings". 2020, vol. 224, [consulta: 10 noviembre 2021]. ISSN 0378-7788. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778819336047>
7. Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. [consulta 10 noviembre 2021]. Disponible en <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2020/06/23/23/con>
8. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. [consulta 10 noviembre 2021]. Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645#a33>
9. Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. [consulta 10 noviembre 2021]. Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-17278#cv-4>
10. Proyecto de planta solar fotovoltaica de 0,984 MW "SATURNO SOLAR 2" en T.M. de Marchena (Sevilla). [consulta 10 diciembre 2021]. Disponible en <https://www.iuntadeandalucia.es/sites/default/files/2021->

- [05/01%20y%2002%20CONJ.%20PROY.%20SATURNO%20SOLAR%20%20DE%200%20C984%20KW%20EN%20MARCHENA.FIRMADO.pdf](#)
11. LOMAS MONZON, José Carlos. Retrospectiva técnica y de modelo de negocio de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red en España. Propuesta de una nueva metodología de análisis de plantas FV atendiendo a los cambios normativos motivados por el RD 661/2007. Un caso de estudio en Andalucía. Tesis Doctoral, Escuela Politécnica Superior de Jaén Departamento de Ingeniería Electrónica y Automática, 2019 [consulta 10 diciembre 2021]. Disponible en: <https://ruja.ujaen.es/bitstream/10953/972/5/9788491592488.pdf>
 12. ESTRUGA, Nuria. ¿Cuánto cuesta un proyecto de energía eólica? Principales costes a analizar. En: EALDE Business School [consulta 10 diciembre 2021]. Disponible en: <https://www.ealde.es/costes-de-proyectos-de-energia-eolica/>
 13. IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2019. [consulta 10 diciembre 2021]. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019>
 14. Guía de inicio MHOGA 3.2. [consulta 15 septiembre 2021]. Disponible en: https://ihoga.unizar.es/Desc/MHOGA_User_manual.pdf
 15. Manual de usuario MHOGA 3.2. [consulta 15 septiembre 2021]. Disponible en: https://ihoga.unizar.es/Desc/GETTING_STARTED_MHOGA.pdf
 16. Precios horarios del mercado diario en España. [consulta 20 septiembre 2021]. Disponible en: <https://www.omie.es/es/file-access-list?parents%5B0%5D=/&parents%5B1%5D=Mercado%20Diario&parents%5B2%5D=1.%20Precios&dir=Precios%20horarios%20del%20mercado%20diario%20en%20Espa%C3%B1a&readdir=marginalpdbc>
 17. COMPONENTES DEL PRECIO FINAL Y ENERGÍA DEL CIERRE [consulta 20 septiembre 2021]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/mercados/componentes-precio-energia-cierre-desglose>
 18. Inflación histórica España - inflación IPC. [consulta 6 mayo 2021]. Disponible en: <https://www.inflation.eu/es/tasas-de-inflacion/espana/inflacion-historica/ipc-inflacion-espana.aspx>
 19. Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica. [consulta 20 septiembre 2021]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2011-17891>
 20. 6 tipos de financiación de energías renovables. [consulta 20 septiembre 2021]. Disponible en: <https://www.ealde.es/tipos-de-financiacion-de-energias-renovables/>
 21. Fundeen. [consulta 20 septiembre 2021]. Disponible en: <https://www.fundeen.com/es/sobre-nosotros>
 22. Fundeen, Aprovecha las alternativas de inversión. [consulta 20 septiembre 2021]. Disponible en: <https://www.fundeen.com/es/productos>

23. VIAÑA, Daniel. El Banco de España dobla su previsión anual de inflación y avisa de un IPC desbocado al menos hasta julio. En: El Mundo [consulta 6 mayo 2021].
Disponible en:
<https://www.elmundo.es/economia/macroeconomia/2022/06/06/629dcfb8fc6c83dc358b4597.html>
24. Tabla tipos de interés legal. [consulta 6 mayo 2021]. Disponible en:
[https://clientebancario.bde.es/pcb/es/menu-horizontal/productoservici/relacionados/tiposinteres/guia-textual/tiposinteresrefe/Tabla tipos de interes legal.html](https://clientebancario.bde.es/pcb/es/menu-horizontal/productoservici/relacionados/tiposinteres/guia-textual/tiposinteresrefe/Tabla%20tipos%20de%20interes%20legal.html)
25. Inflación histórica España - inflación IPC. [consulta 6 mayo 2021]. Disponible en:
<https://www.inflation.eu/es/tasas-de-inflacion/espana/inflacion-historica/ipc-inflacion-espana.aspx>
26. ¿Qué comunidades autónomas producen más energía solar? [consulta 15 abril 2022]. Disponible en: <https://www.primenergy.es/blog/que-comunidades-autonomas-producen-mas-energi-a-solar/>
27. Análisis del recurso. Atlas eólico de España. Estudio técnico per 2011-2020 [consulta 15 abril 2022]. Disponible en:
https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e4_atlas_eolico_A_9b90ff10.pdf

9. ANEXOS

ANEXO I. FICHA TÉCNICA DE LOS DIFERENTES EQUIPOS QUE INTERVIENEN

✚ AEROGENERADOR NORDEX (N117/2400)

	Nordex (N117/2400) ▾
Potencia	2 400 kW
Diámetro	117 m
Área de barrido	10 752 m ²
Densidad de potencia	4.48 m ² /kW
Número de palas	3
Limitación de potencia	Pitch
Puesta en servicio	2012
Rotor	
Velocidad mínima del rotor	7,5 vuelta/min
Velocidad máxima del rotor	13,2 vuelta/min
Velocidad mínima del viento	3 m/s
Velocidad nominal del viento	11 m/s
Velocidad máxima del viento	20 m/s
Generador	
Tensión de salida	660 V
Torre	
Altura mínima de la góndola	91 m
Altura máxima de la góndola	141 m

Tabla 7. Características del Nordex (N117/2400). Fuente: Elaboración Propia

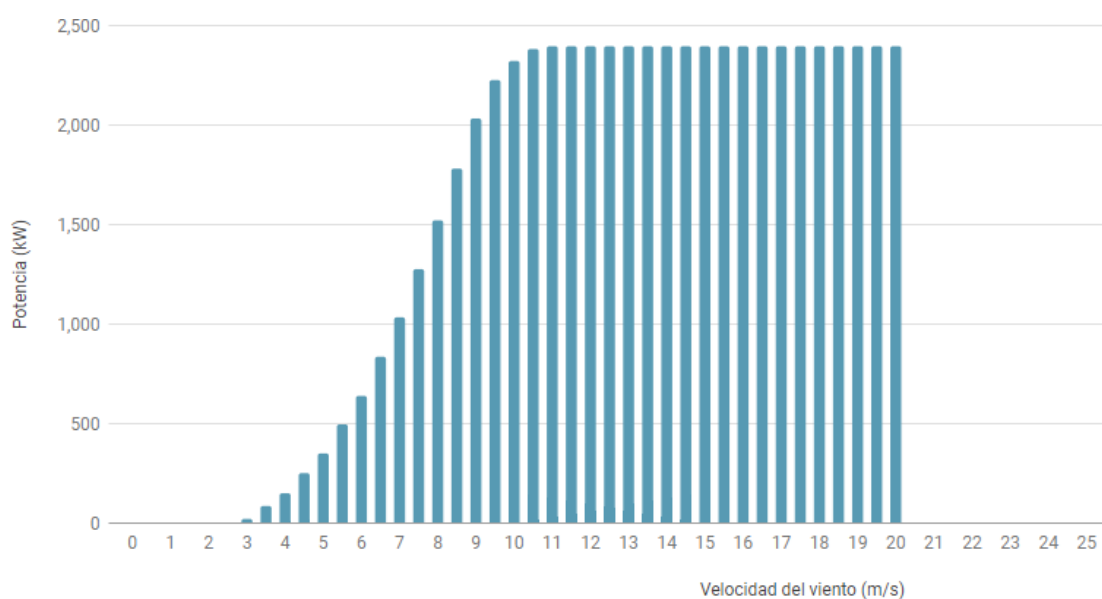


Gráfico 33. Curva de potencia Nordex (N117/2400). Fuente: thewindpower.net

MÓDULO FOTOVOLTAICO TSM-DEG15MC.20(II)

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2031 × 1011 × 30mm (79.96×39.80×1.18 inches)
Weight	31.4 kg (69.2 lb)
Front Glass	2.5 mm (0.10 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.5 mm (0.10 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	30mm(1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1900/1900 mm(74.80/74.80inches)
Connector	Trina TS4

TEMPERATURE RATINGS

NMOT(Nominal Module Operating Temperature)	41°C (±3°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	- 0.37%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	- 0.29%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.05%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	20A

(DO NOT connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty
30 year Linear Power Warranty

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 32 pieces
Modules per 40' container: 704 pieces

