

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA ICAI



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

**ICAI**

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA HÍBRIDO DE  
GENERACIÓN EÓLICO-SOLAR PARA EL ABASTECIMIENTO  
ENERGÉTICO DE UNA PLANTA DE METANOL VERDE**

Autor: José María García de Quevedo Ortiz

Director: Alberto Rodríguez Galindo

Madrid

Julio de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA HÍBRIDO DE GENERACIÓN  
EÓLICO-SOLAR PARA EL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE UNA  
PLANTA DE METANOL VERDE  
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico 2024-2025 es de mi autoría, original e inédito y  
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es  
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada  
de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: José María García de Quevedo Ortiz Fecha: 18/07/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Alberto Rodríguez Galindo

Fecha: 18/07/2025

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA ICAI



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

**ICAI**

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA HÍBRIDO DE  
GENERACIÓN EÓLICO-SOLAR PARA EL ABASTECIMIENTO  
ENERGÉTICO DE UNA PLANTA DE METANOL VERDE**

Autor: José María García de Quevedo Ortiz

Director: Alberto Rodríguez Galindo

Madrid

Julio de 2025

# **DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA HÍBRIDO DE GENERACIÓN EÓLICO-SOLAR PARA EL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE UNA PLANTA DE METANOL VERDE**

**Autor:** García de Quevedo Ortiz, José María.

Director: Rodríguez Galindo, Alberto.

Entidad Colaboradora: Driza Green Partners, S.L.

## **RESUMEN DEL PROYECTO**

### **1. Introducción y contexto**

La urgencia por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero está impulsando la búsqueda de combustibles sostenibles que permitan descarbonizar sectores industriales y del transporte difíciles de electrificar. Entre ellos, el metanol verde se posiciona como una solución clave: un compuesto líquido, fácilmente transportable y compatible con la infraestructura existente, que puede utilizarse como materia prima química, combustible marítimo o portador energético. Su producción, sin embargo, requiere una fuente energética renovable, continua y fiable, lo que plantea un reto tecnológico y de integración energética.

### **2. Definición del proyecto**

Este Trabajo de Fin de Máster tiene como objetivo principal el diseño y dimensionamiento de un sistema híbrido de generación de energía renovable, basado en energía eólica y solar fotovoltaica, que sea capaz de cubrir las necesidades energéticas de una planta de producción de metanol verde con una capacidad de producción anual de 100.000 toneladas.

La planta se ubica en el norte de Perú, concretamente en la zona de La Brea, provincia de Talara, donde existe un elevado potencial renovable y condiciones logísticas favorables para su operación.

### **3. Alcance técnico**

El proyecto comienza analizando el funcionamiento general de una planta de metanol verde, incluyendo la producción de hidrógeno por electrólisis alimentada con electricidad renovable, la captura y compresión de CO<sub>2</sub>, y la síntesis catalítica del metanol y posterior purificación, para estimar la energía necesaria para producir 100.000 toneladas de metanol verde al año.

En base a estos procesos, se ha estimado una demanda eléctrica anual total de 1.112 GWh para operar la planta de metanol verde y producir la cantidad deseada de metanol. Esta demanda energética es la que se toma como referencia para dimensionar el sistema renovable.

#### 4. Metodología empleada

El estudio del recurso eólico se ha realizado a partir de información de Vortex y Global Wind Atlas. La ubicación y el layout de los aerogeneradores se han optimizado mediante Google Earth Pro, considerando criterios técnicos como distancias mínimas entre turbinas y orientación dominante del viento. Los análisis del parque eólico se han llevado a cabo con WAsP y Windographer, incluyendo la generación de un año tipo representativo a partir de datos de la base ERA5.

Para la parte solar, el estudio de recurso se ha realizado con datos de Global Solar Atlas y Photovoltaic Geographical Information System. Para el análisis del parque fotovoltaico se han utilizado simulaciones en PVSyst y datos de Meteonorm.

#### 5. Resultados clave

El sistema híbrido diseñado consta de:

- Un parque eólico de 201,6 MW de potencia instalada compuesto por 28 aerogeneradores Vestas del modelo V172 de 7,2 MW.
- Una planta solar fotovoltaica de 200,5 MWp compuesta por módulos de Trina Solar del modelo TSM-NEG-21C-20-700 Vertex de tecnología monocristalina y bifacial.

La producción renovable anual esperada asciende a:

- 615.850 MWh eólicos.
- 500.110 MWh solares.

La producción total asciende a 1.115.960 MWh anuales, lo que permite cubrir el 100,35 % de la demanda energética anual de la planta de metanol.

Se ha comprobado, además, que la generación combinada suaviza las variaciones horarias gracias a la complementariedad de los recursos, lo que facilita una operación más estable y reduce la dependencia de la red.

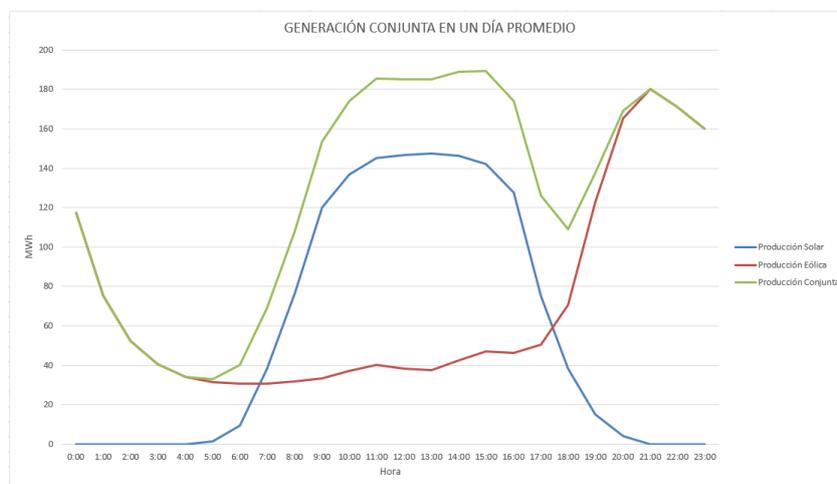


Imagen 1. Generación conjunta del sistema híbrido en un día promedio

Por otro lado, se ha comprobado que el sistema es económicamente viable y entra dentro de los rangos de inversión para proyectos de dimensiones similares.

La solución propuesta no solo es económica y técnicamente viable, sino también estratégica para posicionar al metanol verde como alternativa competitiva en mercados emergentes de combustibles sostenibles.

## 6. Conclusiones

El proyecto demuestra que es viable desarrollar un sistema híbrido renovable capaz de abastecer una planta de metanol verde de gran escala, partiendo de condiciones reales de emplazamiento y considerando criterios técnicos rigurosos.

Esta propuesta sienta las bases para el desarrollo de proyectos similares en otras regiones con alto recurso renovable, y representa una contribución directa a la transición energética, desde una perspectiva integrada entre generación, conversión y uso final de la energía.



Imagen 2. Sistema de producción de Metanol Verde (Fuente: Iberdrola)

## 7. Referencias

1. IRENA y Methanol Institute. (2021). *RENEWABLE METHANOL*. Innovation Outlook. International Renewable Energy Agency en colaboración con el Methanol Institute.
2. Futuro Eléctrico. *Metanol verde | Qué es y cuáles son las ventajas de este combustible renovable*. <https://futuroelectrico.com/metanol-verde/>
3. Iberdrola. *Metanol verde: el combustible que puede acelerar la transición energética del transporte marítimo*. <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/metanol-verde>

# **DESIGN AND SIZING OF A HYBRID WIND-SOLAR GENERATION SYSTEM TO POWER A GREEN METHANOL PLANT**

**Author: García de Quevedo Ortiz, José María**

Supervisor: Rodríguez Galindo, Alberto

Collaborating Entity: Driza Green Partners, S.L.

## **ABSTRACT**

### **1. Introduction and context**

The urgent need to reduce greenhouse gas emissions is driving the search for sustainable fuels that can decarbonize industrial sectors and transport modes that are difficult to electrify. Among them, green methanol stands out as a key solution: a liquid compound, easily transportable and compatible with existing infrastructure, that can be used as a chemical feedstock, marine fuel, or energy carrier. However, its production requires a renewable, continuous, and reliable energy supply, which presents a technological and energy integration challenge.

### **2. Project definition**

The main objective of this Master's Thesis is the design and dimensioning of a hybrid renewable energy generation system, based on wind and solar photovoltaic energy, capable of meeting the energy demands of a green methanol production plant with an annual output capacity of 100.000 tonnes.

The plant is located in northern Peru, specifically in the La Brea area, Talara province, where there is high renewable potential and favorable logistics conditions for its operation.

### **3. Technical scope**

The project begins with an analysis of the general operation of a green methanol plant, including the production of hydrogen via electrolysis powered by renewable electricity, CO<sub>2</sub> capture and compression, catalytic methanol synthesis, and subsequent purification. This allows estimation of the energy required to produce 100.000 tonnes of green methanol per year.

Based on these processes, the total annual electricity demand has been estimated at 1.112 GWh, which serves as the reference for sizing the renewable system.

### **4. Methodology**

The wind resource study was carried out using data from Vortex and the Global Wind Atlas. The location and layout of the wind turbines were optimized using Google Earth Pro, considering technical criteria such as minimum distances between turbines and dominant wind orientation. Wind analysis was conducted using WAsP and Windographer, including the generation of a representative typical year based on data from the ERA5 database.

For the solar part, the resource study was based on data from the Global Solar Atlas and the Photovoltaic Geographical Information System. PV performance analysis was performed using PVsyst simulations and Meteonorm data.

## 5. Key results

The designed hybrid system consists of:

- A wind farm with 201,6 MW of installed capacity, composed of 28 Vestas V172 turbines of 7,2 MW each.
- A photovoltaic plant with 200,5 MWp, using Trina Solar TSM-NEG-21C-20-700 Vertex modules with monocrystalline bifacial technology.

Expected annual renewable production:

- Wind: 615.850 MWh
- Solar: 500.110 MWh

Total production: 1.115.960 MWh, covering 100,35% of the annual energy demand of the methanol plant.

It has also been verified that the hybrid generation smooths hourly variations thanks to the complementary nature of the resources, enabling more stable operation and reducing reliance on the electrical grid.

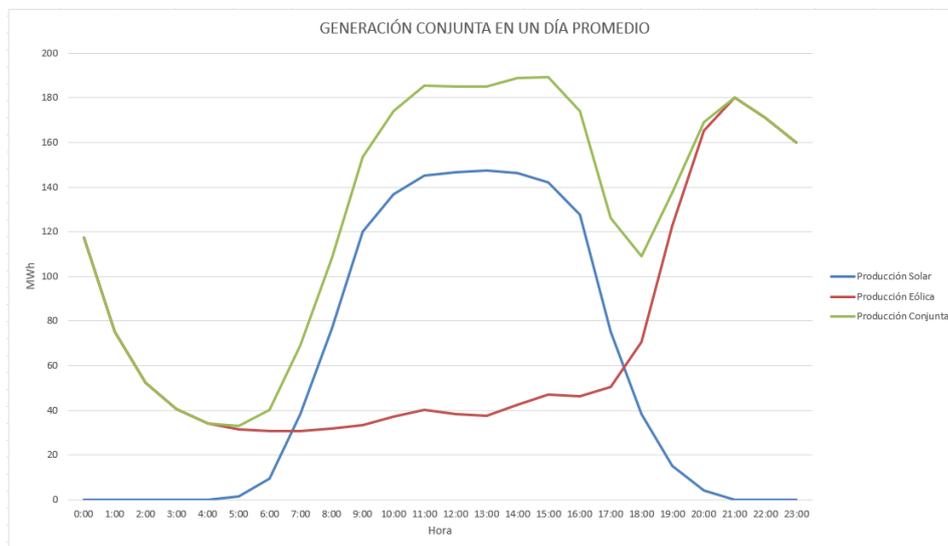


Image 1. Combined generation of the hybrid system on an average day

Additionally, the system has proven to be economically viable and falls within the investment ranges of similar-scale projects.

The proposed solution is not only technically and economically viable but also strategically relevant to position green methanol as a competitive alternative in emerging sustainable fuel markets.

## 6. Conclusions

The project demonstrates the feasibility of developing a renewable hybrid system capable of powering a large-scale green methanol plant, based on real site conditions and rigorous technical criteria.

This proposal lays the groundwork for similar developments in other regions with strong renewable potential and contributes directly to the energy transition through an integrated approach to energy generation, conversion, and end use.



Image 2. Green Methanol Production System (Source: Iberdrola)

## 7. References

1. IRENA y Methanol Institute. (2021). *RENEWABLE METHANOL*. Innovation Outlook. International Renewable Energy Agency en colaboración con el Methanol Institute.
2. Futuro Eléctrico. *Metanol verde | Qué es y cuáles son las ventajas de este combustible renovable*. <https://futuroelectrico.com/metanol-verde/>
3. Iberdrola. *Metanol verde: el combustible que puede acelerar la transición energética del transporte marítimo*. <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/metanol-verde>

# ÍNDICE DE LA MEMORIA

<b>PLIEGO DE CONDICIONES .....</b>	<b>15</b>
1. Introducción y estado de la cuestión.....	15
2. Marco normativo aplicable al proyecto .....	17
2.1. Legislación Nacional (Perú).....	17
2.2. Legislación Regional y Local de Piura .....	18
3. Condiciones técnicas y económicas del proyecto.....	19
4. Ubicación del proyecto .....	19
<b>MEMORIA Y CÁLCULOS.....</b>	<b>21</b>
<b>1. LA PLANTA DE METANOL VERDE .....</b>	<b>21</b>
1.1. Proceso de producción de metanol verde .....	22
1.1.1. Electrólisis del agua para producción de hidrógeno verde.....	22
1.1.2. Captura y tratamiento del CO <sub>2</sub> .....	25
1.1.3. Reacción de síntesis de metanol.....	27
1.1.4. Tratamiento, almacenamiento y gestión de subproductos .....	28
1.1.5. Supervisión y control del proceso .....	29
1.2. Capacidad de la planta de metanol verde y aporte energético necesario .....	30
1.2.1. Relación entre metanol e hidrógeno.....	31
1.2.2. Consumo eléctrico del electrolizador.....	31
1.2.3. Captura y compresión de CO <sub>2</sub> .....	31
1.2.4. Síntesis catalítica y destilación del metanol.....	32
1.2.5. Consumos auxiliares .....	32
1.2.6. Consumo total de la planta .....	32
1.2.7. Estimación de la potencia instalada necesaria del parque híbrido .....	34
1.3. Requerimiento de recurso hídrico.....	35
1.4. Conclusiones capítulo 1 .....	36
<b>2. SELECCIÓN Y EVALUACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO.....</b>	<b>37</b>
2.1. Selección del emplazamiento.....	37
2.2. Localización geográfica y acceso al recurso energético e hídrico .....	38
2.3. Recurso eólico: velocidades y orientación y densidad de potencia .....	39
2.4. Recurso solar: irradiación, estacionalidad y producción esperada .....	42
2.5. Disponibilidad, accesibilidad y calidad del recurso hídrico .....	44
2.5.1. Disponibilidad y fuentes de agua en la zona.....	44
2.5.2. Accesibilidad y tratamiento .....	45

2.5.3. Consideraciones medioambientales .....	45
2.6. Conclusiones capítulo 2 .....	45
<b>3. DISEÑO DEL SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-SOLAR .....</b>	<b>47</b>
3.1. Introducción general al diseño .....	47
3.2. Diseño del sistema eólico de generación .....	48
3.2.1. Selección del aerogenerador.....	48
3.2.2. Distribución y criterios de separación.....	49
3.2.3. Posiciones del parque eólico .....	50
3.2.4. Mapas de contorno y rugosidad .....	52
3.2.5. Producción anual del parque eólico .....	54
3.2.6. Determinación del año tipo y cálculo horario de generación.....	59
3.3. Diseño del sistema fotovoltaico de generación.....	62
3.3.1. Ubicación del parque fotovoltaico .....	62
3.3.2. Configuración del sistema de seguimiento.....	64
3.3.3. Selección de los módulos .....	65
3.3.4. Selección de los inversores .....	66
3.3.5. Configuración eléctrica del parque fotovoltaico .....	67
3.3.6. Pérdidas del parque fotovoltaico .....	70
3.3.7. Resultados de la simulación .....	71
3.3.8. Perfil horario medio .....	73
3.4. Generación conjunta del sistema híbrido.....	74
3.4.1. Complementariedad entre energía eólica y solar .....	74
3.4.2. Perfil combinado de generación diaria.....	74
3.4.3. Cobertura de la demanda energética .....	76
3.5. Conexión a red y modos de operación del sistema híbrido .....	77
3.5.1. Conexión a red eléctrica.....	77
3.5.2. Modos de operación .....	78
3.6. Conclusiones del capítulo 3 .....	81
<b>4. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA HÍBRIDO .....</b>	<b>82</b>
4.1. Costes estimados de inversión (CAPEX) .....	82
4.1.1. Presupuesto total del Parque Eólico .....	82
4.1.2. Presupuesto total del Parque Fotovoltaico .....	83
4.1.3. Presupuesto Total del Parque Híbrido .....	84
4.2. Costes estimados de operación y mantenimiento (OPEX).....	84
4.3. Rentabilidad: Cálculo de LCOE .....	85

4.4. Ingresos estimados por venta de metanol .....	85
4.5. Conclusiones capítulo 4 .....	86
<b>5. CONCLUSIONES, LIMITACIONES Y PERSPECTIVAS DE FUTURO .....</b>	<b>87</b>
5.1. Conclusiones generales .....	87
5.2. Limitaciones del estudio .....	87
5.3. Perspectivas de futuro .....	88
<b>6. REFERENCIAS .....</b>	<b>90</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>92</b>
ANEXO I. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS).....	92
ANEXO II. AEROGENERADOR VESTAS V172 - 7.2 MW .....	94
ANEXO III. INFORME DE LA SIMULACIÓN DEL PARQUE FOTOVOLTAICO	95
ANEXO IV. MÓDULOS TRINA TSM-NEG-21C-20-700 VERTEX .....	104
ANEXO V. TRACKERS SOLTEC SF7 .....	107
ANEXO VI. INVERSORES SINACON PV 4360.....	110

## ÍNDICE DE IMÁGENES

Imagen 1. Generación conjunta del sistema híbrido en un día promedio.....	5
Imagen 2. Sistema de producción de Metanol Verde (Fuente: Iberdrola).....	6
Imagen 3. Gradiente eólico en el emplazamiento seleccionado (Fuente: Global Wind Atlas) .....	40
Imagen 4. Velocidad media y rosa de vientos en el emplazamiento seleccionado (Fuente: Vortex).....	40
Imagen 5. Rosa de vientos de energía en el emplazamiento seleccionado (Fuente: Global Wind Atlas) .....	41
Imagen 6. Gradiente solar en el emplazamiento seleccionado (Fuente: Global Solar Atlas) .....	42
Imagen 7. Información diaria del recurso eólico en el emplazamiento (Fuente: Global Solar Atlas) .....	43
Imagen 8. Información anual del recurso eólico en el emplazamiento (Fuente: Global Solar Atlas) .....	43
Imagen 9. Aerogeneradores del Parque Eólico Metalara (Fuente: Google Earth Pro)...	51
Imagen 10. Mapa de contorno Parque Eólico Metalara (Fuente: WASP).....	54
Imagen 11. Curva de potencia de la V172-7.2 (Fuente: VESTAS) .....	55
Imagen 12. Rosa de vientos y curva de velocidad (Fuente: WASP) .....	56
Imagen 13. Resultados de la simulación del parque eólico (Fuente: WASP) .....	56
Imagen 14. Ubicación de la Planta Fotovoltaica Metalara (Fuente: Google Eath Pro). 62	
Imagen 15. Coordenadas de la Planta Fotovoltaica Metalara (Fuente: PVsyst) .....	63
Imagen 16. Datos de irradiación en el emplazamiento (Fuente: PVsyst).....	64
Imagen 17. Sistema de seguimiento del parque fotovoltaico (Fuente: PVsyst) .....	64
Imagen 18. Parámetros del módulo TSM-NEG.21C.20.700 Vertex (Fuente: PVsyst) ..	65
Imagen 19. Dimensiones del módulo TSM-NEG.21C.20.700 Vertex (Fuente: PVsyst) 66	
Imagen 20. Parámetros del Inversor Sinacon PV4360 (Fuente: PVsyst) .....	67
Imagen 21. Resumen del Parque Fotovoltaico Metalara (Fuente: PVsyst).....	69
Imagen 22. Especificaciones del Parque Fotovoltaico Metalara (Fuente: PVsyst).....	69
Imagen 23. Pérdidas óhmicas del parque fotovoltaico (Fuente: PVsyst) .....	70
Imagen 24. Gráfica de pérdidas del parque fotovoltaico (Fuente: PVsyst).....	71
Imagen 25. Resultados de la simulación del Parque Fotovoltaico Metalara (Fuente: PVsyst) .....	72
Imagen 26. Modo de absorción de energía de la red .....	79
Imagen 27. Modo autoconsumo .....	80
Imagen 28. Modo de entrega de energía a la red.....	81
Imagen 29. Objetivos de Desarrollo Sostenible (Fuente: ONU).....	92

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Consumo anual y potencia instalada de la planta de metanol verde.....	33
Tabla 2. Aerogeneradores del módulo Metalara .....	51
Tabla 3. Aerogeneradores del módulo Lobito .....	52
Tabla 4. Aerogeneradores del módulo Máncora .....	52
Tabla 5. Aerogeneradores del módulo Enance .....	52
Tabla 6. Resultados globales del Parque Eólico Metalara .....	57
Tabla 7. Valor medio de viento anual de 2005 a 2024 (Fuente: ERA 5) .....	60
Tabla 8. Presupuesto de ejecución material del parque eólico (1).....	82
Tabla 9. Presupuesto de ejecución material del parque eólico (2).....	83
Tabla 10. Presupuesto de ejecución material del parque fotovoltaico.....	83

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Curva horaria de energía generada por el parque eólico en un día promedio	61
Figura 2. Curva horaria de generación de energía del parque fotovoltaico en un día promedio.....	73
Figura 3. Curva horaria de generación de energía del sistema híbrido en un día promedio.....	75

# PLIEGO DE CONDICIONES

## 1. Introducción y estado de la cuestión

La creciente demanda de energía, junto con los problemas que supone el cambio climático, ha impulsado una transformación mundial hacia sistemas energéticos más sostenibles. Así, las energías renovables han aparecido como una solución fundamental para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y garantizar un suministro energético limpio, eficiente y sostenible. En 2023, se añadieron 585 GW de nueva capacidad renovable en todo el mundo (un récord histórico), con un crecimiento del 15,1 % impulsado por tecnologías solar, eólica e hidráulica, que representaron el 92 % de la expansión total. Estas fuentes ya suponen más del 30 % de la generación eléctrica global <sup>[1]</sup>.

No obstante, la intermitencia inherente a la generación renovable, especialmente en los sistemas solares y eólicos, plantea desafíos importantes para asegurar un suministro energético continuo, algo especialmente crítico en procesos industriales de alta demanda constante. De esta forma, el desarrollo de sistemas híbridos que combinen ambas fuentes aparece como una solución técnica eficaz, al aprovechar su complementariedad horaria y estacional.

Por otro lado, los nuevos combustibles verdes, como el metanol verde, han aparecido como fuentes de energía clave en la transición hacia un futuro bajo en carbono. El metanol verde, producido a partir de hidrógeno generado mediante electrólisis alimentada por energía renovable y dióxido de carbono capturado, tiene el potencial de descarbonizar sectores de difícil electrificación, como la industria química y el transporte marítimo. En 2022, la demanda mundial de metanol superó los 88 millones de toneladas, con una tasa de crecimiento proyectada cercana al 4 % anual <sup>[2]</sup>, lo que evidencia su potencial estratégico a medio plazo.

Para la producción sostenible de metanol verde, resulta esencial garantizar un suministro energético renovable, eficiente y continuo mediante el diseño de sistemas híbridos que combinen energía eólica y solar. Estos sistemas ofrecen una solución integral, aprovechando la complementariedad de ambas fuentes: la energía solar maximiza la generación durante las horas diurnas, mientras que la eólica puede proporcionar

electricidad en horarios nocturnos y en condiciones meteorológicas desfavorables para la generación solar.