Tabla 8. Ficha Técnica TSM-DEG15MC.20(II). Fuente: Trinasolar

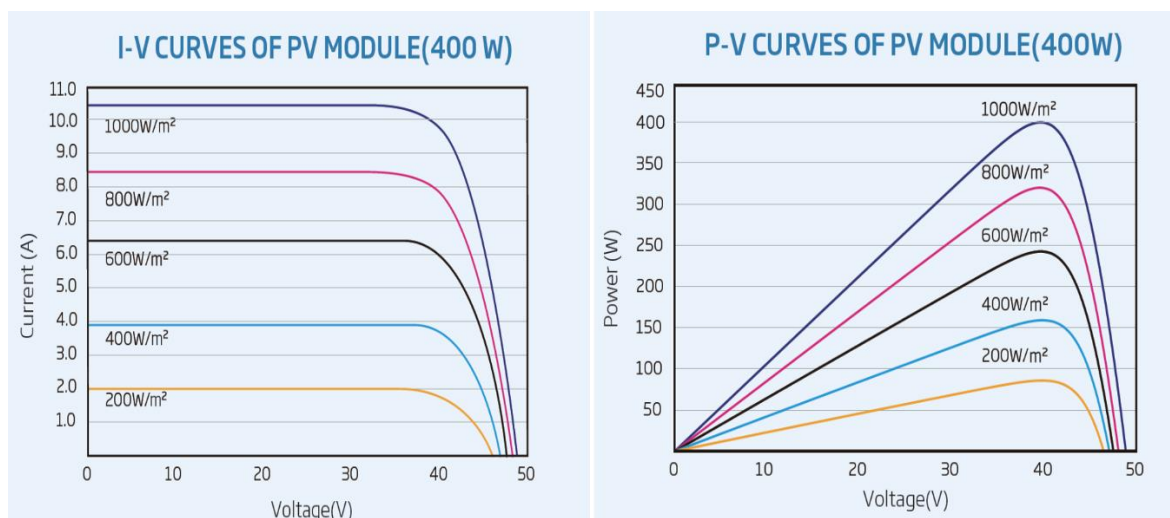


Gráfico 34. Curvas de I-V, P-V del Módulo FV 400W. Fuente: Trinasolar

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (W_p)*	385	390	395	400	405	410
Power Output Tolerance- P_{MAX} (W)			0 ~ +5			
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.9	40.2	40.5	40.8	41.1	41.4
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	9.66	9.71	9.76	9.81	9.86	9.91
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	48.3	48.5	48.7	48.9	49.1	49.3
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	10.21	10.25	10.29	10.33	10.37	10.41
Module Efficiency η m(%)	18.7	19.0	19.2	19.5	19.7	20.0

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
 *Measurement tolerance: ±3%.

BI-FACIAL OUTPUT - Backside Power Gain**

10%	Power Output (W)	424	429	435	440	446	451
	Module Efficiency (%)	20.6	20.9	21.2	21.4	21.7	22.0
15%	Power Output (W)	443	449	454	460	466	472
	Module Efficiency (%)	21.6	21.9	22.1	22.4	22.7	23.0
25%	Power Output (W)	481	488	494	500	506	513
	Module Efficiency (%)	23.4	23.8	24.1	24.4	24.6	25.0

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power- P_{MAX} (W_p)	290	294	298	302	305	309
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.5	37.7	38.0	38.2	38.5	38.8
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	7.77	7.81	7.85	7.89	7.92	7.97
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	45.4	45.6	45.8	46.0	46.2	46.4
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	8.24	8.27	8.30	8.33	8.36	8.39

NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

Tabla 9. Datos eléctricos TSM-DEG15MC.20(II). Fuente: Trinasolar

INVERSOR SUNNY CENTRAL 1000CP XT

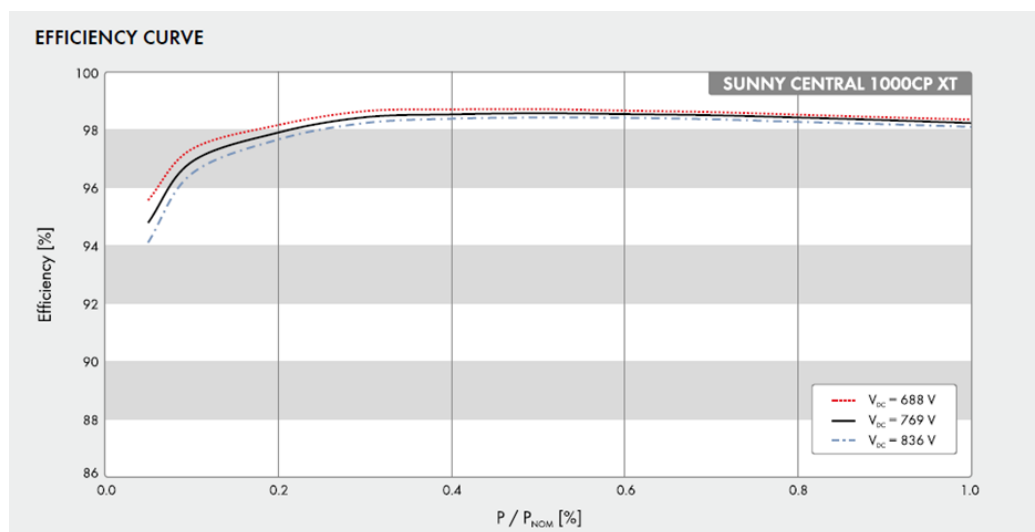


Gráfico 35. Rendimiento del Sunny Central 1000CP XT. Fuente ENF Solar

Technical Data	Sunny Central 1000CP XT
Input (DC)	
Max. DC power (at $\cos \varphi = 1$)	1122 kW
Max. input voltage	1000 V
V_{MPP_min} at $I_{MPP} < I_{DCmax}$	596 V
MPP voltage range (at 25°C / at 40°C / at 50°C) ^{(1) (2)}	688 V to 850 V ⁽¹⁾ / 625 V to 850 V ⁽²⁾ / 596 V to 850 V ⁽³⁾
Rated input voltage	688 V
Max. input current	1635 A
Max. DC short-circuit current	2500 A
Number of independent MPP inputs	1
Number of DC inputs	9
Output (AC)	
AC power (at 25°C / at 40°C / at 50°C)	1100 kVA / 1000 kVA / 900 kVA
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range	405 V / 365 V to 465 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz to 63 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 405 V
Max. output current / max. total harmonic distortion	1568 A / 0.03
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.9 overexcited to 0.9 underexcited
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency⁽⁴⁾	
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	98.7% / 98.4% / 98.5%
Protective devices	
Input-side disconnection device	Motor-driven load-break switch
Output-side disconnection device	AC circuit breaker
DC overvoltage protection	Type I surge arrester
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III
Stand-alone grid detection active / passive	● / -
Grid monitoring	●
Ground fault monitoring	○ / ○
Insulation monitoring	○
Surge arrester for auxiliary power supply	●
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III
General data	
Dimensions (W / H / D)	2562 / 2272 / 956 mm (101 / 89 / 38 inches)
Weight	1900 kg / 4300 lb
Operating temperature range	-25°C to 62°C / -13°F to 144°F
Extended operating temperature range	○ (-40°C to 62°C / -40°F to 144°F)
Noise emission ⁽⁵⁾	68 db(A)
Max. self-consumption (operation) ⁽⁶⁾ / self-consumption (night)	1950 W / < 100 W
External auxiliary supply voltage	230 V / 400 V (3 / N / PE)
Cooling concept	OptiCool
Degree of protection: electronics / connection area (according to IEC 60529) / according to IEC 60721-3-4	IP54 / IP43 / 4C2, 4S2
Application in unprotected outdoor environments / indoor	● / ○
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	15% to 95%
Maximum operating altitude above MSL 2000 m / 4000 m	● / ○
Fresh air consumption (inverter)	3000 m ³ /h
Features	
DC connection / AC connection	Ring terminal lug / ring terminal lug
Display	HMI touch display
Communication / protocols	Ethernet (optical fiber optional), Modbus
DC current monitoring (Zone monitoring / String monitoring)	○ / ○
SC-COM / Plant monitoring	● / ○ (via Sunny Portal)
Color enclosure / door / base / roof	RAL 9016 / 9016 / 7004 / 7004
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○
Configurable grid management functions	Power reduction, reactive power setpoint, dynamic grid support (e.g. LVRT)
Certificates and approvals (more available on request)	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EMC-conformity, CE-conformity, BDEW-MSRL / FGW / TR8, Arrêté du 23/04/08, R.D. 1663 / 2000, R.D. 661 / 2007, P.O. 12.3 / IEEE 1547 ⁽⁷⁾
● Standard features ○ Optional features - Not available	
Type designation	SC 1000CP-10

Tabla 10. Características generales de Sunny Central 1000CP XT. Fuente: ENF Solar

ANEXO II. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

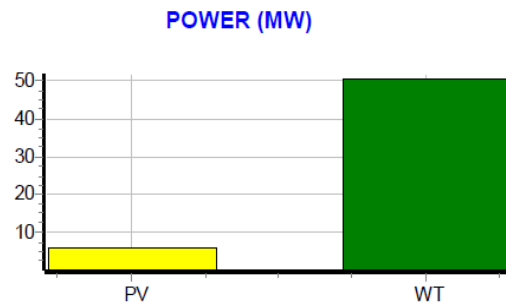
PARQUE EÓLICO VALIENTE (RÍO GÁLLEGO)

iHOGA software. Report.

University of Zaragoza (Spain), with the collaboration of SISENER Ingenieros
 Project: Valiente.mho. Solution # 1
 DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

COMPONENTS:

PV gen. TSM-400, 6x1 MWp. P total = 6 MWp (100% PV#1)
 Without Batteries
 21 Wind T. Nordex (N117/2400)., 21x2,4 MW (@14m/s). P. total
 Without Hydro Turbine
 Without AC Generator
 Without Fuel Cell
 Without Electrolyzer
 Without Inverter-charger



ECONOMIC CALCULATIONS:

Initial Investment: 77,25 M€. Loan: 100 %, int. 6% in 15 years, annual quota: 7,954 M€.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

Total Net Present Value (NPV): 74,191 M€. Internal Rate of Return (IRR): 10,88 %. LCOE : 0,0267 €/kWh

Distribution of NPV:

PV Generator (NPV): -3,624 M€

Wind turbines (NPV): -83,253 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€. Sold Energy: Electrical E. (NPV): 190,876 M€. H2 (NPV): 0 M€.