Actualmente, existen diversas opciones para la producción de metanol desfosilizado, en el cual el carbono proviene de material orgánico de origen renovable y el hidrógeno se ha producido sin emisiones de carbono. Existen tres rutas de producción principales: el reformado de biogás, que convierte biogás en gas de síntesis para producir metanol; la gasificación de biomasa, que utiliza vapor de agua para generar gas de síntesis a partir de biomasa; y la hidrogenación de CO<sub>2</sub>, donde el CO<sub>2</sub> capturado reacciona con hidrógeno para formar metanol, ya sea directamente o a través de gas de síntesis.

Entre estas alternativas, la hidrogenación de CO<sub>2</sub> destaca por su interés, ya que utiliza carbono capturado previamente e hidrógeno verde generado a través de electrólisis con electricidad de origen renovable. Es especialmente relevante la opción de producir metanol directamente en un solo reactor a partir de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>, sin necesidad de pasar por un reactor previo para generar gas de síntesis. Esta simplificación del proceso podría aumentar su productividad, aunque actualmente presenta limitaciones debido al equilibrio químico de la reacción.

En cuanto al desarrollo actual de plantas de metanol verde, España está consolidándose como líder en la producción de metanol verde en Europa, con proyectos destacados que posicionan al país a la vanguardia de esta tecnología. Por ejemplo, la planta que Cepsa y C2X desarrollarán en El Puerto de Huelva tendrá una capacidad de producción anual estimada de 300.000 toneladas, lo que la convertirá en la mayor planta de metanol verde de toda Europa <sup>[3]</sup>.

Las turbinas eólicas terrestres han experimentado avances significativos en las últimas décadas, con potencias unitarias que actualmente alcanzan hasta 7,5 MW. Estos desarrollos han permitido incrementar la generación de electricidad en más del 35% utilizando menos terreno, optimizando así el aprovechamiento del recurso eólico.

En paralelo, la tecnología fotovoltaica ha mejorado notablemente en eficiencia y potencia y se espera hasta 2030 una tendencia positiva, impulsando una mayor adopción de la energía solar en la generación mundial.

La combinación de estas tecnologías en sistemas híbridos de generación eólico-solar ofrece una solución efectiva para la generación de energía renovable, aprovechando las ventajas de cada fuente y mejorando la estabilidad y eficiencia del suministro eléctrico.

Este trabajo de fin de máster tiene como objetivo principal el diseño y dimensionamiento de un sistema híbrido de generación eléctrica basado en energía eólica y solar, para suministrar de forma eficiente la energía requerida en una planta de producción de metanol verde que se situará en Perú.

A partir de un análisis detallado del potencial eólico y solar del emplazamiento que se ha seleccionado, se determinará la capacidad óptima de ambos recursos, maximizando la estabilidad y minimizando la intermitencia en el suministro. El proyecto busca asegurar la viabilidad técnica y económica del sistema propuesto, contribuyendo a la descarbonización mediante la producción sostenible de metanol, disminuyendo así el impacto ambiental asociado al uso de combustibles fósiles.

## **2. Marco normativo aplicable al proyecto**

El presente proyecto se emplaza en el distrito de La Brea, provincia de Talara, en la región de Piura (norte de Perú). Esta ubicación ha sido seleccionada por sus excelentes condiciones de recurso eólico y solar, como se expone más adelante en el capítulo correspondiente al emplazamiento. A continuación, se presenta la normativa de referencia que regula la ejecución de este tipo de proyectos, tanto a nivel nacional como regional.

### **2.1. Legislación Nacional (Perú)**

- Ley N° 31992 (2024): Ley de promoción del hidrógeno verde: declara de interés nacional el desarrollo del hidrógeno verde y sus derivados (como el metanol), fomentando su certificación, producción y uso.
- Decreto Legislativo N° 1629 (2024): Modifica la Ley 31992, estableciendo que solo podrá considerarse “hidrógeno verde” aquel generado mediante energías renovables.
- Ley N° 28832 (2006): Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, fomenta la inversión en generación renovable y regula la participación en el mercado eléctrico.

- Decreto Legislativo N° 1002 (2008): Promueve la inversión en generación con energías renovables no convencionales (eólica, solar, biomasa, etc.) y establece beneficios específicos.
- Decreto Supremo N° 050-2008-EM: Reglamento de la Ley 1002, detalla los mecanismos de promoción, acceso a red, retribución y procedimientos para proyectos de energías renovables.
- Ley N° 27345: Ley de promoción del uso eficiente de la energía, aplicable a procesos industriales y generación eléctrica.
- Ley N° 30754 (2018): Ley Marco de Cambio Climático, que impulsa tecnologías limpias y proyectos de baja huella de carbono, incluyendo hidrógeno verde y captura de CO<sub>2</sub>.
- Reglamento Ambiental para las Actividades Eléctricas (DS N° 014-2019-EM): Establece los requerimientos para los estudios de impacto ambiental de proyectos de generación y transmisión eléctrica.
- Ley N° 30230: Ley que establece medidas para la simplificación de procedimientos administrativos en proyectos de inversión.

## **2.2. Legislación Regional y Local de Piura**

- Plan Regional de Desarrollo Concertado de Piura (2022-2025): Incluye como objetivo estratégico el impulso a proyectos de generación renovable y el aprovechamiento del recurso solar y eólico en Talara y zonas adyacentes.
- Ordenanzas Regionales de Piura: Fomentan el uso de energías limpias en actividades industriales, agrícolas y de transporte en zonas rurales con acceso limitado a la red eléctrica.
- Municipalidad Provincial de Talara – Ordenanzas Locales: Aplicables en temas de uso del suelo, licencias de construcción, impacto ambiental y permisos para infraestructuras técnicas.
- Dirección Regional de Energía y Minas (DREM Piura): Autoridad competente en el seguimiento, fiscalización y evaluación de proyectos energéticos a nivel regional.

### **3. Condiciones técnicas y económicas del proyecto**

El diseño y dimensionamiento de este sistema híbrido se enmarca en un contexto técnico y económico concreto. Desde el punto de vista normativo, Perú presenta un entorno favorable para el desarrollo de proyectos energéticos renovables, con incentivos regulatorios y un marco legal en proceso de modernización para incorporar nuevas tecnologías como la producción de hidrógeno verde y sus derivados, entre ellos el metanol. A diferencia de lo que ocurre en algunos países europeos, la legislación peruana es aún flexible en muchos aspectos, lo cual permite una mayor libertad técnica en el planteamiento del sistema.

En el desarrollo del presente trabajo se considerarán los siguientes condicionantes técnicos y económicos: se parte de una inversión estimada de **250 millones de euros**, centrada en el diseño y coste del sistema de generación eléctrica renovable. El objetivo será encontrar una solución energética que, además de cubrir completamente la demanda de la planta de metanol verde, maximice el aprovechamiento de los recursos eólico y solar disponibles en el emplazamiento, y minimice los costes a lo largo del ciclo de vida de la instalación.

Desde un punto de vista técnico, se trabajará con potencias y tecnologías actualmente disponibles en el mercado, recurriendo a estimaciones basadas en fabricantes de referencia (como Vestas, Siemens Gamesa o Nordex en el sector eólico, o Trina Solar y JinkoSolar en el fotovoltaico). Se tendrán en cuenta también los costes asociados a las obras civiles, las infraestructuras eléctricas, y los sistemas auxiliares. Todo ello bajo criterios realistas, respetando el marco normativo vigente, y persiguiendo una solución viable tanto desde el punto de vista técnico como económico.

### **4. Ubicación del proyecto**

La selección del emplazamiento ha sido un aspecto clave en la definición del proyecto, ya que la viabilidad técnica del sistema híbrido eólico-solar depende directamente de la calidad del recurso renovable disponible. Tras una evaluación preliminar de distintas zonas del territorio peruano, se ha optado por ubicar el proyecto en el distrito de La Brea, provincia de Talara (departamento de Piura), una región con alto potencial tanto eólico como solar.

La elección de este emplazamiento responde a varios factores: su proximidad al litoral, que garantiza un buen recurso eólico de carácter estable; una elevada radiación solar durante todo el año; la disponibilidad de terreno no urbanizado susceptible de ser utilizado para infraestructuras renovables; y la presencia de redes de transporte de energía cercanas, lo que podría facilitar la evacuación eléctrica en futuros desarrollos reales.

Este entorno resulta especialmente propicio para validar el modelo híbrido propuesto, permitiendo maximizar la generación renovable y minimizar los costes asociados al almacenamiento o a la infrautilización de las instalaciones.

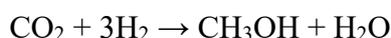
# MEMORIA Y CÁLCULOS

## 1. LA PLANTA DE METANOL VERDE

El metanol verde es un combustible renovable que se produce mediante la síntesis de hidrógeno verde y dióxido de carbono capturado. A diferencia del metanol convencional, que se obtiene a partir de gas natural mediante procesos altamente emisores de CO<sub>2</sub>, el metanol verde permite reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero. Este tipo de combustible es especialmente relevante en sectores industriales de difícil electrificación, como el transporte marítimo, la industria química y los procesos de alta temperatura.

El proceso de producción de metanol verde se basa en dos etapas principales. La primera es la obtención de hidrógeno mediante electrólisis del agua, un proceso que utiliza electricidad para descomponer el agua en oxígeno e hidrógeno. Si esta electricidad proviene de fuentes renovables, como la energía eólica o solar, el hidrógeno producido se considera verde. La tecnología más empleada en la actualidad para este fin incluye los electrolizadores de tipo alcalino y PEM (Proton Exchange Membrane). La eficiencia eléctrica de estos sistemas se sitúa entre el 67 % y el 80 %, lo que implica un consumo de entre 50 y 55 kilovatios hora por cada kilogramo de hidrógeno producido <sup>[4][5]</sup>.

La segunda etapa consiste en la síntesis de metanol a partir del hidrógeno verde y del dióxido de carbono previamente capturado, que puede proceder de fuentes industriales o del aire mediante tecnologías de captura directa. La reacción química principal que tiene lugar en esta etapa es la siguiente:



Esta reacción es exotérmica y requiere condiciones controladas de presión y temperatura, así como la presencia de catalizadores específicos, generalmente basados en cobre. La síntesis directa de metanol a partir de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub> es un proceso atractivo desde el punto de vista técnico, ya que permite simplificar la cadena de producción al prescindir de la generación intermedia de gas de síntesis (syngas). Sin embargo, todavía existen desafíos relacionados con la baja conversión y la necesidad de optimizar el equilibrio de la reacción, lo que limita la productividad a escala industrial.

Desde el punto de vista del consumo de recursos, el proceso requiere cantidades considerables de agua y dióxido de carbono. Para obtener un kilogramo de hidrógeno mediante electrólisis se necesitan aproximadamente 9 litros de agua en condiciones estequiométricas, aunque en la práctica esta cifra puede elevarse a entre 20 y 30 litros debido a las pérdidas y a la necesidad de usar agua de alta pureza <sup>[4]</sup>. Para producir una tonelada de metanol se requiere aproximadamente 1,38 toneladas de CO<sub>2</sub> y 0,1875 toneladas de hidrógeno (lo que a su vez requiere alrededor de 1,7 toneladas de agua), según la estequiometría de la reacción <sup>[6]</sup>.

El metanol verde se ha convertido en una de las alternativas más prometedoras en la transición energética, tanto por su capacidad de sustituir a combustibles fósiles como por su aplicabilidad en procesos industriales existentes. Su producción eficiente depende, no obstante, de la disponibilidad de electricidad renovable a gran escala y de tecnologías de síntesis bien optimizadas. Este trabajo se centra precisamente en dimensionar un sistema de generación híbrido que pueda suministrar la energía necesaria para una planta de metanol verde, garantizando su viabilidad técnica y ambiental.

## **1.1. Proceso de producción de metanol verde**

En este subapartado se describirán de forma detallada y ordenada todas las etapas necesarias en la planta para la producción de metanol verde, así como la gestión de los productos obtenidos durante el proceso.

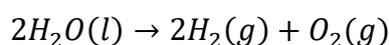
Como se ha mencionado anteriormente, el proceso de producción de metanol verde consta de dos etapas principales: la generación de hidrógeno verde mediante electrólisis del agua (utilizando fuentes de energía renovables) y la síntesis del metanol a partir de ese hidrógeno y CO<sub>2</sub> capturado. A continuación, se describen con detalle todas las etapas del proceso.

### **1.1.1. Electrólisis del agua para producción de hidrógeno verde**

El proceso de electrólisis del agua representa una de las rutas más limpias para obtener hidrógeno, siempre que se utilice electricidad generada a partir de fuentes renovables. Esta tecnología se basa en el principio de que una corriente eléctrica continua puede descomponer el agua (H<sub>2</sub>O) en sus elementos constituyentes, oxígeno (O<sub>2</sub>) e hidrógeno (H<sub>2</sub>). El hidrógeno generado de este modo se denomina hidrógeno verde y constituye un

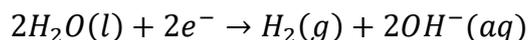
vector energético fundamental en aplicaciones de descarbonización, como la síntesis de metanol verde.

Durante la electrólisis, el agua actúa como electrolito y se separa mediante una celda electroquímica compuesta por un ánodo y un cátodo, donde ocurren las reacciones de oxidación y reducción, respectivamente. En el cátodo, el agua recibe electrones y se transforma en hidrógeno gaseoso e iones hidroxilo; mientras que, en el ánodo, los iones hidroxilo liberan oxígeno, agua y electrones. Estas reacciones dependen de la configuración tecnológica del sistema, pero la ecuación general es <sup>[7]</sup>:



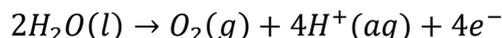
Esta se divide en dos semirreacciones:

En el cátodo (reacción de reducción):



Siendo el potencial estándar de reducción en el cátodo de,  $E^\circ = 0 V$

En el ánodo (reacción de oxidación):



Siendo el potencial estándar de reducción en el ánodo de,  $E^\circ = -1,23 V$

Finalmente, el voltaje teórico necesario para realizar el proceso de electrólisis del agua es la diferencia entre ambos potenciales:

$$E_{celda}^\circ = E_{cátodo}^\circ - E_{ánodo}^\circ = 1,23 V$$

Esta reacción exige un aporte energético mínimo de aproximadamente 1,23 V en condiciones estándar (25 °C, 1 atm), aunque en la práctica se requieren valores mayores debido a fenómenos como el sobrepotencial de activación, pérdidas óhmicas y efectos de concentración <sup>[8]</sup>. Así, los sistemas industriales operan normalmente con tensiones comprendidas entre 1,6 y 2,2 V por celda.

Existen varias tecnologías comerciales de electrólisis, cada una con características diferenciadas [9]:

- **Electrólisis alcalina:** es la más madura y extendida. Utiliza una disolución acuosa de hidróxido potásico (KOH) o sódico (NaOH) como electrolito y electrodos metálicos convencionales. Opera a temperaturas moderadas y es económicamente competitiva, aunque menos flexible frente a variaciones de carga.
- **Electrólisis PEM (de membrana polimérica protónica):** emplea una membrana polimérica sólida que permite el paso selectivo de protones ( $H^+$ ). Presenta mejor respuesta dinámica, mayor densidad de corriente y un diseño más compacto. Sus requisitos materiales son más exigentes (uso de platino o iridio) y su coste es superior, pero es preferida para integración con energías renovables variables.
- **Electrólisis de estado sólido:** aún en fase de desarrollo, opera a temperaturas elevadas (500–1000 °C), lo que permite una mayor eficiencia eléctrica al reducir la energía libre requerida. Su implementación se limita a entornos industriales concretos.

El consumo energético del proceso depende de la tecnología, el diseño del sistema y el régimen de operación. A nivel comercial, la producción de hidrógeno mediante electrólisis requiere entre 50 y 60 kWh por kilogramo de  $H_2$  producido, aunque con los desarrollos previstos a 2030, se espera alcanzar valores en torno a 45–50 kWh/kg  $H_2$ , con eficiencias superiores al 80 % en términos del poder calorífico inferior del hidrógeno [10].

Otro aspecto relevante es el consumo de agua. Teóricamente, se requieren 9 litros de agua por cada kilogramo de hidrógeno. Sin embargo, al incluir pérdidas, purgas y necesidades de pretratamiento, el consumo real puede situarse entre 18 y 25 litros por kilogramo [11]. El agua debe ser purificada, ya que los contaminantes pueden reducir la eficiencia o dañar la membrana y los electrodos.

Desde el punto de vista operativo, el sistema debe controlar y mantener parámetros como temperatura, presión, flujo de agua y potencia eléctrica. Además, el hidrógeno y el oxígeno generados deben ser gestionados adecuadamente mediante sistemas de almacenamiento o uso inmediato.

La elección del tipo de electrólisis en un proyecto de producción de metanol verde depende de múltiples factores: coste, disponibilidad energética, perfil de carga, pureza del hidrógeno requerido y condiciones de operación. En este trabajo, el análisis posterior considerará valores medios de eficiencia y consumo energético típicos de sistemas PEM y alcalinos, al ser las tecnologías más representativas actualmente.

### **1.1.2. Captura y tratamiento del CO<sub>2</sub>**

La captura de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) es el paso fundamental para asegurar una alimentación adecuada al reactor de síntesis de metanol. La pureza y continuidad del suministro de CO<sub>2</sub> influyen directamente en la eficiencia del proceso y en la calidad del producto final. A continuación, se explican las diferentes tecnologías implicadas en su obtención y preparación.

Las principales fuentes de CO<sub>2</sub> incluyen gases residuales industriales (como los procedentes de la combustión de biomasa o residuos orgánicos), corrientes de humo de plantas químicas, y emisiones atmosféricas diluidas capturadas mediante tecnologías DAC (Direct Air Capture). Cada fuente implica distintos grados de concentración y nivel de impurezas, lo que condiciona la tecnología de captura escogida.

Las tecnologías de captura que existen actualmente son <sup>[12]</sup>:

#### **1. Captura en fase previa a la combustión (pre-combustión):**

Este enfoque se basa en capturar el dióxido de carbono antes de que ocurra la combustión del combustible fósil. Para ello, se lleva a cabo un proceso de gasificación, mediante el cual el combustible se transforma en una mezcla gaseosa compuesta principalmente por hidrógeno y monóxido de carbono (syngas). Posteriormente, el CO<sub>2</sub> es separado del hidrógeno utilizando técnicas como la absorción química o mediante membranas selectivas. El hidrógeno obtenido, libre de carbono, puede emplearse directamente como vector energético limpio o alimentar sistemas como pilas de combustible. Aunque este método ofrece buena eficiencia de captura, presenta desafíos técnicos relevantes, ya que requiere infraestructuras complejas y elevados costes energéticos iniciales.

## **2. Captura tras la combustión (post-combustión):**

Este sistema actúa sobre los gases generados tras la combustión, extrayendo el CO<sub>2</sub> presente en la corriente de escape. Es una solución especialmente útil para instalaciones térmicas existentes, ya que permite su integración sin modificar sustancialmente el proceso principal. Sin embargo, la baja concentración de dióxido de carbono en los gases hace que la eficiencia de captura sea más limitada en comparación con la pre-combustión. Las tecnologías habitualmente empleadas incluyen la absorción con disoluciones amínicas, la adsorción mediante sólidos microporosos, el uso de membranas selectivas y, en algunos casos, métodos criogénicos. El consumo energético asociado al proceso y la regeneración de los absorbentes suponen barreras económicas importantes.

## **3. Combustión enriquecida con oxígeno (oxicombustión):**

Esta alternativa utiliza oxígeno puro en lugar de aire para la combustión del combustible, lo que da lugar a una corriente de gases de escape más rica en CO<sub>2</sub> y con menos dilución por nitrógeno. Esta característica simplifica el proceso de captura del carbono. No obstante, para poder aplicar esta tecnología es necesario producir y suministrar oxígeno de alta pureza, lo que implica costes adicionales y una mayor complejidad operativa. Aunque presenta mejores rendimientos que la post-combustión, la inversión necesaria sigue siendo considerable.

## **4. Captura directa del aire (DAC):**

La tecnología de captura directa del aire se enfoca en extraer el CO<sub>2</sub> presente de forma difusa en la atmósfera. Se encuentra aún en desarrollo, y emplea distintos mecanismos como la absorción líquida, adsorción sobre sólidos o el uso de membranas específicas. Su principal ventaja es la capacidad teórica de reducir las emisiones pasadas, independientemente de la fuente emisora. Sin embargo, la muy baja concentración de CO<sub>2</sub> en el aire ambiente hace que los procesos sean altamente intensivos en energía y económicamente poco competitivos por el momento. Además, requieren grandes extensiones para lograr una capacidad de captura significativa.

Para la síntesis de metanol, el CO<sub>2</sub> debe presentar una pureza mínima de 95–99 %, con niveles muy bajos de impurezas como SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, humedad, y compuestos orgánicos volátiles. Las corrientes captadas suelen necesitar etapas adicionales de secado, filtrado y enfriamiento mediante enfriadores o torres de absorción para cumplir con estos requisitos.

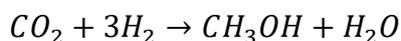
Una vez purificado, el CO<sub>2</sub> se almacena y presuriza para su transporte al reactor de síntesis donde se mezcla con hidrógeno. En procesos integrados, es habitual reciclar parte del CO<sub>2</sub> no convertido y redirigirlo a la captura y purificación, reduciendo pérdidas y elevando la eficiencia global.

La selección de la estrategia de captura y purificación del CO<sub>2</sub> depende de la disponibilidad y tipo de fuente: para proyectos integrados con biomasa o plantas industriales, la captura postcombustión suele ser la opción más eficiente en coste; en cambio, si no existe una fuente concentrada, puede considerarse la captura directa, pese a su mayor coste energético.

### **1.1.3. Reacción de síntesis de metanol**

Una vez capturado el dióxido de carbono y producido el hidrógeno mediante electrólisis alimentada por fuentes renovables, ambos gases se emplean como materia prima en la síntesis de metanol (CH<sub>3</sub>OH). Este proceso constituye el núcleo de una planta de metanol verde, ya que permite transformar el CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub> en un combustible líquido estable, fácilmente transportable y versátil en usos industriales y energéticos.

La reacción global que rige la producción de metanol a partir de dióxido de carbono e hidrógeno es la siguiente:



Se trata de una reacción exotérmica y de reducción de volumen, lo que implica que condiciones de alta presión y baja temperatura favorecen el desplazamiento del equilibrio hacia la formación de metanol. Sin embargo, deben buscarse condiciones de operación que equilibren el rendimiento químico con velocidades de reacción adecuadas.

En los procesos industriales actuales de metanol verde basados en CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>, se trabaja típicamente bajo las siguientes condiciones:

- Presión: 50 - 100 bar
- Temperatura: 200 - 300 °C
- Relación molar H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub>: idealmente 3:1, aunque pueden aplicarse excesos de H<sub>2</sub> para aumentar la conversión.

El proceso de síntesis de metanol requiere un catalizador activo y estable, capaz de operar en condiciones industriales. El más utilizado es una mezcla de óxidos de cobre, zinc y alúmina (Cu, ZnO y Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>), que actúa facilitando la activación simultánea del CO<sub>2</sub> y el H<sub>2</sub> en la superficie del catalizador [13].

El gas de salida del reactor contiene metanol, agua y una mezcla de gases no reaccionados (CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>). Este gas se somete a una etapa de condensación, donde se separa el metanol crudo (que contiene algo de agua y trazas de impurezas). Posteriormente, el metanol se purifica por destilación fraccionada hasta alcanzar una pureza comercial (>99,85 %), adecuada para su almacenamiento y transporte. Los gases no reaccionados se comprimen nuevamente y se recirculan al reactor, lo que incrementa la conversión global del sistema [14].

Comparada con las rutas convencionales que utilizan gas natural como fuente de carbono, la síntesis de metanol verde presenta ventajas medioambientales significativas, al utilizar CO<sub>2</sub> previamente capturado y eliminar la dependencia de fuentes fósiles. Además, su integración con sistemas híbridos renovables permite una operación con bajas emisiones, siendo clave en sectores donde la electrificación directa no es viable, como la industria química o el transporte marítimo.