Installation+financing (NPV): -29,808M€

ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year):

Overall Load Energy: 0 GWh/yr. From Renewable: 100%

Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)

E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr

Export Energy: 211,244 GWh/yr

E. sold to AC grid: 210,332 GWh/yr

Energy delivered by PV generator: 6,605 GWh/yr

Energy delivered by Wind Turbines: 204,639 GWh/yr

Energy delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr

Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr

Energy at Electrolyzer: 0 GWh/yr

Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr

Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

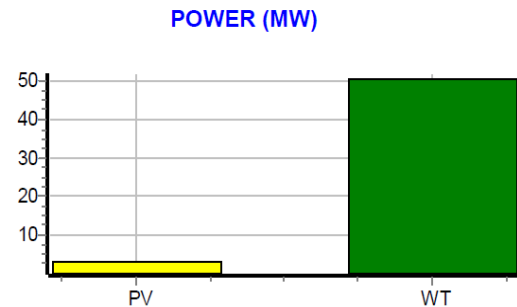
PARQUE EÓLICO LAS PLANAS

iHOGA software. Report.

University of Zaragoza (Spain), with the collaboration of SISENER Ingenieros
 Project: Las Planas.mho. Solution # 1
 DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

COMPONENTS:

PV gen. TSM-400, 3x1 MWp. P total = 3 MWp (100% PV#1)
 Without Batteries
 21 Wind T. Nordex (N117/2400)., 21x2,4 MW (@14m/s). P. total
 Without Hydro Turbine
 Without AC Generator
 Without Fuel Cell
 Without Electrolyzer
 Without Inverter-charger



ECONOMIC CALCULATIONS:

Initial Investment: 75,375 M€. Loan: 100 %, int. 6% in 15 years, annual quota: 7,761 M€.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

Total Net Present Value (NPV): 104,094 M€. Internal Rate of Return (IRR): 13,12 %. LCOE : 0,0229 €/kWh

Distribution of NPV:

PV Generator (NPV): -1,812 M€

Wind turbines (NPV): -83,253 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€. Sold Energy: Electrical E. (NPV): 218,243 M€. H2 (NPV): 0 M€.

Installation+financing (NPV): -29,084M€

ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year):

Overall Load Energy: 0 GWh/yr. From Renewable: 100%

Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)

E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr

Export Energy: 240,816 GWh/yr

E. sold to AC grid: 239,919 GWh/yr

Energy delivered by PV generator: 3,408 GWh/yr

Energy delivered by Wind Turbines: 237,406 GWh/yr

Energy delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr

Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr

Energy at Electrolyzer: 0 GWh/yr

Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr

Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

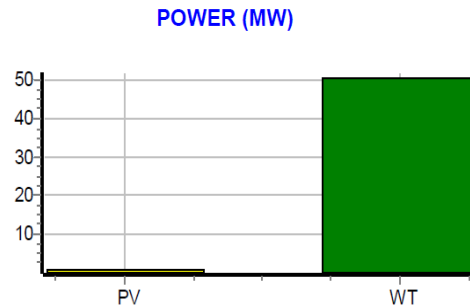
PARQUE EÓLICO GRISEL

iHOGA software. Report.

University of Zaragoza (Spain), with the collaboration of SISENER Ingenieros
 Project: Grisel.mho. Solution # 1
 DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

COMPONENTS:

PV gen. TSM-400, 1x1 MWp. P total = 1 MWp (100% PV#1)
 Without Batteries
 21 Wind T. Nordex (N117/2400),, 21x2,4 MW (@14m/s). P. total
 Without Hydro Turbine
 Without AC Generator
 Without Fuel Cell
 Without Electrolyzer
 Without Inverter-charger



ECONOMIC CALCULATIONS:

Initial Investment: 74,125 M€. Loan: 100 %, int. 6% in 15 years, annual quota: 7,632 M€.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

Total Net Present Value (NPV): 89,852 M€. Internal Rate of Return (IRR): 12,24 %. LCOE : 0,0246 €/kWh

Distribution of NPV:

PV Generator (NPV): -0,604 M€

Wind turbines (NPV): -83,253 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€. Sold Energy: Electrical E. (NPV): 202,311 M€. H2 (NPV): 0 M€.

Installation+financing (NPV): -28,602M€

ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year):

Overall Load Energy: 0 GWh/yr. From Renewable: 100%

Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)

E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr

Export Energy: 220,648 GWh/yr

E. sold to AC grid: 220,238 GWh/yr

Energy delivered by PV generator: 1,058 GWh/yr

Energy delivered by Wind Turbines: 219,59 GWh/yr

Energy delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr

Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr

Energy at Electrolyzer: 0 GWh/yr

Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr

Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

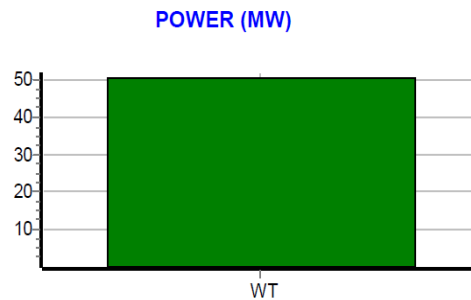
PARQUE EÓLICO TREVAGO

iHOGA software. Report.

University of Zaragoza (Spain), with the collaboration of SISENER Ingenieros
Project: Trevago.mho. Solution # 1
DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

COMPONENTS:

PV gen. TSM-400, 0x1 MWp. P total = 0 MWp (100% PV#1)
Without Batteries
21 Wind T. Nordex (N117/2400), 21x2,4 MW (@14m/s). P. total
Without Hydro Turbine
Without AC Generator
Without Fuel Cell
Without Electrolyzer
Without Inverter-charger



ECONOMIC CALCULATIONS:

Initial Investment: 73,5 M€. Loan: 100 %, int. 6% in 15 years, annual quota: 7,568 M€.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

Total Net Present Value (NPV): 82,37 M€. Internal Rate of Return (IRR): 11,75 %. LCOE : 0,0256 €/kWh

Distribution of NPV:

Wind turbines (NPV): -83,253 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€. Sold Energy: Electrical E. (NPV): 193,984 M€. H2 (NPV): 0 M€.

Installation+financing (NPV): -28,361M€

ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year):

Overall Load Energy: 0 GWh/yr. From Renewable: 100%

Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)

E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr

Export Energy: 210,193 GWh/yr

E. sold to AC grid: 209,84 GWh/yr

Energy delivered by PV generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Wind Turbines: 210,191 GWh/yr

Energy delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr

Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr

Energy at Electrolyzer: 0 GWh/yr

Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr

Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

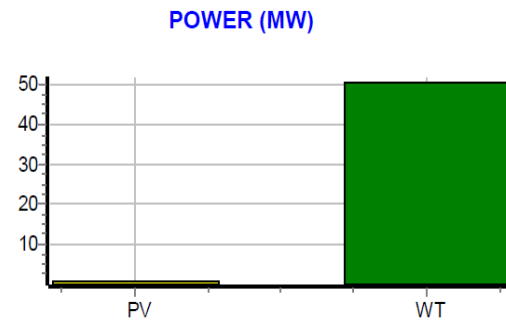
PARQUE EÓLICO JUNO

iHOGA software. Report.

University of Zaragoza (Spain), with the collaboration of SISENER Ingenieros
 Project: Juno.mho. Solution # 1
 DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

COMPONENTS:

PV gen. TSM-400, 1x1 MWp. P total = 1 MWp (100% PV#1)
 Without Batteries
 21 Wind T. Nordex (N117/2400)., 21x2,4 MW (@14m/s). P. total
 Without Hydro Turbine
 Without AC Generator
 Without Fuel Cell
 Without Electrolyzer
 Without Inverter-charger



ECONOMIC CALCULATIONS:

Initial Investment: 74,125 M€. Loan: 100 %, int. 6% in 15 years, annual quota: 7,632 M€.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

Total Net Present Value (NPV): 81,058 M€. Internal Rate of Return (IRR): 11,61 %. LCOE : 0,0259 €/kWh

Distribution of NPV:

PV Generator (NPV): -0,604 M€

Wind turbines (NPV): -83,253 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€. Sold Energy: Electrical E. (NPV): 193,517 M€. H2 (NPV): 0 M€.

Installation+financing (NPV): -28,602M€

ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year):

Overall Load Energy: 0 GWh/yr. From Renewable: 100%

Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)

E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr

Export Energy: 209,61 GWh/yr

E. sold to AC grid: 209,122 GWh/yr

Energy delivered by PV generator: 1,061 GWh/yr

Energy delivered by Wind Turbines: 208,548 GWh/yr

Energy delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr

Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr

Energy at Electrolyzer: 0 GWh/yr

Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr

Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

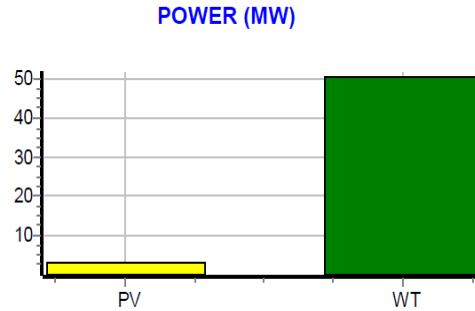
PARQUE EÓLICO BANCAL Y SIGLOS

iHOGA software. Report.

University of Zaragoza (Spain), with the collaboration of SISENER Ingenieros
Project: Bancal y Siglos.mho. Solution # 1
DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

COMPONENTS:

PV gen. TSM-400, 3x1 MWp. P total = 3 MWp (100% PV#1)
Without Batteries
21 Wind T. Nordex (N117/2400), 21x2,4 MW (@14m/s). P. total
Without Hydro Turbine
Without AC Generator
Without Fuel Cell
Without Electrolyzer
Without Inverter-charger



ECONOMIC CALCULATIONS:

Initial Investment: 75,375 M€. Loan: 100 %, int. 6% in 15 years, annual quota: 7,761 M€.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

Total Net Present Value (NPV): 78,459 M€. Internal Rate of Return (IRR): 11,32 %. LCOE : 0,0256 €/kWh

Distribution of NPV:

PV Generator (NPV): -1,812 M€

Wind turbines (NPV): -83,253 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€. Sold Energy: Electrical E. (NPV): 192,608 M€. H2 (NPV): 0 M€.