Sin embargo, el desafío principal de esta vía reside en los costes energéticos elevados del hidrógeno renovable y en la necesidad de operar con fuentes de CO<sub>2</sub> de alta pureza, lo que impone exigencias técnicas y económicas adicionales al sistema completo.

#### **1.1.4. Tratamiento, almacenamiento y gestión de subproductos**

Tras la síntesis de metanol, la corriente de salida del reactor contiene una mezcla compuesta por metanol, agua y gases no reaccionados, principalmente dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e hidrógeno (H<sub>2</sub>). Además, en el proceso global también se genera oxígeno como subproducto de la electrólisis del agua.

El primer paso en el tratamiento del producto consiste en enfriar la corriente gaseosa mediante intercambiadores de calor. Este enfriamiento provoca la condensación del metanol crudo, una mezcla líquida que contiene también agua y trazas de impurezas. Esta fracción condensada se dirige a un sistema de destilación fraccionada, que puede estar compuesto por una o dos columnas. En este proceso, el metanol, al ser más volátil, se separa del resto de componentes, permitiendo obtener un producto final con una pureza superior al 99,85 %, requisito indispensable para su almacenamiento, comercialización y aplicación como producto químico o energético.

Una vez purificado, el metanol se enfría y se almacena en tanques específicos diseñados para este tipo de producto. Estos depósitos suelen ser cilíndricos, de acero inoxidable o carbono tratado, dotados de sistemas de inertización con nitrógeno, válvulas de alivio de presión y controles para evitar emisiones fugitivas. El almacenamiento debe cumplir estrictos requisitos de seguridad debido a la inflamabilidad del metanol y su toxicidad por inhalación o contacto prolongado.

Los gases que no han reaccionado en el reactor ( $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2$ ) son comprimidos de nuevo y recirculados hacia la entrada del sistema de síntesis. Este reciclaje es esencial para aumentar la conversión global del proceso, que en conjunto puede superar el 90 %. Sin embargo, para evitar la acumulación de gases inertes o contaminantes no deseados (como nitrógeno o metano), es necesario purgar una fracción mínima del gas de recirculación.

El oxígeno producido como subproducto en el electrolizador puede ser aprovechado para usos industriales cercanos (por ejemplo, en procesos de combustión o tratamiento de aguas), o liberado de forma controlada en la atmósfera si no se encuentra una aplicación directa. En cuanto al agua residual generada tras la purificación del metanol, suele someterse a tratamientos fisicoquímicos o biológicos antes de ser reutilizada o vertida, conforme a la normativa ambiental vigente. En algunos diseños, se contempla el reciclado de esta agua para alimentar de nuevo al electrolizador, cerrando así parcialmente el ciclo hídrico del sistema <sup>[15]</sup>.

### **1.1.5. Supervisión y control del proceso**

La producción de metanol verde requiere mantener unas condiciones de operación estables, especialmente en los procesos de electrólisis e hidrogenación del  $\text{CO}_2$ . El sistema

debe ser capaz de adaptarse a las variaciones de energía renovable disponibles, garantizando una operación segura, continua y eficiente.

Para ello, se emplean sistemas de control básicos que permiten regular las principales variables del proceso, como la temperatura y la presión en el reactor, el caudal de agua al electrolizador o la proporción de gases alimentados. Estas variables son monitorizadas mediante sensores instalados en puntos clave, y reguladas automáticamente para asegurar el buen funcionamiento del sistema.

La intermitencia de la energía eólica y solar obliga a diseñar el sistema con cierta flexibilidad. Por ejemplo, los electrolizadores pueden operar en modos parciales o escalonados para adaptarse a la energía disponible. Además, el metanol puede almacenarse fácilmente una vez producido, lo que permite desacoplar la producción energética de la demanda del producto final. Esta característica facilita una gestión más eficiente del sistema y reduce la necesidad de almacenamiento eléctrico.

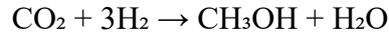
Aunque existen soluciones más avanzadas que integran baterías o control inteligente, este proyecto se centrará en un enfoque técnico básico, basado en el equilibrio entre la energía generada y la demanda del proceso, y en garantizar que las condiciones operativas se mantengan dentro de los rangos adecuados para maximizar la eficiencia y seguridad de la planta.

## **1.2. Capacidad de la planta de metanol verde y aporte energético necesario**

Para este proyecto se ha decidido que la planta de metanol verde tendrá una capacidad anual de 100.000 toneladas. La elección está basada en una combinación de criterios técnicos, económicos y de referencia industrial. Esta escala se considera óptima para alcanzar una producción industrialmente viable, permitiendo aprovechar economías de escala sin incurrir en sobrecostos operativos ni logísticos excesivos. Además, esta capacidad ya ha sido adoptada por múltiples proyectos pioneros en Europa, como plantas promovidas por Repsol o C2X, lo que la consolida como un tamaño de referencia para el diseño y evaluación de este tipo de instalaciones. Asimismo, permite una evaluación precisa del potencial de hibridación renovable y del impacto de la integración energética en regiones con alto recurso solar y eólico.

### 1.2.1. Relación entre metanol e hidrógeno

El metanol se sintetiza a partir de hidrógeno y dióxido de carbono, siguiendo la reacción global:



Esta estequiometría implica que para sintetizar una tonelada de metanol (lo que equivale a aproximadamente 31,25 kmol de metanol),

$$\frac{1000 \text{ kgCH}_3\text{OH}}{32,04 \text{ kgCH}_3\text{OH}/\text{kmolCH}_3\text{OH}} = 31,25 \text{ kmolCH}_3\text{OH}$$

se requieren aproximadamente 93,75 kmol de H<sub>2</sub>, equivalentes a alrededor de 187,5 kg de hidrógeno por tonelada de metanol.

$$93.75 \text{ kmol} \times 2 \text{ kg/kmol} = 187.5 \text{ kg de H}_2/1000 \text{ kg de CH}_3\text{OH}$$

Por tanto, para una planta de 100.000 toneladas anuales de metanol, se necesitarán alrededor de:

$$100.000 \text{ t CH}_3\text{OH} \times 0,1875 \text{ t H}_2/\text{t CH}_3\text{OH} = 18.750 \text{ toneladas anuales de hidrógeno verde}$$

### 1.2.2. Consumo eléctrico del electrolizador

El consumo energético para producir hidrógeno por electrólisis depende de la eficiencia del sistema. Considerando una eficiencia promedio del 65 % (valor realista para tecnologías PEM actuales), el consumo energético específico se sitúa alrededor de 50 kWh por kg de H<sub>2</sub> producido. Por lo tanto, se requiere:

$$18.750.000 \text{ kgH}_2 \times 50 \text{ kWh/kg} = 937.375.000 \text{ kWh/año},$$

Es decir, aproximadamente 937 GWh/año requeridos solo para el electrolizador.

### 1.2.3. Captura y compresión de CO<sub>2</sub>

La masa molar del CO<sub>2</sub> es 44.01 g/mol, por lo que 31.25 kmol de metanol requieren:

$$31.25 \text{ kmolCO}_2 \times 44.01 \text{ kgCO}_2/\text{kmolCO}_2 = 1375.31 \text{ kg de CO}_2/1000 \text{ kg de CH}_3\text{OH}$$

Esto significa que el proceso de síntesis requiere, por estequiometría, 1,375 t de CO<sub>2</sub> por tonelada de metanol. Por tanto:

$$100.000 \text{ tCH}_3\text{OH} \times 1,375 \text{ tCO}_2/\text{tCH}_3\text{OH} = 137.500 \text{ tCO}_2/\text{año}$$

El consumo energético para capturar y comprimir este CO<sub>2</sub> desde una fuente industrial o biogénica se estima en 1 MWh por tonelada:

$$137.500 \text{ tCO}_2 \times 1 \text{ MWh/t} = 137,5 \text{ GWh/año}$$

#### **1.2.4. Síntesis catalítica y destilación del metanol**

Incluye la operación de reactores (generalmente de lecho fijo tubular), compresores, intercambiadores de calor y la columna de destilación para alcanzar una pureza comercial del 99,85 %. El consumo típico en esta etapa es de 0,2 MWh por tonelada de metanol:

$$100.000 \text{ t} \times 0,2 \text{ MWh/t} = 20 \text{ GWh/año}$$

#### **1.2.5. Consumos auxiliares**

Sistemas auxiliares como bombeo, instrumentación, climatización o control suman entre 1 % y 2 % del total energético. Asignamos una potencia constante de **2 MW**, lo que equivale a:

$$2 \text{ MW} \times 8760 \text{ h} = 17,5 \text{ GWh/año}$$

#### **1.2.6. Consumo total de la planta**

Para estimar la potencia instalada necesaria para los diferentes componentes de la planta de síntesis de metanol, se ha considerado la energía anual requerida por cada etapa del proceso y el factor de capacidad de la planta. El factor de capacidad refleja la disponibilidad operativa de la planta durante un año, teniendo en cuenta tiempos de mantenimiento, paradas imprevistas y variabilidad en la carga de trabajo. En este estudio, se ha supuesto un factor de capacidad del 80%, lo que significa que la planta está operativa aproximadamente el 80% del tiempo, es decir, 7008 horas al año.

Las etapas del proceso y su respectiva energía anual requerida son las siguientes:

- Electrólisis del agua: 937 GWh
- Captura y compresión de CO<sub>2</sub>: 137,5 GWh
- Síntesis y destilación: 20 GWh
- Consumos auxiliares: 17,5 GWh

La potencia instalada para cada uno de estos componentes se calcula dividiendo la energía anual requerida por el número de horas operativas anuales. El cálculo de la potencia instalada para cada componente es el siguiente:

$$Potencia\ instalada\ (MW) = \frac{Energía\ anual\ requerida\ (MW)}{Horas\ operativas\ anuales\ (h)}$$

Aplicando este cálculo:

- Electrólisis del agua: 134 MW
- Captura y compresión de CO<sub>2</sub>: 19,6 MW
- Síntesis y destilación: 2,9 MW
- Consumos auxiliares: 2,5 MW

Sumando estas potencias, la potencia total instalada necesaria para la planta, considerando el factor de capacidad del 80%, es de aproximadamente 160 MW.

Este cálculo refleja las necesidades energéticas reales de la planta en base a su operación parcial a lo largo del año, lo que proporciona una visión más realista de los requerimientos de potencia en la fase de diseño de la planta.

A continuación, se presenta una tabla con el desglose de consumos totales de la planta de metanol verde.

<b>Proceso</b>	<b>Energía anual (GWh)</b>	<b>Potencia instalada (MW)</b>
Electrólisis del agua	937	134
Captura y compresión de CO <sub>2</sub>	137,5	19,6
Síntesis y destilación	20	2,9
Consumos auxiliares	17,5	2,5
<b>Total anual estimado</b>	<b>~1.112 GWh</b>	<b>~160 MW</b>

*Tabla 1. Consumo anual y potencia instalada de la planta de metanol verde*

Una vez conocemos la potencia total anual que requiere la planta para producir las 100.000 toneladas anuales de metanol verde, podemos calcular la potencia instalada que deberá tener el parque híbrido para poder abastecer energéticamente a la planta.

### **1.2.7. Estimación de la potencia instalada necesaria del parque híbrido**

Para poder dimensionar el parque híbrido eólico-solar, es necesario convertir el consumo energético anual estimado (1.112 GWh/año) en una potencia media equivalente. Esto se hace utilizando el número de horas equivalentes de funcionamiento anual, que depende del recurso renovable disponible en el emplazamiento.

En regiones con buen recurso híbrido (eólico + solar) como algunas zonas del norte de Perú (por ejemplo, La Brea, Talara), se puede asumir un factor de carga combinado del 35 % si se diseña correctamente el sistema, aprovechando la complementariedad de ambas fuentes.

Esto equivale a unas 3.000 horas equivalentes de funcionamiento anuales. Por tanto:

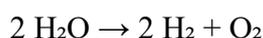
$$Potencia\ instalada_{mínima} = \frac{1112000\ MWh/año}{3000\ h_{eq}/año} \approx 370\ MW$$

Este valor representa la potencia eléctrica instalada mínima requerida en el sistema híbrido eólico-solar para cubrir la demanda anual de la planta de metanol verde en el supuesto de que el parque funcione 3.000 horas equivalentes a máxima capacidad en un año.