Installation+financing (NPV): -29,084M€

ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year):

Overall Load Energy: 0 GWh/yr. From Renewable: 100%

Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)

E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr

Export Energy: 214,652 GWh/yr

E. sold to AC grid: 214,06 GWh/yr

Energy delivered by PV generator: 3,229 GWh/yr

Energy delivered by Wind Turbines: 211,423 GWh/yr

Energy delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr

Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr

Energy at Electrolyzer: 0 GWh/yr

Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr

Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

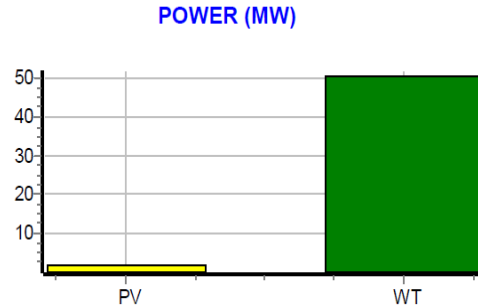
PARQUE EÓLICO LOMA GORDA

iHOGA software. Report.

University of Zaragoza (Spain), with the collaboration of SISENER Ingenieros
 Project: Loma Gorda.mho. Solution # 1
 DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

COMPONENTS:

PV gen. TSM-400, 2x1 MWp. P total = 2 MWp (100% PV#1)
 Without Batteries
 21 Wind T. Nordex (N117/2400), 21x2,4 MW (@14m/s). P. total
 Without Hydro Turbine
 Without AC Generator
 Without Fuel Cell
 Without Electrolyzer
 Without Inverter-charger



ECONOMIC CALCULATIONS:

Initial Investment: 74,75 M€. Loan: 100 %, int. 6% in 15 years, annual quota: 7,696 M€.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

Total Net Present Value (NPV): 87,398 M€. Internal Rate of Return (IRR): 12,01 %. LCOE : 0,0252 €/kWh

Distribution of NPV:

PV Generator (NPV): -1,208 M€
 Wind turbines (NPV): -83,253 M€
 Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€. Sold Energy: Electrical E. (NPV): 200,702 M€. H2 (NPV): 0 M€.
 Installation+financing (NPV): -28,843M€

ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year):

Overall Load Energy: 0 GWh/yr. From Renewable: 100%
 Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)
 E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr
 Export Energy: 217,326 GWh/yr
 E. sold to AC grid: 216,659 GWh/yr
 Energy delivered by PV generator: 2,179 GWh/yr
 Energy delivered by Wind Turbines: 215,145 GWh/yr
 Energy delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr
 Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr
 Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr
 Energy at Electrolyzer: 0 GWh/yr
 Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr
 Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

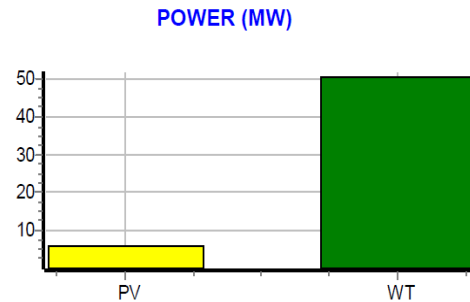
PARQUE EÓLICO AIBAR

iHOGA software. Report.

University of Zaragoza (Spain), with the collaboration of SISENER Ingenieros
 Project: Aibar.mho. Solution # 1
 DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

COMPONENTS:

- PV gen. TSM-400, 6x1 MWp. P total = 6 MWp (100% PV#1)
- Without Batteries
- 21 Wind T. Nordex (N117/2400)., 21x2,4 MW (@14m/s). P. total
- Without Hydro Turbine
- Without AC Generator
- Without Fuel Cell
- Without Electrolyzer
- Without Inverter-charger



ECONOMIC CALCULATIONS:

Initial Investment: 77,25 M€. Loan: 100 %, int. 6% in 15 years, annual quota: 7,954 M€.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

Total Net Present Value (NPV): 59,149 M€. Internal Rate of Return (IRR): 9,79 %. LCOE : 0,0291 €/kWh

Distribution of NPV:

- PV Generator (NPV): -3,624 M€
- Wind turbines (NPV): -83,253 M€
- Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€. Sold Energy: Electrical E. (NPV): 175,833 M€. H2 (NPV): 0 M€.
- Installation+financing (NPV): -29,807M€

ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year):

- Overall Load Energy: 0 GWh/yr. From Renewable: 100%
- Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)
- E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr
- Export Energy: 193,658 GWh/yr
- E. sold to AC grid: 192,948 GWh/yr
- Energy delivered by PV generator: 6,294 GWh/yr
- Energy delivered by Wind Turbines: 187,363 GWh/yr
- Energy delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr
- Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr
- Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr
- Energy at Electrolyzer: 0 GWh/yr
- Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr
- Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

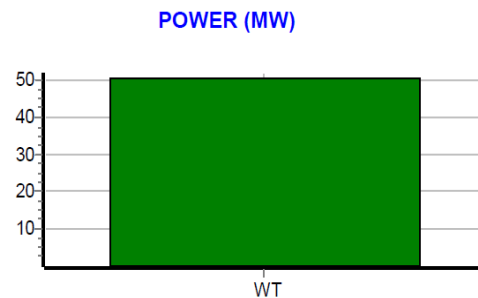
PARQUE EÓLICO BADAIA

iHOGA software. Report.

University of Zaragoza (Spain), with the collaboration of SISENER Ingenieros
 Project: Badaia.mho. Solution # 1
 DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

COMPONENTS:

PV gen. TSM-400, 0x1 MWp. P total = 0 MWp (100% PV#1)
 Without Batteries
 21 Wind T. Nordex (N117/2400)., 21x2,4 MW (@14m/s). P. total
 Without Hydro Turbine
 Without AC Generator
 Without Fuel Cell
 Without Electrolyzer
 Without Inverter-charger



ECONOMIC CALCULATIONS:

Initial Investment: 73,5 M€. Loan: 100 %, int. 6% in 15 years, annual quota: 7,568 M€.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

Total Net Present Value (NPV): 54,491 M€. Internal Rate of Return (IRR): 9,65 %. LCOE : 0,0299 €/kWh

Distribution of NPV:

Wind turbines (NPV): -83,253 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€. Sold Energy: Electrical E. (NPV): 166,105 M€. H2 (NPV): 0 M€.

Installation+financing (NPV): -28,361M€

ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year):

Overall Load Energy: 0 GWh/yr. From Renewable: 100%

Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)

E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr

Export Energy: 180,045 GWh/yr

E. sold to AC grid: 179,734 GWh/yr

Energy delivered by PV generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Wind Turbines: 180,042 GWh/yr

Energy delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr

Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr

Energy at Electrolyzer: 0 GWh/yr

Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr

Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

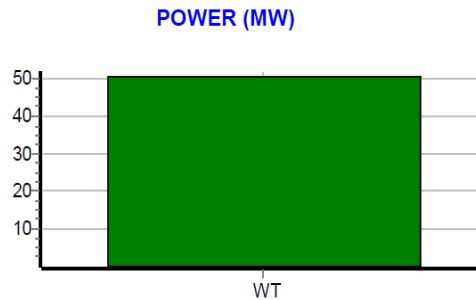
PARQUE EÓLICO SIERRA DE TINEO

iHOGA software. Report.

University of Zaragoza (Spain), with the coloboration of SISENER Ingenieros
 Project: Sierra de Tineo.mho. Solution # 1
 DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

COMPONENTS:

PV gen. TSM-400, 0x1 MWp. P total = 0 MWp (100% PV#1)
 Without Batteries
 21 Wind T. Nordex (N117/2400),, 21x2,4 MW (@14m/s). P. total
 Without Hydro Turbine
 Without AC Generator
 Without Fuel Cell
 Without Electrolyzer
 Without Inverter-charger



ECONOMIC CALCULATIONS:

Initial Investment: 73,5 M€. Loan: 100 %, int. 6% in 15 years, annual quota: 7,568 M€.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

Total Net Present Value (NPV): 54,707 M€. Internal Rate of Return (IRR): 9,67 %. LCOE : 0,03 €/kWh

Distribution of NPV:

Wind turbines (NPV): -83,253 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€. Sold Energy: Electrical E. (NPV): 166,321 M€. H2 (NPV): 0 M€.

Installation+financing (NPV): -28,361M€

ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year):

Overall Load Energy: 0 GWh/yr. From Renewable: 100%

Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)

E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr

Export Energy: 179,463 GWh/yr

E. sold to AC grid: 179,191 GWh/yr

Energy delivered by PV generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Wind Turbines: 179,461 GWh/yr

Energy delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr

Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr

Energy at Electrolyzer: 0 GWh/yr

Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr

Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

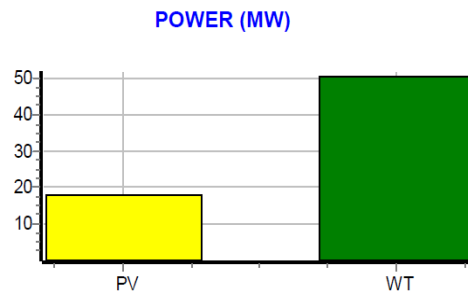
PARQUE EÓLICO SANTA MARÍA DE NIEVA

iHOGA software. Report.

University of Zaragoza (Spain), with the collaboration of SISENER Ingenieros
Project: Maria de Nieva.mho. Solution # 1
DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

COMPONENTS:

PV gen. TSM-400, 18x1 MWp. P total = 18 MWp (100% PV#1)
Without Batteries
21 Wind T. Nordex (N117/2400), 21x2,4 MW (@14m/s). P. total
Without Hydro Turbine
Without AC Generator
Without Fuel Cell
Without Electrolyzer
Without Inverter-charger



ECONOMIC CALCULATIONS:

Initial Investment: 84,75 M€. Loan: 100 %, int. 6% in 15 years, annual quota: 8,726 M€.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

Total Net Present Value (NPV): 34,371 M€. Internal Rate of Return (IRR): 7,64 %. LCOE : 0,0345 €/kWh

Distribution of NPV:

PV Generator (NPV): -10,871 M€

Wind turbines (NPV): -83,253 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€. Sold Energy: Electrical E. (NPV): 161,197 M€. H2 (NPV): 0 M€.

Installation+financing (NPV): -32,702M€

ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year):

Overall Load Energy: 0 GWh/yr. From Renewable: 100%

Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)

E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr

Export Energy: 178,591 GWh/yr

E. sold to AC grid: 176,616 GWh/yr

Energy delivered by PV generator: 20,383 GWh/yr

Energy delivered by Wind Turbines: 158,206 GWh/yr

Energy delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr

Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr

Energy at Electrolyzer: 0 GWh/yr

Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr

Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

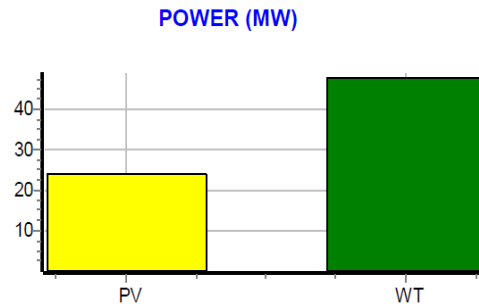
PARQUE EÓLICO CERRO DE LA HIGUERA

iHOGA software. Report.

University of Zaragoza (Spain), with the coloboration of SISENER Ingenieros
 Project: Cerro Higuera.mho. Solution # 1
 DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

COMPONENTS:

PV gen. TSM-400, 24x1 MWp. P total = 24 MWp (100% PV#1)
 Without Batteries
 20 Wind T. Nordex (N117/2400)., 20x2,4 MW (@14m/s). P. total
 Without Hydro Turbine
 Without AC Generator
 Without Fuel Cell
 Without Electrolyzer
 Without Inverter-charger



ECONOMIC CALCULATIONS:

Initial Investment: 85 M€. Loan: 100 %, int. 6% in 15 years, annual quota: 8,752 M€.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

Total Net Present Value (NPV): 25,966 M€. Internal Rate of Return (IRR): 7,01 %. LCOE : 0,0363 €/kWh

Distribution of NPV:

PV Generator (NPV): -14,495 M€

Wind turbines (NPV): -79,288 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€. Sold Energy: Electrical E. (NPV): 152,548 M€. H2 (NPV): 0 M€.

Installation+financing (NPV): -32,799M€

ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year):

Overall Load Energy: 0 GWh/yr. From Renewable: 100%

Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)

E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr

Export Energy: 169,24 GWh/yr

E. sold to AC grid: 167,484 GWh/yr

Energy delivered by PV generator: 26,749 GWh/yr

Energy delivered by Wind Turbines: 142,492 GWh/yr

Energy delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr

Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr

Energy at Electrolyzer: 0 GWh/yr

Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr

Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

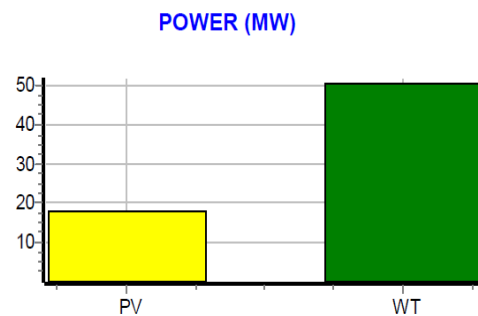
PARQUE EÓLICO MAJAL ALTO

iHOGA software. Report.

University of Zaragoza (Spain), with the collaboration of SISENER Ingenieros
Project: Majal Alto.mho. Solution # 1
DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

COMPONENTS:

PV gen. TSM-400, 18x1 MWp. P total = 18 MWp (100% PV#1)
Without Batteries
21 Wind T. Nordex (N117/2400)., 21x2,4 MW (@14m/s). P. total
Without Hydro Turbine
Without AC Generator
Without Fuel Cell
Without Electrolyzer
Without Inverter-charger



ECONOMIC CALCULATIONS:

Initial Investment: 84,75 M€. Loan: 100 %, int. 6% in 15 years, annual quota: 8,726 M€.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

Total Net Present Value (NPV): 79,636 M€. Internal Rate of Return (IRR): 10,77 %. LCOE : 0,0266 €/kWh

Distribution of NPV:

PV Generator (NPV): -10,871 M€

Wind turbines (NPV): -83,253 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€. Sold Energy: Electrical E. (NPV): 206,462 M€. H2 (NPV): 0 M€.

Installation+financing (NPV): -32,702M€

ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year):

Overall Load Energy: 0 GWh/yr. From Renewable: 100%

Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)

E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr

Export Energy: 231,2 GWh/yr

E. sold to AC grid: 229,204 GWh/yr

Energy delivered by PV generator: 20,334 GWh/yr

Energy delivered by Wind Turbines: 210,865 GWh/yr

Energy delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr

Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr

Energy at Electrolyzer: 0 GWh/yr

Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr

Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

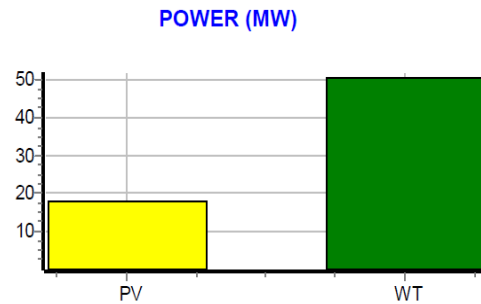
PARQUE EÓLICO MERENGUE

IHOGA software. Report.

University of Zaragoza (Spain), with the collaboration of SISENER Ingenieros
 Project: Merengue.mho. Solution # 1
 DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

COMPONENTS:

PV gen. TSM-400, 18x1 MWp. P total = 18 MWp (100% PV#1)
 Without Batteries
 21 Wind T. Nordex (N117/2400), 21x2,4 MW (@14m/s). P. total
 Without Hydro Turbine
 Without AC Generator
 Without Fuel Cell
 Without Electrolyzer
 Without Inverter-charger



ECONOMIC CALCULATIONS:

Initial Investment: 84,75 M€. Loan: 100 %, int. 6% in 15 years, annual quota: 8,726 M€.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

Total Net Present Value (NPV): 39,17 M€. Internal Rate of Return (IRR): 7,99 %. LCOE : 0,0334 €/kWh

Distribution of NPV:

PV Generator (NPV): -10,871 M€

Wind turbines (NPV): -83,253 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€. Sold Energy: Electrical E. (NPV): 165,997 M€. H2 (NPV): 0 M€.

Installation+financing (NPV): -32,703M€

ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year):

Overall Load Energy: 0 GWh/yr. From Renewable: 100%

Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)

E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr

Export Energy: 184,449 GWh/yr

E. sold to AC grid: 182,775 GWh/yr

Energy delivered by PV generator: 19,996 GWh/yr

Energy delivered by Wind Turbines: 164,453 GWh/yr

Energy delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr

Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr

Energy at Electrolyzer: 0 GWh/yr

Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr

Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

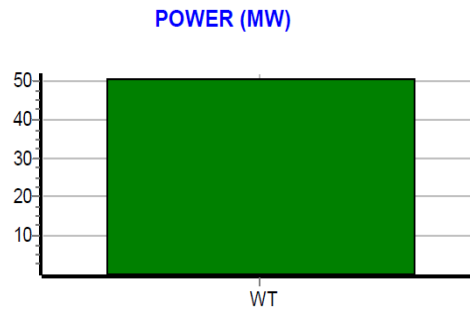
PARQUE EÓLICO EL CANDAL

iHOGA software. Report.

University of Zaragoza (Spain), with the coloboration of SISENER Ingenieros
 Project: El Candal.mho. Solution # 1
 DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

COMPONENTS:

PV gen. TSM-400, 0x1 MWp. P total = 0 MWp (100% PV#1)
 Without Batteries
 21 Wind T. Nordex (N117/2400)., 21x2,4 MW (@14m/s). P. total
 Without Hydro Turbine
 Without AC Generator
 Without Fuel Cell
 Without Electrolyzer
 Without Inverter-charger



ECONOMIC CALCULATIONS:

Initial Investment: 73,5 M€. Loan: 100 %, int. 6% in 15 years, annual quota: 7,568 M€.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

Total Net Present Value (NPV): 59,919 M€. Internal Rate of Return (IRR): 10,07 %. LCOE : 0,029 €/kWh

Distribution of NPV:

Wind turbines (NPV): -83,253 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€. Sold Energy: Electrical E. (NPV): 171,533 M€. H2 (NPV): 0 M€.

Installation+financing (NPV): -28,361M€

ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year):

Overall Load Energy: 0 GWh/yr. From Renewable: 100%

Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)

E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr

Export Energy: 185,655 GWh/yr

E. sold to AC grid: 185,386 GWh/yr

Energy delivered by PV generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Wind Turbines: 185,653 GWh/yr

Energy delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr

Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr

Energy at Electrolyzer: 0 GWh/yr

Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr

Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

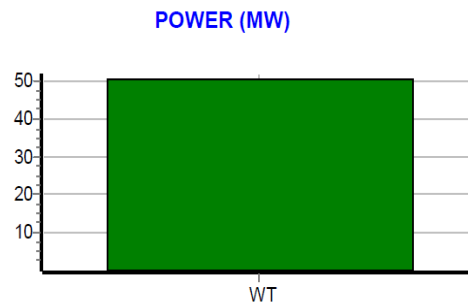
PARQUE EÓLICO MONTOUTO 2000

iHOGA software. Report.