En este proyecto se dimensionará el parque híbrido con una potencia total instalada de aproximadamente 400 MW, de los cuales alrededor de 200 MW serán de tecnología eólica y 200 MW de fotovoltaica, para asegurar así la producción renovable y poder considerar el metanol producido en la planta como verde. Esta distribución de tecnologías de generación renovable responde a la mayor disponibilidad horaria del recurso eólico en la región, permitiendo cubrir mayor parte de la demanda nocturna y reducir la necesidad de almacenamiento.

### 1.3. Requerimiento de recurso hídrico

El proceso de electrólisis del agua, empleado para la producción de hidrógeno verde, requiere una fuente continua y fiable de agua de alta pureza. El agua actúa como reactivo principal en la descomposición molecular que da lugar a hidrógeno (H<sub>2</sub>) y oxígeno (O<sub>2</sub>), según la reacción global:



Dado que cada mol de agua (18 g) produce un mol de hidrógeno (2 g), se necesitan aproximadamente 9 litros de agua (9 kg) para generar 1 kg de hidrógeno. Esta proporción es ampliamente aceptada como referencia en la mayoría de los diseños industriales de sistemas de electrólisis.

Considerando que para la producción de 100.000 toneladas anuales de metanol verde se requieren en torno a 18.750 toneladas de hidrógeno, el volumen de agua desmineralizada necesario sería:

$$18.750.000 \text{ kg H}_2 \times 9 \text{ kg H}_2\text{O}/\text{kg H}_2 = 168.750.000 \text{ kg de agua,}$$

equivalente a 168.750 m<sup>3</sup> de agua al año.

Este volumen de agua debe ser altamente purificado, ya que las impurezas presentes en el agua bruta (como sales, partículas, materia orgánica o microorganismos) pueden dañar las membranas del electrolizador, reducir su eficiencia, acortar su vida útil o incluso provocar paradas del sistema.

Por tanto, el agua de alimentación debe someterse previamente a un tratamiento de desmineralización, que habitualmente combina procesos de ósmosis inversa, filtración, degasificación e intercambio iónico. El diseño de este sistema dependerá de la calidad del agua disponible localmente, por lo que su evaluación es fundamental en fases posteriores del proyecto.

En resumen, la planta requerirá alrededor de 169.000 m<sup>3</sup> de agua desmineralizada al año, una cantidad significativa que debe considerarse tanto desde el punto de vista técnico como ambiental, asegurando una fuente de agua adecuada y un tratamiento eficiente antes del uso en el electrolizador.

## **1.4. Conclusiones capítulo 1**

El análisis desarrollado en este capítulo ha permitido cuantificar de forma detallada los requerimientos energéticos y de insumos fundamentales para la operación de una planta de metanol verde con una capacidad de 100.000 toneladas anuales. Esta escala de producción, adoptada como referencia en diversos proyectos a nivel internacional, garantiza una adecuada relación entre viabilidad técnica, eficiencia económica y representatividad industrial.

Se ha determinado que, para mantener dicha capacidad productiva, la planta requerirá aproximadamente 18.750 toneladas de hidrógeno verde al año, lo que implica un consumo eléctrico de alrededor de 937 GWh únicamente para la electrólisis del agua. A esta demanda se suma la energía requerida para la captura y compresión del CO<sub>2</sub> (137,5 GWh), la síntesis catalítica y purificación del metanol (20 GWh), y los consumos auxiliares (17,5GWh), lo que eleva el consumo total anual estimado a unos 1.112 GWh.

Además, se ha calculado que será necesario disponer de aproximadamente 169.000 m<sup>3</sup> de agua desmineralizada anualmente, lo que supone un reto adicional tanto en términos logísticos como ambientales, especialmente en regiones con recursos hídricos limitados.

Finalmente, considerando unas 3.000 horas equivalentes de operación anual, la potencia instalada mínima requerida para el sistema híbrido eólico-solar que abastezca la planta se estima en 370 MW, aunque se ha optado por un dimensionamiento de aproximadamente 400 MW (~200 MW eólicos y ~200 MW solares) para garantizar la estabilidad del suministro y asegurar la calificación del metanol producido como verde.

Este conjunto de resultados constituye la base para el diseño energético del sistema híbrido renovable que se desarrollará en los siguientes capítulos del proyecto.

## **2. SELECCIÓN Y EVALUACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO**

La elección adecuada del emplazamiento es un factor crítico para garantizar la viabilidad técnica y económica de un sistema híbrido de generación renovable destinado al abastecimiento energético de una planta de producción de metanol verde. En este capítulo se analiza en profundidad el lugar propuesto para la instalación del parque híbrido, evaluando los recursos eólico y solar disponibles, así como la accesibilidad y calidad del recurso hídrico necesario para el proceso de electrólisis.

Este análisis tiene como objetivo principal justificar la idoneidad de la zona en función de su potencial energético, la disponibilidad de recursos naturales y las condiciones técnicas necesarias para el desarrollo del proyecto. A lo largo del capítulo se exponen los datos más relevantes relativos a la velocidad y dirección del viento, la irradiación solar global, la estacionalidad de los recursos, así como la viabilidad del suministro de agua desmineralizada, insumo indispensable en la producción de hidrógeno verde.

### **2.1. Selección del emplazamiento**

Para la selección del emplazamiento se establecieron una serie de criterios técnicos, ambientales y logísticos que permitieran garantizar la viabilidad del parque híbrido y su integración con la planta de producción de metanol verde. Entre los requisitos principales se incluyeron:

- Velocidad media anual del viento superior a 7 m/s a 100 metros de altura, que permita una generación eficiente con aerogeneradores terrestres de gran potencia.
- Irradiación solar global anual superior a 2.000 kWh/m<sup>2</sup>, lo que garantiza un elevado rendimiento de la planta fotovoltaica.
- Acceso próximo a infraestructuras logísticas clave, como puertos industriales o vías principales, facilitando el transporte del metanol producido y reduciendo los costes asociados.
- Ausencia de núcleos poblacionales o aeropuertos en un radio de al menos 5 km, con el fin de evitar afecciones acústicas, visuales o limitaciones normativas.
- Disponibilidad de terrenos amplios y continuos, con baja pendiente y sin presencia de restricciones ambientales significativas, lo que favorece la implantación eficiente de turbinas y paneles.

- No interferencia con parques eólicos o solares ya existentes en un radio de al menos 8 km, para evitar saturación de red o conflictos en la explotación del recurso renovable.

Tras el análisis comparativo de varias posibles ubicaciones en la costa norte de Perú, el emplazamiento finalmente seleccionado se encuentra en el distrito de La Brea, Provincia de Talara (Piura). Esta zona destaca por su combinación excepcional de recurso eólico y solar, su cercanía al puerto de Talara, y la disponibilidad de terrenos adecuados a escala industrial. Además, la baja densidad de población y la infraestructura energética existente en la región refuerzan su idoneidad para albergar un proyecto de esta magnitud.

## **2.2. Localización geográfica y acceso al recurso energético e hídrico**

Como se ha explicado anteriormente, el parque híbrido se proyectará en la costa noroeste de Perú, en el distrito de La Brea, provincia de Talara, dentro del departamento de Piura. Esta zona se caracteriza por su proximidad al océano Pacífico, una topografía mayoritariamente llana con zonas ligeramente onduladas, y una elevada exposición al viento debido a su ubicación geográfica. El emplazamiento seleccionado se encuentra en las inmediaciones del centroide con coordenadas  $-4.618449^\circ$ ,  $-81.196861^\circ$ , lo que lo posiciona en una franja con alto potencial renovable dentro del país.

Desde el punto de vista energético, la región de Talara presenta un recurso eólico excelente, con velocidades medias anuales en el rango de 7,0 a 8,0 m/s a 100 metros de altura, de acuerdo con datos obtenidos del Global Wind Atlas (GWA) y Vortex. Asimismo, goza de una irradiación solar promedio superior a los 5,5 kWh/m<sup>2</sup>/día, lo que convierte a esta zona en una candidata ideal para el desarrollo de sistemas híbridos eólico-solares. La complementariedad de ambos recursos favorece la cobertura energética continua y optimiza la producción renovable anual del sistema.

En cuanto al acceso logístico, La Brea se encuentra bien comunicada mediante carreteras costeras, lo que facilita el transporte de componentes de gran tamaño, como aerogeneradores o paneles solares. Asimismo, la cercanía con el puerto de Talara puede ser clave tanto para la importación de equipos como para una futura exportación del metanol producido o su distribución nacional.

Por otro lado, la disponibilidad de recursos hídricos es una consideración crítica para este proyecto. El proceso de electrólisis requiere agua de alta pureza, normalmente desmineralizada. Aunque la zona costera tiene un acceso limitado a fuentes de agua dulce, su cercanía al mar permite plantear el uso de plantas de desalación como solución viable, sobre todo considerando el carácter industrial del proyecto. Además, la presencia de infraestructura energética en Talara (refinerías y otras instalaciones) puede facilitar sinergias o integración de servicios.

En resumen, el emplazamiento presenta unas condiciones favorables tanto en términos de recurso renovable como de accesibilidad y logística, siendo viable su desarrollo técnico y económico, siempre que se contemple una solución sostenible para el abastecimiento de agua.

### **2.3. Recurso eólico: velocidades y orientación y densidad de potencia**

La caracterización del recurso eólico en el emplazamiento propuesto en La Brea (Provincia de Talara, Piura) se ha realizado mediante el uso de dos herramientas complementarias: Global Wind Atlas y la plataforma Vortex, esta última basada en simulaciones numéricas mesoescaladas de alta resolución. Esta combinación permite obtener una imagen más precisa y localizada del potencial eólico real en la zona de estudio.

A una altura de 100 metros, que coincide con el eje del rotor de aerogeneradores comerciales de gran potencia, se ha observado una velocidad media anual del viento cercana a los 7,5 m/s, con pequeñas variaciones espaciales en el entorno, que oscilan entre 7,2 y 8,0 m/s. Este rango se considera muy favorable para la generación de energía eólica terrestre.

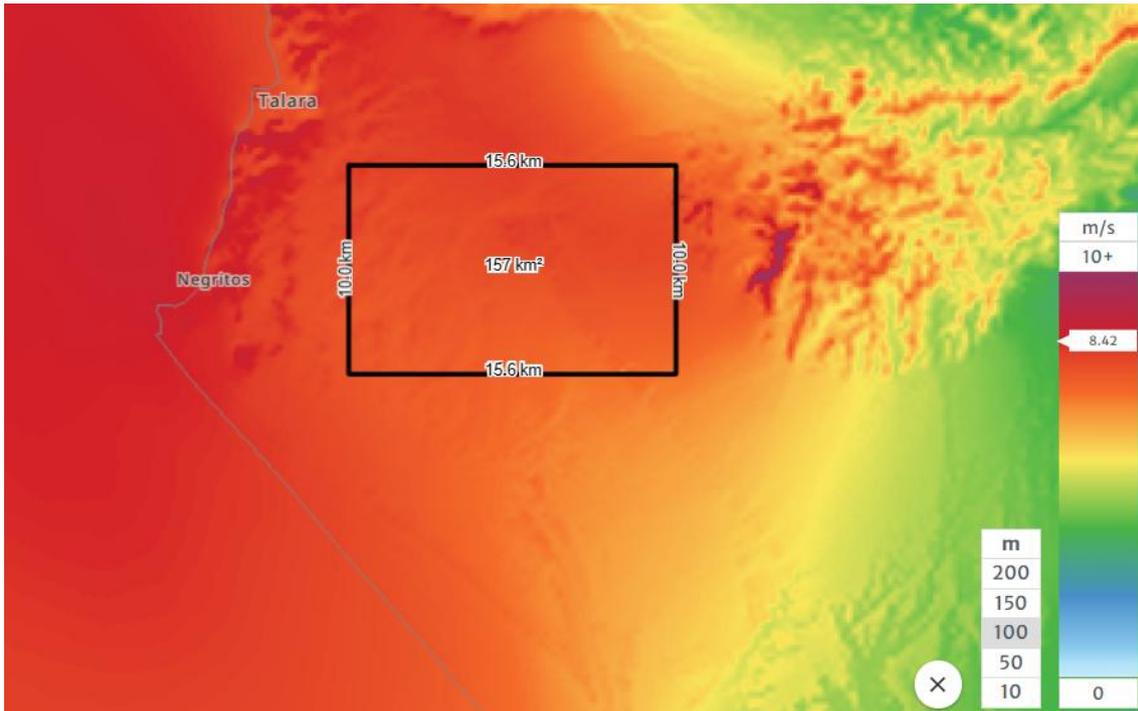


Imagen 3. Gradiente eólico en el emplazamiento seleccionado (Fuente: Global Wind Atlas)