University of Zaragoza (Spain), with the collaboration of SISENER Ingenieros
 Project: Montouto.mho. Solution # 1
 DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

COMPONENTS:

PV gen. TSM-400, 0x1 MWp. P total = 0 MWp (100% PV#1)
 Without Batteries
 21 Wind T. Nordex (N117/2400),, 21x2,4 MW (@14m/s). P. total
 Without Hydro Turbine
 Without AC Generator
 Without Fuel Cell
 Without Electrolyzer
 Without Inverter-charger



ECONOMIC CALCULATIONS:

Initial Investment: 73,5 M€. Loan: 100 %, int. 6% in 15 years, annual quota: 7,568 M€.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

Total Net Present Value (NPV): 78,707 M€. Internal Rate of Return (IRR): 11,48 %. LCOE : 0,026 €/kWh

Distribution of NPV:

Wind turbines (NPV): -83,253 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€. Sold Energy: Electrical E. (NPV): 190,321 M€. H2 (NPV): 0 M€.

Installation+financing (NPV): -28,361M€

ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year):

Overall Load Energy: 0 GWh/yr. From Renewable: 100%

Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)

E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr

Export Energy: 206,571 GWh/yr

E. sold to AC grid: 206,315 GWh/yr

Energy delivered by PV generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Wind Turbines: 206,569 GWh/yr

Energy delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr

Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr

Energy at Electrolyzer: 0 GWh/yr

Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr

Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

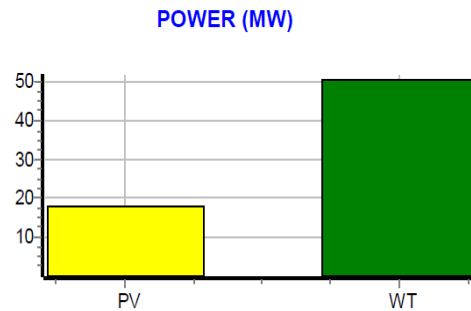
PARQUE EÓLICO MALAGÓN II

iHOGA software. Report.

University of Zaragoza (Spain), with the colaboration of SISENER Ingenieros
 Project: Malagon II.mho. Solution # 1
 DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

COMPONENTS:

PV gen. TSM-400, 18x1 MWp. P total = 18 MWp (100% PV#1)
 Without Batteries
 21 Wind T. Nordex (N117/2400)., 21x2,4 MW (@14m/s). P. total
 Without Hydro Turbine
 Without AC Generator
 Without Fuel Cell
 Without Electrolyzer
 Without Inverter-charger



ECONOMIC CALCULATIONS:

Initial Investment: 84,75 M€. Loan: 100 %, int. 6% in 15 years, annual quota: 8,726 M€.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

Total Net Present Value (NPV): 59,37 M€. Internal Rate of Return (IRR): 9,42 %. LCOE : 0,0299 €/kWh

Distribution of NPV:

PV Generator (NPV): -10,871 M€

Wind turbines (NPV): -83,253 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€. Sold Energy: Electrical E. (NPV): 186,196 M€. H2 (NPV): 0 M€.

Installation+financing (NPV): -32,702M€

ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year):

Overall Load Energy: 0 GWh/yr. From Renewable: 100%

Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)

E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr

Export Energy: 206,895 GWh/yr

E. sold to AC grid: 204,292 GWh/yr

Energy delivered by PV generator: 20,125 GWh/yr

Energy delivered by Wind Turbines: 186,769 GWh/yr

Energy delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr

Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr

Energy at Electrolyzer: 0 GWh/yr

Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr

Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

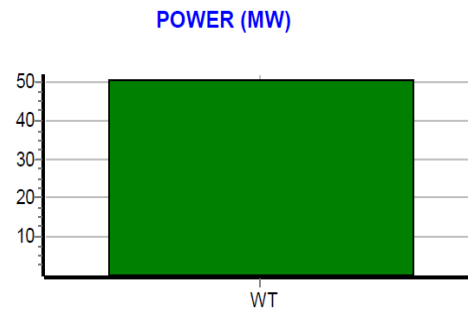
PARQUE EÓLICO ELGEA-URKILLA

iHOGA software. Report.

University of Zaragoza (Spain), with the coloboration of SISENER Ingenieros
Project: Elgea Urkilla.mho. Solution # 1
DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

COMPONENTS:

PV gen. TSM-400, 0x1 MWp. P total = 0 MWp (100% PV#1)
Without Batteries
21 Wind T. Nordex (N117/2400)., 21x2,4 MW (@14m/s). P. total
Without Hydro Turbine
Without AC Generator
Without Fuel Cell
Without Electrolyzer
Without Inverter-charger



ECONOMIC CALCULATIONS:

Initial Investment: 73,5 M€. Loan: 100 %, int. 6% in 15 years, annual quota: 7,568 M€.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

Total Net Present Value (NPV): 40,884 M€. Internal Rate of Return (IRR): 8,56 %. LCOE : 0,0324 €/kWh

Distribution of NPV:

Wind turbines (NPV): -83,253 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€. Sold Energy: Electrical E. (NPV): 152,498 M€. H2 (NPV): 0 M€.

Installation+financing (NPV): -28,361M€

ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year):

Overall Load Energy: 0 GWh/yr. From Renewable: 100%

Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)

E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr

Export Energy: 165,838 GWh/yr

E. sold to AC grid: 165,618 GWh/yr

Energy delivered by PV generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Wind Turbines: 165,837 GWh/yr

Energy delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr

Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr

Energy at Electrolyzer: 0 GWh/yr

Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr

Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

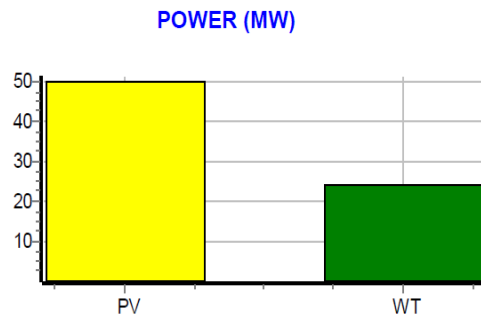
PARQUE EÓLICO HUÉNEJA III

iHOGA software. Report.

University of Zaragoza (Spain), with the collaboration of SISENER Ingenieros
 Project: Huéneja.mho. Solution # 1
 DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

COMPONENTS:

PV gen. TSM-400, 50x1 MWp. P total = 50 MWp (100% PV#1)
 Without Batteries
 10 Wind T. Nordex (N117/2400)., 10x2,4 MW (@14m/s). P. total
 Without Hydro Turbine
 Without AC Generator
 Without Fuel Cell
 Without Electrolyzer
 Without Inverter-charger



ECONOMIC CALCULATIONS:

Initial Investment: 66,25 M€. Loan: 100 %, int. 6% in 15 years, annual quota: 6,821 M€.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

Total Net Present Value (NPV): 11,211 M€. Internal Rate of Return (IRR): 6,11 %. LCOE : 0,0396 €/kWh

Distribution of NPV:

PV Generator (NPV): -30,198 M€

Wind turbines (NPV): -39,644 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€. Sold Energy: Electrical E. (NPV): 106,618 M€. H2 (NPV): 0 M€.

Installation+financing (NPV): -25,565M€

ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year):

Overall Load Energy: 0 GWh/yr. From Renewable: 100%

Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)

E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr

Export Energy: 115,863 GWh/yr

E. sold to AC grid: 115,836 GWh/yr

Energy delivered by PV generator: 57,093 GWh/yr

Energy delivered by Wind Turbines: 58,769 GWh/yr

Energy delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr

Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr

Energy at Electrolyzer: 0 GWh/yr

Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr

Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

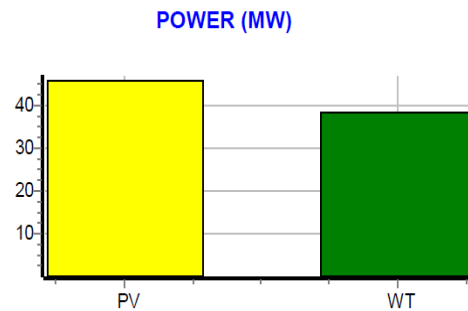
PARQUE EÓLICO LA NOGUERA

iHOGA software. Report.

University of Zaragoza (Spain), with the collaboration of SISENER Ingenieros
Project: Noguera.mho. Solution # 1
DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

COMPONENTS:

PV gen. TSM-400, 46x1 MWp. P total = 46 MWp (100% PV#1)
Without Batteries
16 Wind T. Nordex (N117/2400)., 16x2,4 MW (@14m/s). P. total
Without Hydro Turbine
Without AC Generator
Without Fuel Cell
Without Electrolyzer
Without Inverter-charger



ECONOMIC CALCULATIONS:

Initial Investment: 84,75 M€. Loan: 100 %, int. 6% in 15 years, annual quota: 8,726 M€.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

Total Net Present Value (NPV): 24,608 M€. Internal Rate of Return (IRR): 6,91 %. LCOE : 0,0363 €/kWh

Distribution of NPV:

PV Generator (NPV): -27,782 M€

Wind turbines (NPV): -63,431 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€. Sold Energy: Electrical E. (NPV): 148,523 M€. H2 (NPV): 0 M€.

Installation+financing (NPV): -32,702M€

ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year):

Overall Load Energy: 0 GWh/yr. From Renewable: 100%

Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)

E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr

Export Energy: 166,031 GWh/yr

E. sold to AC grid: 164,314 GWh/yr

Energy delivered by PV generator: 52,431 GWh/yr

Energy delivered by Wind Turbines: 113,599 GWh/yr

Energy delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr

Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr

Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr

Energy at Electrolyzer: 0 GWh/yr

Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr

Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

ANEXO III. RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

PARQUE EÓLICO TREVAGO

Optimal solution found for each case of the sensitivity analysis:

SENSIT. ANALYSIS # 1 (Wind.1: 7,18m/s; Rad.1: 4,76kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)1: 3,5%-3\3%; Inf.F.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):
NPV = 82,37 M€. CO2 Emissions = 1,26 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 11,75 % . . E. renewable = 0% of demand. Investment = 73,5 M€. LCOE = 0,026 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 193,984 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 2 (Wind.1: 7,18m/s; Rad.1: 4,76kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)1: 3,5%-3\3%; Inf.F.1:Base; Pr.2: x2 x2 x1 x1):
NPV = 0 M€. CO2 Emissions = 0 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 0 % . . E. renewable = 0% of demand. Investment = 0 M€. LCOE = INF. €/kWh

SENSIT. ANALYSIS # 3 (Wind.1: 7,18m/s; Rad.1: 4,76kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)1: 3,5%-3\3%; Inf.F.1:Base; Pr3: x2 x1 x1 x1):
NPV = 82,37 M€. CO2 Emissions = 1,26 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 11,75 % . . E. renewable = 0% of demand. Investment = 73,5 M€. LCOE = 0,026 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 193,984 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 4 (Wind.1: 7,18m/s; Rad.1: 4,76kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)1: 3,5%-3\3%; Inf.F.1:Base; Pr4: x1 x2 x1 x1):
NPV = 2,123 M€. CO2 Emissions = 1,6 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 5,41 % . . E. renewable = 0% of demand. Investment = 31,25 M€. LCOE = 0,042 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 44,38 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 5 (Wind.1: 7,18m/s; Rad.1: 4,76kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)2: 5,5%-4%; Inf.F.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):
NPV = 76,821 M€. CO2 Emissions = 1,26 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 12,98 % . . E. renewable = 0% of demand. Investment = 73,5 M€. LCOE = 0,022 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 172,31 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 6 (Wind.1: 7,18m/s; Rad.1: 4,76kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)2: 5,5%-4%; Inf.F.1:Base; Pr.2: x2 x2 x1 x1):
NPV = 0,672 M€. CO2 Emissions = 0,72 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 5,85 % . . E. renewable = 0% of demand. Investment = 42 M€. LCOE = 0,039 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 98,644 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 7 (Wind.1: 7,18m/s; Rad.1: 4,76kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)2: 5,5%-4%; Inf.F.1:Base; Pr3: x2 x1 x1 x1):
NPV = 76,821 M€. CO2 Emissions = 1,26 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 12,98 % . . E. renewable = 0% of demand. Investment = 73,5 M€. LCOE = 0,022 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 172,31 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 8 (Wind.1: 7,18m/s; Rad.1: 4,76kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)2: 5,5%-4%; Inf.F.1:Base; Pr4: x1 x2 x1 x1):
NPV = 3,365 M€. CO2 Emissions = 2,02 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 6,13 % . . E. renewable = 0% of demand. Investment = 55,75 M€. LCOE = 0,038 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 96,963 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 9 (Wind.1: 7,18m/s; Rad.1: 4,76kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)3: 6,5%-5%; Inf.F.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):
NPV = 83,871 M€. CO2 Emissions = 1,356 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 14,03 % . . E. renewable = 0% of demand. Investment = 75,375 M€. LCOE = 0,021 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 174,665 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 10 (Wind.1: 7,18m/s; Rad.1: 4,76kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)3: 6,5%-5%; Inf.F.1:Base; Pr.2: x2 x2 x1 x1):
NPV = 7,429 M€. CO2 Emissions = 0,72 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 6,98 % . . E. renewable = 0% of demand. Investment = 42 M€. LCOE = 0,037 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 98,808 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 11 (Wind.1: 7,18m/s; Rad.1: 4,76kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)3: 6,5%-5%; Inf.F.1:Base; Pr3: x2 x1 x1 x1):
NPV = 83,841 M€. CO2 Emissions = 1,26 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 14,19 % . . E. renewable = 0% of demand. Investment = 73,5 M€. LCOE = 0,02 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 172,595 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 12 (Wind.1: 7,18m/s; Rad.1: 4,76kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)3: 6,5%-5%; Inf.F.1:Base; Pr4: x1 x2 x1 x1):
NPV = 10,005 M€. CO2 Emissions = 1,952 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 7,22 % . . E. renewable = 0% of demand. Investment = 56,75 M€. LCOE = 0,035 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 102,199 M€.

✚ PARQUE EÓLICO SANTA MARÍA DE NIEVA

Optimal solution found for each case of the sensitivity analysis:

SENSIT. ANALYSIS # 1 (Wind.1: 6,22m/s; Rad.1: 5,88kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)1: 3,5%-3\3%; Inf.F.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):
NPV = 34,816 M€. CO2 Emissions = 1,836 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 7,68 %. . E. renewable = 0% of demand. Investment = 84,75 M€. LCOE = 0,034 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 161,642 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 2 (Wind.1: 6,22m/s; Rad.1: 5,88kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)1: 3,5%-3\3%; Inf.F.1:Base; Pr.2: x2 x2 x1 x1):
NPV = 0 M€. CO2 Emissions = 0 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 0 %. . E. renewable = 0% of demand. Investment = 0 M€. LCOE = INF. €/kWh

SENSIT. ANALYSIS # 3 (Wind.1: 6,22m/s; Rad.1: 5,88kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)1: 3,5%-3\3%; Inf.F.1:Base; Pr3: x2 x1 x1 x1):
NPV = 33,373 M€. CO2 Emissions = 1,26 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 7,94 %. . E. renewable = 0% of demand. Investment = 73,5 M€. LCOE = 0,034 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 144,987 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 4 (Wind.1: 6,22m/s; Rad.1: 5,88kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)1: 3,5%-3\3%; Inf.F.1:Base; Pr4: x1 x2 x1 x1):
NPV = 8,917 M€. CO2 Emissions = 1,6 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 6,89 %. . E. renewable = 0% of demand. Investment = 31,25 M€. LCOE = 0,036 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 51,174 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 5 (Wind.1: 6,22m/s; Rad.1: 5,88kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)2: 5,5%-4%; Inf.F.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):
NPV = 34,971 M€. CO2 Emissions = 1,836 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 8,9 %. . E. renewable = 0% of demand. Investment = 84,75 M€. LCOE = 0,029 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 143,582 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 6 (Wind.1: 6,22m/s; Rad.1: 5,88kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)2: 5,5%-4%; Inf.F.1:Base; Pr.2: x2 x2 x1 x1):
NPV = 0 M€. CO2 Emissions = 0 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 0 %. . E. renewable = 0% of demand. Investment = 0 M€. LCOE = INF. €/kWh

SENSIT. ANALYSIS # 7 (Wind.1: 6,22m/s; Rad.1: 5,88kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)2: 5,5%-4%; Inf.F.1:Base; Pr3: x2 x1 x1 x1):
NPV = 33,298 M€. CO2 Emissions = 1,26 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 9,18 %. . E. renewable = 0% of demand. Investment = 73,5 M€. LCOE = 0,029 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 128,788 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 8 (Wind.1: 6,22m/s; Rad.1: 5,88kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)2: 5,5%-4%; Inf.F.1:Base; Pr4: x1 x2 x1 x1):
NPV = 9,008 M€. CO2 Emissions = 1,6 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 8,04 %. . E. renewable = 0% of demand. Investment = 31,25 M€. LCOE = 0,031 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 45,456 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 9 (Wind.1: 6,22m/s; Rad.1: 5,88kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)3: 6,5%-5%; Inf.F.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):
NPV = 42,827 M€. CO2 Emissions = 1,836 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 10,11 %. . E. renewable = 0% of demand. Investment = 84,75 M€. LCOE = 0,027 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 143,82 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 10 (Wind.1: 6,22m/s; Rad.1: 5,88kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)3: 6,5%-5%; Inf.F.1:Base; Pr.2: x2 x2 x1 x1):
NPV = 0 M€. CO2 Emissions = 0 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 0 %. . E. renewable = 0% of demand.
Investment = 0 M€. LCOE = INF. €/kWh

SENSIT. ANALYSIS # 11 (Wind.1: 6,22m/s; Rad.1: 5,88kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)3: 6,5%-5%; Inf.F.1:Base; Pr3: x2 x1 x1 x1):
NPV = 40,247 M€. CO2 Emissions = 1,26 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 10,39 %. . E. renewable = 0% of demand. Investment = 73,5 M€. LCOE = 0,027 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 129,001 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 12 (Wind.1: 6,22m/s; Rad.1: 5,88kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)3: 6,5%-5%; Inf.F.1:Base; Pr4: x1 x2 x1 x1):
NPV = 11,537 M€. CO2 Emissions = 1,6 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 9,16 %. . E. renewable = 0% of demand. Investment = 31,25 M€. LCOE = 0,029 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 45,532 M€.