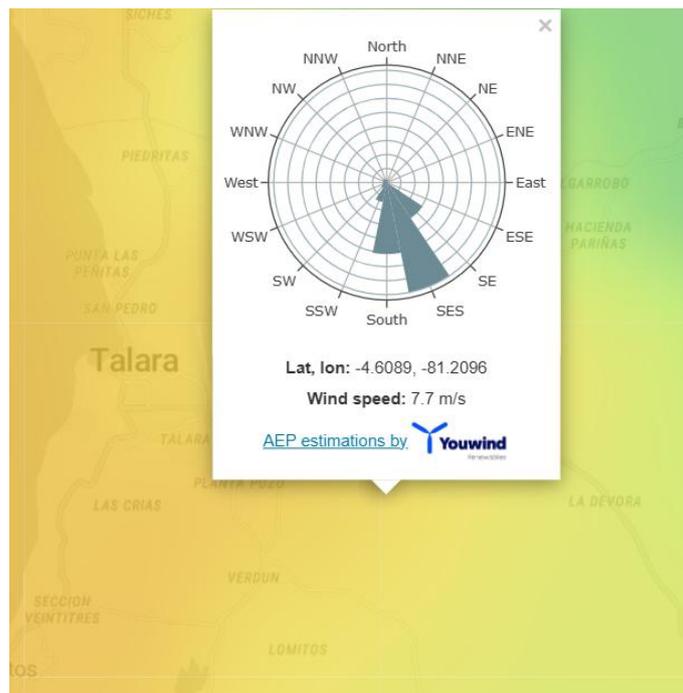


Imagen 4. Velocidad media y rosa de vientos en el emplazamiento seleccionado (Fuente: Vortex)

El análisis conjunto de ambas fuentes confirma la alta calidad del recurso, con una densidad de potencia eólica superior a los 500 W/m<sup>2</sup> en buena parte del área. Este parámetro es clave, ya que considera tanto la velocidad como la densidad del aire, y sirve como base para estimar la productividad de los aerogeneradores en función del modelo seleccionado.

Un aspecto clave en el diseño del parque es la orientación del viento predominante, que ha sido determinada mediante el análisis de la rosa de los vientos generada en ambos programas. En ambos casos, se observa una marcada predominancia del viento proveniente del sureste (SES), con una baja dispersión angular, lo cual es ideal para una disposición lineal de aerogeneradores en sentido perpendicular a esta dirección.

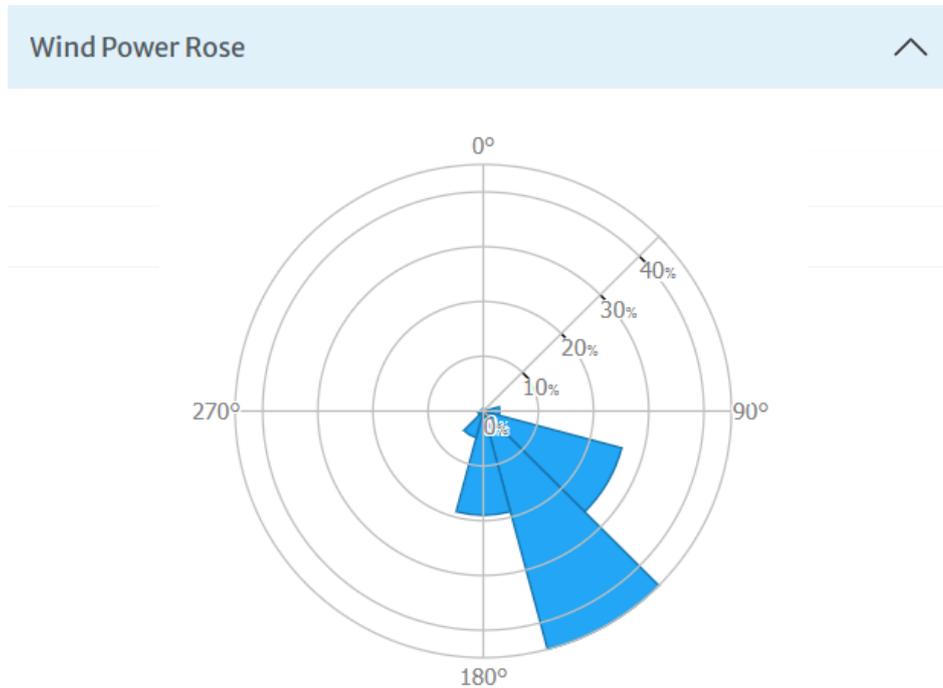


Imagen 5. Rosa de vientos de energía en el emplazamiento seleccionado (Fuente: Global Wind Atlas)

Esta información permite orientar correctamente las filas de aerogeneradores y establecer distancias adecuadas entre máquinas para minimizar pérdidas por estela.

Otro factor favorable es la baja estacionalidad del recurso eólico en esta zona costera del norte de Perú. A lo largo del año se mantiene una disponibilidad estable, con una leve disminución entre los meses de febrero y abril, sin que esto afecte significativamente al factor de capacidad anual.

En resumen, el emplazamiento seleccionado presenta un recurso eólico constante, de alta calidad y con orientación bien definida, lo que lo hace idóneo para la instalación de un parque eólico terrestre de gran escala. La información obtenida a partir de Global Wind Atlas y Vortex garantiza una base sólida para el diseño posterior del sistema híbrido renovable.

## 2.4. Recurso solar: irradiación, estacionalidad y producción esperada

La caracterización del recurso solar se ha realizado mediante el uso del Global Solar Atlas y la plataforma Photovoltaic Geographical Information System de la Comisión Europea, ambas herramientas reconocidas por su alta resolución y fiabilidad para evaluar la disponibilidad de energía solar en el emplazamiento en La Brea (Piura).



Imagen 6. Gradiente solar en el emplazamiento seleccionado (Fuente: Global Solar Atlas)

AREA INFO				
<b>Map data (min-max range)</b>				Per day
<input checked="" type="checkbox"/>	Specific photovoltaic power output	PVOUT	5.07 – 5.15	kWh/kWp
	Direct normal irradiation	DNI	5.50 – 5.68	kWh/m <sup>2</sup> ▾
	Global horizontal irradiation	GHI	6.31 – 6.40	kWh/m <sup>2</sup> ▾
	Diffuse horizontal irradiation	DIF	2.23 – 2.27	kWh/m <sup>2</sup> ▾
	Global tilted irradiation	GTI	6.36 – 6.45	kWh/m <sup>2</sup> ▾
	Optimum tilt of PV modules	OPTA	8 – 8	°
	Air temperature	TEMP	22.3 – 22.6	°C ▾
	Terrain elevation	ELE	18 – 134	m ▾

Imagen 7. Información diaria del recurso eólico en el emplazamiento (Fuente: Global Solar Atlas)

Map data				Per year ▾
<input checked="" type="checkbox"/>	Specific photovoltaic power output	PVOUT specific	1877.6	kWh/kWp ▾
	Direct normal irradiation	DNI	2063.6	kWh/m <sup>2</sup> ▾
	Global horizontal irradiation	GHI	2334.0	kWh/m <sup>2</sup> ▾
	Diffuse horizontal irradiation	DIF	817.5	kWh/m <sup>2</sup> ▾
	Global tilted irradiation at optimum angle	GTI opta	2351.1	kWh/m <sup>2</sup> ▾
	Optimum tilt of PV modules	OPTA	8 / 0	°
	Air temperature	TEMP	22.5	°C ▾
	Terrain elevation	ELE	86	m ▾

Imagen 8. Información anual del recurso eólico en el emplazamiento (Fuente: Global Solar Atlas)

Los datos indican una Irradiación Global Horizontal (GHI) media anual superior a 5,5 kWh/m<sup>2</sup>/día, equivalente a más de 2.000 kWh/m<sup>2</sup>/año. Estos valores superan ampliamente el umbral técnico considerado rentable (alrededor de 1.500 kWh/kWp por año), posicionando claramente al sitio dentro de las zonas de mayor potencial solar en el norte de Perú.

El recurso solar se concentra durante los meses comprendidos entre abril y octubre, generando la mayoría de producción entre las 10:00 h y las 15:00 h. Durante los meses de menor irradiación (diciembre a febrero), la generación cae moderadamente, aunque sin alcanzar niveles críticos, lo que asegura una producción continua durante todo el año.

Teniendo en cuenta los valores de irradiación y condiciones climáticas locales, un sistema fotovoltaico instalado con tecnología estándar (paneles de alta eficiencia sobre trackers fijos) podría alcanzar un factor de capacidad entre 22% y 30%, con una producción estimada de entre 1.900 y 2.200 kWh/kWp al año. Esto lo convierte en una ubicación competitiva incluso en comparación con proyectos ya operativos en las regiones del sur de Perú, lo que favorece la integración eficaz del componente solar en el diseño híbrido.

## **2.5. Disponibilidad, accesibilidad y calidad del recurso hídrico**

La planta de metanol verde requiere un suministro continuo y confiable de agua de alta pureza para alimentar el proceso de electrólisis. En concreto, el electrolizador necesita agua desmineralizada o de calidad ultrapura, con una estimación de consumo cercana a 9 litros de agua por cada kilogramo de hidrógeno producido. Para una producción de 18.750 toneladas anuales de H<sub>2</sub>, esto equivale a una demanda total aproximada de 169.000 m<sup>3</sup> de agua por año.

### **2.5.1. Disponibilidad y fuentes de agua en la zona**

El emplazamiento elegido en La Brea, provincia de Talara (departamento de Piura), se encuentra en una región con acceso potencial a diversas fuentes hídricas:

- Fuentes superficiales: Aunque la región presenta una marcada estacionalidad en sus precipitaciones, existen canales y reservorios intermitentes en zonas cercanas. Sin embargo, su disponibilidad es limitada en temporada seca.
- Acuíferos subterráneos: Piura cuenta con formaciones acuíferas importantes. Estudios hidrogeológicos del Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI) y del ANA (Autoridad Nacional del Agua) reportan la existencia de reservas subterráneas con caudales moderados, especialmente en la

zona de la llanura costera. Será necesario realizar un análisis específico de calidad y caudal para validar su uso industrial.

- Posible uso de agua de mar y desalación: Dada la cercanía del mar (a menos de 10 km del litoral), una opción viable es la desalinización por ósmosis inversa, comúnmente empleada en instalaciones industriales ubicadas en zonas áridas costeras. Esta alternativa garantiza el suministro constante y evita la competencia con el consumo humano o agrícola.

### **2.5.2. Accesibilidad y tratamiento**

Independientemente del origen del agua, esta deberá someterse a un proceso de pretratamiento (filtración, eliminación de sólidos en suspensión y ajuste de pH) seguido de desmineralización mediante tecnologías como ósmosis inversa, electrodeionización o destilación. Este tratamiento es indispensable para evitar la corrosión de los electrodos y mantener la eficiencia del sistema de electrólisis.

### **2.5.3. Consideraciones medioambientales**

El uso de fuentes como agua de mar reduce el impacto sobre fuentes dulceacuícolas locales, alineándose con criterios de sostenibilidad. Además, será necesario prever la gestión adecuada de la salmuera u otros subproductos generados en el proceso de tratamiento, cumpliendo con la normativa ambiental.

## **2.6. Conclusiones capítulo 2**

El análisis del emplazamiento seleccionado en la provincia de Talara, al norte de Perú, ha confirmado su idoneidad para albergar un sistema híbrido de generación renovable destinado al suministro energético de una planta de producción de metanol verde. Esta región presenta unas condiciones excepcionales de recurso eólico, con velocidades medias anuales en torno a los 7,5 m/s a 100 metros de altura, y una orientación predominante favorable, lo que permite una disposición óptima de los aerogeneradores para minimizar las pérdidas por estela.