PARQUE EÓLICO HUÉNEJA III

Optimal solution found for each case of the sensitivity analysis:

SENSIT. ANALYSIS # 1 (Wind.1: 5,64m/s; Rad.1: 5,92kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)1: 3,5%-3\3%; Inf.F.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):
NPV = 8,565 M€. CO2 Emissions = 2,32 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 5,75 % . . E. renewable = 0% of demand. Investment = 73,25 M€. LCOE = 0,041 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 114,601 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 2 (Wind.1: 5,64m/s; Rad.1: 5,92kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)1: 3,5%-3\3%; Inf.F.1:Base; Pr.2: x2 x2 x1 x1):
NPV = 0 M€. CO2 Emissions = 0 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 0 % . . E. renewable = 0% of demand. Investment = 0 M€. LCOE = INF. €/kWh

SENSIT. ANALYSIS # 3 (Wind.1: 5,64m/s; Rad.1: 5,92kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)1: 3,5%-3\3%; Inf.F.1:Base; Pr3: x2 x1 x1 x1):
NPV = 1,657 M€. CO2 Emissions = 1,2 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 5,09 % . . E. renewable = 0% of demand. Investment = 70 M€. LCOE = 0,043 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 107,956 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 4 (Wind.1: 5,64m/s; Rad.1: 5,92kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)1: 3,5%-3\3%; Inf.F.1:Base; Pr4: x1 x2 x1 x1):
NPV = 7,655 M€. CO2 Emissions = 1,6 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 6,63 % . . E. renewable = 0% of demand. Investment = 31,25 M€. LCOE = 0,037 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 49,911 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 5 (Wind.1: 5,64m/s; Rad.1: 5,92kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)2: 5,5%-4%; Inf.F.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):
NPV = 10,849 M€. CO2 Emissions = 2,38 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 6,92 % . . E. renewable = 0% of demand. Investment = 76,75 M€. LCOE = 0,035 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 106,409 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 6 (Wind.1: 5,64m/s; Rad.1: 5,92kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)2: 5,5%-4%; Inf.F.1:Base; Pr.2: x2 x2 x1 x1):
NPV = 0 M€. CO2 Emissions = 0 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 0 % . . E. renewable = 0% of demand. Investment = 0 M€. LCOE = INF. €/kWh

SENSIT. ANALYSIS # 7 (Wind.1: 5,64m/s; Rad.1: 5,92kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)2: 5,5%-4%; Inf.F.1:Base; Pr3: x2 x1 x1 x1):
NPV = 5,044 M€. CO2 Emissions = 1,26 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 6,34 % . . E. renewable = 0% of demand. Investment = 73,5 M€. LCOE = 0,037 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 100,533 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 8 (Wind.1: 5,64m/s; Rad.1: 5,92kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)2: 5,5%-4%; Inf.F.1:Base; Pr4: x1 x2 x1 x1):
NPV = 7,887 M€. CO2 Emissions = 1,6 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 7,77 % . . E. renewable = 0% of demand. Investment = 31,25 M€. LCOE = 0,032 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 44,335 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 9 (Wind.1: 5,64m/s; Rad.1: 5,92kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)3: 6,5%-5%; Inf.F.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):
NPV = 18,049 M€. CO2 Emissions = 2,5 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 7,99 % . . E. renewable = 0% of demand. Investment = 83,75 M€. LCOE = 0,033 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 115,44 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 10 (Wind.1: 5,64m/s; Rad.1: 5,92kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)3: 6,5%-5%; Inf.F.1:Base; Pr.2: x2 x2 x1 x1):
NPV = 0 M€. CO2 Emissions = 0 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 0 % . . E. renewable = 0% of demand.
Investment = 0 M€. LCOE = INF. €/kWh

SENSIT. ANALYSIS # 11 (Wind.1: 5,64m/s; Rad.1: 5,92kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)3: 6,5%-5%; Inf.F.1:Base; Pr3: x2 x1 x1 x1):
NPV = 11,945 M€. CO2 Emissions = 1,26 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 7,57 % . . E. renewable = 0% of demand.
Investment = 73,5 M€. LCOE = 0,035 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 100,7 M€.

SENSIT. ANALYSIS # 12 (Wind.1: 5,64m/s; Rad.1: 5,92kWh/m²; Load.1: 0GWh/day; (I-gE)3: 6,5%-5%; Inf.F.1:Base; Pr4: x1 x2 x1 x1):
NPV = 10,413 M€. CO2 Emissions = 1,6 kt/yr. Unmet load = 0 GWh/yr (0%). IRR = 8,9 % . . E. renewable = 0% of demand.
Investment = 31,25 M€. LCOE = 0,03 €/kWh. E. sold to AC grid (NPC) = 44,408 M€.

ANEXO IV. RESULTADOS OBTENIDOS PARA CADA CONDICIÓN

CONDICIÓN 1

PARQUE EÓLICO TREVAGO

Casos	VAN (M€)	Emis.CO2(kt/yr)	TIR(%)	Investment(M€)	LCOE (€/kWh)	No. PV. gen.	No. Wind T.
Caso Base	82,37	1,26	11,75	73,50	0,026	0,00	21,00
Caso 1	76,82	1,26	12,98	73,50	0,022	0,00	21,00
Caso 2	83,87	1,36	14,03	75,38	0,021	3,00	21,00

PARQUE EÓLICO SANTA MARÍA DE NIEVA

Casos	VAN(M€)	Emis.CO2(kt/yr)	TIR(%)	Investment(M€)	LCOE (€/kWh)	No. PV. gen.	No. Wind T.
Caso Base	34,37	1,84	7,64	84,75	0,035	18	21
Caso 1	34,97	1,84	8,9	84,75	0,030	18	21
Caso 2	42,83	1,84	10,11	84,75	0,027	18	21

PARQUE EÓLICO HUÉNEJA III

Casos	VAN (M€)	Emis.CO2(kt/yr)	TIR(%)	Investment(M€)	LCOE (€/kWh)	No. PV. gen.	No. Wind T.
Caso Base	11,21	2,2	6,11	66,25	0,040	50	10
Caso 1	10,85	2,38	6,92	76,75	0,035	50	13
Caso 2	18,05	2,5	7,99	83,75	0,033	50	15

Tabla 11. Resultados cuando se aplica la Condición 1 en los tres parques. Fuente Elaboración propia.

 **CONDICIÓN 2**
PARQUE EÓLICO TREVAGO

Casos	VAN (M€)	Emis,CO2(kt/yr)	TIR(%)	Investment(M€)	LCOE (€/kWh)	No, PV, gen,(MWp)	No, Wind T,
Caso Base	82,37	1,26	11,75	73,50	0,026	0,00	21,00
Caso 1	0,67	1	5,85	42	0,0392	0	12
Caso 2	7,43	1	6,98	42	0,0366	0	12

PARQUE EÓLICO SANTA MARÍA DE NIEVA

Casos	VAN (M€)	Emis,CO2(kt/yr)	TIR(%)	Investment(M€)	LCOE (€/kWh)	No, PV, gen,(MWp)	No, Wind T,
Caso Base	34,37	1,84	7,64	84,75	0,035	18	21
Caso 1	0	0	0	0	0	0	0
Caso 2	0	0	0	0	0	0	0

PARQUE EÓLICO HUÉNEJA III

Casos	VAN (M€)	Emis,CO2(kt/yr)	TIR(%)	Investment(M€)	LCOE (€/kWh)	No, PV, gen,(MWp)	No, Wind T,
Caso Base	11,21	2,2	6,11	66,25	0,040	50	10
Caso 1	0	0	0	0	0	0	0
Caso 2	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 12. Resultados cuando se aplica la Condición 2 en los tres parques. Fuente Elaboración propia.

 **CONDICIÓN 3**

PARQUE EÓLICO TREVAGO							
Casos	VAN(M€)	Emis.CO2(kt/yr)	TIR(%)	Investment(M€)	LCOE (€/kWh)	No. PV. Gen	No. Wind T.
Caso Base	82,37	1,26	11,75	73,50	0,026	0,00	21
Caso 1	76,82	1,26	12,98	73,5	0,0219	0	21
Caso 2	83,84	1,26	14,19	73,5	0,0203	0	21
PARQUE EÓLICO SANTA MARÍA DE NIEVA							
Casos	VAN (M€)	Emis.CO2(kt/yr)	TIR(%)	Investment(M€)	LCOE (€/kWh)	No. PV. Gen	No. Wind T.
Caso Base	34,37	1,84	7,64	84,75	0,035	18	21
Caso 1	33,30	1,26	9,18	73,5	0,0289	0	21
Caso 2	40,25	1,26	10,39	73,5	0,0269	0	21
PARQUE EÓLICO HUÉNEJA III							
Casos	VAN (M€)	Emis.CO2(kt/yr)	TIR(%)	Investment(M€)	LCOE (€/kWh)	No. PV. Gen	No. Wind T.
Caso Base	11,21	2,2	6,11	66,25	0,040	50	10
Caso 1	5,044	1,26	6,34	73,5	0,0372	0	21
Caso 2	11,945	1,26	7,57	73,5	0,0346	0	21

Tabla 13. Resultados cuando se aplica la Condición 3 en los tres parques. Fuente Elaboración propia.

 **CONDICIÓN 4**

PARQUE EÓLICO TREVAGO							
Casos	VAN (M€)	Emis.CO2(kt/yr)	TIR(%)	Investment(M€)	LCOE (€/kWh)	No. PV. Gen	No. Wind T.
Caso Base	82,37	1,26	11,75	73,50	0,026	0,00	21,00
Caso 1	3,37	2,02	6,13	55,75	0,0379	50	7
Caso 2	10,01	1,95	7,22	56,75	0,0355	46	8
PARQUE EÓLICO SANTA MARÍA DE NIEVA							
Casos	VAN (M€)	Emis.CO2(kt/yr)	TIR(%)	Investment(M€)	LCOE (€/kWh)	No. PV. Gen	No. Wind T.
Caso Base	34,37	1,84	7,64	84,75	0,035	18	21
Caso 1	9,01	1,60	8,04	31,25	0,031	50	0
Caso 2	11,54	1,60	9,16	31,25	0,0289	50	0
PARQUE EÓLICO HUÉNEJA III							
Casos	VAN (M€)	Emis.CO2(kt/yr)	TIR(%)	Investment(M€)	LCOE (€/kWh)	No. PV. Gen	No. Wind T.
Caso Base	11,21	2,2	6,11	66,25	0,040	50	10
Caso 1	7,887	1600	7,77	31,25	0,0323	50	0
Caso 2	10,413	1600	8,9	31,25	0,0302	50	0

Tabla 14. Resultados cuando se aplica la Condición 4 en los tres parques. Fuente Elaboración propia.