A nivel solar, la irradiación global horizontal supera los 2.000 kWh/m<sup>2</sup>·año, lo que garantiza una producción fotovoltaica elevada y constante a lo largo del año. La

complementariedad entre ambos recursos, confirmada mediante el análisis horario y estacional, refuerza la viabilidad técnica del sistema híbrido.

Adicionalmente, el emplazamiento cuenta con accesibilidad logística favorable: su cercanía a la costa permite considerar la exportación del metanol por vía marítima y reduce costes de transporte. La disponibilidad de terreno suficiente para instalar la infraestructura renovable, junto con la ausencia de barreras legales o de conflictos con áreas urbanas, refuerzan la idoneidad del lugar.

En conjunto, la combinación de recurso renovable de alta calidad, facilidad de acceso y condiciones favorables del entorno convierte a esta ubicación en una opción estratégica para la implementación del proyecto, asegurando su viabilidad técnica y su alineación con los principios de sostenibilidad y eficiencia energética.

## **3. DISEÑO DEL SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-SOLAR**

### **3.1. Introducción general al diseño**

El objetivo de este capítulo es definir el diseño técnico del sistema híbrido de generación renovable que abastecerá de forma continua y sostenible la demanda energética de la planta de producción de metanol verde. El sistema estará compuesto por dos tecnologías complementarias: un parque eólico terrestre y una planta solar fotovoltaica, ambas dimensionadas para garantizar el suministro necesario, reducir al mínimo la intermitencia y cumplir con los criterios de sostenibilidad establecidos en el proyecto.

El diseño parte de una demanda energética previamente estimada en aproximadamente 1.112 GWh anuales para la producción de 100.000 toneladas anuales de metanol verde, correspondientes al consumo eléctrico de los distintos procesos industriales de la planta, incluyendo electrólisis, captura y compresión de CO<sub>2</sub>, síntesis de metanol y consumos auxiliares. Para satisfacer dicha demanda, se ha optado por una configuración híbrida con una potencia total instalada de 400 MW, distribuida equitativamente en 200 MW eólicos y 200 MW solares fotovoltaicos.

Este enfoque híbrido permite aprovechar la complementariedad natural entre el viento y la radiación solar, reduciendo los periodos sin generación y aumentando el número de horas equivalentes de producción. Además, se busca optimizar el uso del terreno disponible, minimizar las pérdidas por estela en el caso de los aerogeneradores, y maximizar la captación solar mediante una disposición adecuada de los módulos fotovoltaicos.

En este capítulo primero se abordará el diseño del parque eólico y la generación esperada, y posteriormente se seguirá de la misma manera con el diseño de la planta solar y el estudio de la producción esperada, con el objetivo de dimensionar correctamente el parque híbrido de generación renovable y cumplir con la demanda energética requerida por la planta de producción de metanol verde.

## **3.2. Diseño del sistema eólico de generación**

### **3.2.1. Selección del aerogenerador**

La elección del aerogenerador es un paso clave en el diseño del parque eólico, ya que condiciona la eficiencia de generación, el número de unidades necesarias, el layout del parque y el rendimiento global del sistema. Para este proyecto se ha optado por el modelo Vestas V172-7.2 MW, un aerogenerador terrestre de gran potencia, adecuado para emplazamientos con vientos medios y de alta calidad como el de La Brea, en la provincia de Talara (Piura, Perú).

Este modelo pertenece a la plataforma EnVentus de Vestas y está diseñado para maximizar la captación de energía en entornos terrestres con velocidades medias de viento entre 6,5 y 8,0 m/s. Su rotor de 172 metros de diámetro, combinado con una altura de buje elegida de 114 metros, permite aumentar el barrido del viento y mejorar el rendimiento en zonas con condiciones estables, pero no extremas. Estas características lo hacen especialmente adecuado para la zona seleccionada, donde se han registrado velocidades medias en el entorno de los 7,5 m/s a 100 m de altura, según datos combinados de Global Wind Atlas y Vortex.

La elección de una turbina de gran potencia responde, además, a criterios de optimización del número de unidades y reducción de costes logísticos y de operación y mantenimiento. Al instalar máquinas de 7,2 MW se reduce el número total de aerogeneradores necesarios para alcanzar la potencia objetivo de 200 MW, lo que implica una menor densidad de instalación, menores costes de cableado, menor impacto visual y más facilidad para cumplir las restricciones normativas en cuanto a distancias y acceso.

Para alcanzar los 200 MW de potencia eólica instalada, será necesario instalar un total de 28 aerogeneradores Vestas V172-7.2 MW, lo que proporciona una potencia total de 201,6 MW, ligeramente superior al objetivo, permitiendo un pequeño margen para compensar pérdidas por condiciones reales de operación, degradación o paradas técnicas.

### 3.2.2. Distribución y criterios de separación

La distribución espacial de los aerogeneradores es uno de los factores más relevantes para optimizar la producción energética de un parque eólico terrestre. Una mala disposición puede generar pérdidas por estela, reducir el factor de capacidad del sistema y aumentar el estrés mecánico de las turbinas. Por este motivo, el layout del parque debe diseñarse teniendo en cuenta tanto la dirección predominante del viento como las características del terreno disponible.

En este proyecto, la disposición se ha realizado respetando las siguientes condiciones mínimas de separación entre aerogeneradores:

- Separación en dirección del viento predominante (longitudinal): al menos 8 veces el diámetro del rotor ( $8 \cdot D \approx 1.376$  m para el rotor de 172 m).
- Separación transversal (perpendicular al viento): al menos  $3 \cdot D \approx 516$  m.

Estas distancias permiten reducir significativamente las interferencias aerodinámicas entre turbinas y mejorar la eficiencia global del parque. Además, se ha tenido en cuenta la orientación dominante del viento, determinada en el análisis previo (dirección sureste, SE), para alinear las filas de aerogeneradores de forma perpendicular a esta dirección y maximizar la captación energética.

El parque se ha dividido en módulos para facilitar su diseño, instalación y mantenimiento. Cada módulo agrupa entre 6 y 9 aerogeneradores, con sus correspondientes caminos de acceso internos y red eléctrica de media tensión. Esta estrategia modular permite adaptarse mejor a las condiciones del terreno, optimizar la evacuación eléctrica y escalar el parque según la topografía.

También se han considerado las restricciones normativas y ambientales, como:

- Distancia mínima de 1 km a viviendas o áreas habitadas.
- Separación superior a 8 km respecto a cualquier parque eólico existente.
- Exclusión de zonas ambientalmente sensibles o con pendientes elevadas.

El layout del parque se ha diseñado mediante Google Earth Pro, respetando tanto las distancias mínimas entre máquinas como las restricciones impuestas por la topografía, la accesibilidad del terreno y la normativa.

### **3.2.3. Posiciones del parque eólico**

El conjunto de aerogeneradores diseñado para este proyecto se organizará bajo el nombre de Parque Eólico Metalara, situado en el distrito de La Brea, provincia de Talara (Piura). Este parque contará con un total de 28 aerogeneradores, distribuidos estratégicamente en cuatro módulos diferenciados:

- Metalara
- Lobito
- Máncora
- Enance

La división modular responde tanto a criterios técnicos como operativos, permitiendo una mejor organización de la obra civil, la evacuación eléctrica interna y el mantenimiento a largo plazo. Cada módulo agrupa un número definido de aerogeneradores, con distancias adecuadas para minimizar las pérdidas por estela y adaptarse a la topografía del emplazamiento.

A continuación, se muestra el plano del layout con las posiciones exactas de los 28 aerogeneradores que componen el Parque Eólico Metalara, distribuidos en sus respectivos módulos: Enance, Lobito, Metalara y Máncora. Cada aerogenerador ha sido nombrado siguiendo un código alfanumérico, en el que las dos primeras letras identifican el módulo y el número indica la unidad correspondiente dentro del mismo.

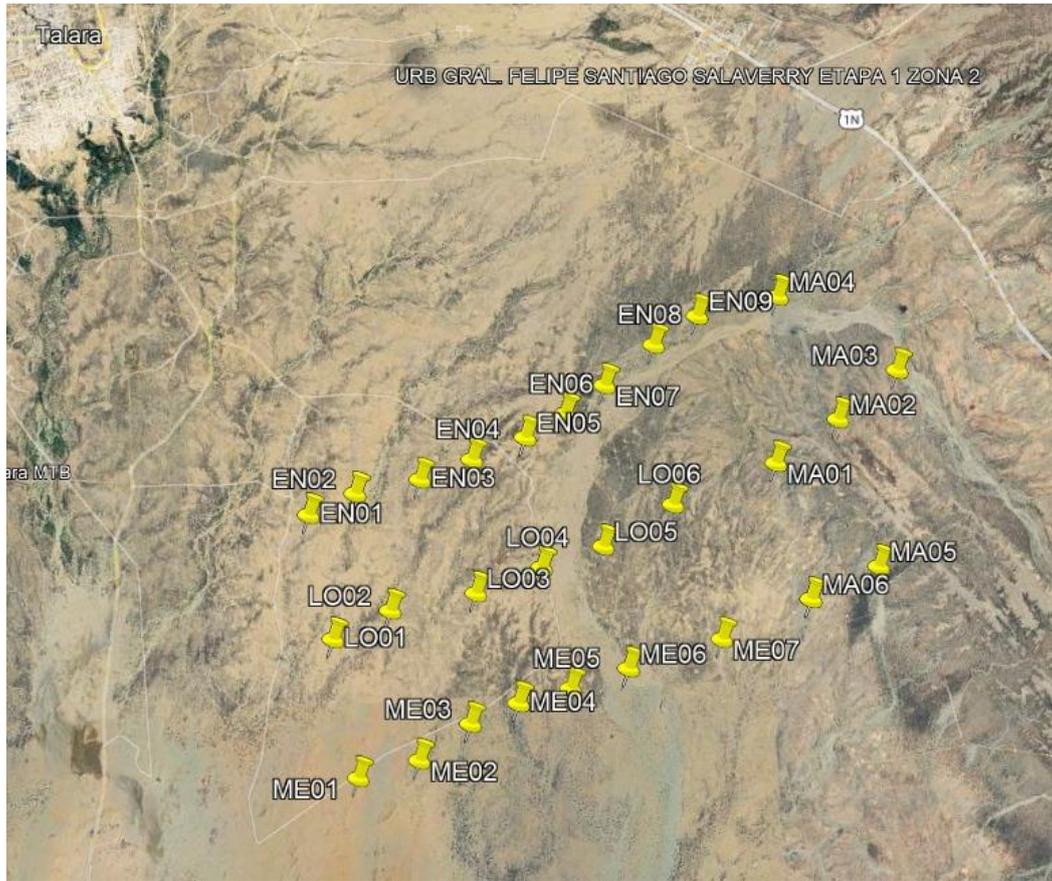


Imagen 9. Aerogeneradores del Parque Eólico Metalara (Fuente: Google Earth Pro)

Esta imagen se ha elaborado sobre cartografía satelital utilizando Google Earth Pro, respetando los criterios de separación definidos anteriormente (mínimo 8·D en dirección del viento y 3·D transversalmente), así como las restricciones físicas del terreno y distancias a elementos sensibles.

A continuación, se presentan las tablas de los aerogeneradores, divididos por módulos, incluyendo las coordenadas exactas de cada posición y el modelo de la máquina, así como su potencia nominal.

Aerogenerador	UTM X (m)	UTM Y (m)	Altitud (m)	Modelo aerogenerador	Altura buje (m)	Potencia (MW)
ME01	474.910	9.482.734	27	V172-7.2	114	7,2
ME02	475.734	9.482.919	43	V172-7.2	114	7,2
ME03	476.440	9.483.365	53	V172-7.2	114	7,2
ME04	477.091	9.483.597	53	V172-7.2	114	7,2
ME05	477.790	9.483.749	51	V172-7.2	114	7,2
ME06	478.572	9.483.965	50	V172-7.2	114	7,2
ME07	479.828	9.484.279	60	V172-7.2	114	7,2

Tabla 2. Aerogeneradores del módulo Metalara

Aerogenerador	UTM X (m)	UTM Y (m)	Altitud (m)	Modelo aerogenerador	Altura buje (m)	Potencia (MW)
LO01	474.692	9.484.592	39	V172-7.2	114	7,2
LO02	475.473	9.484.924	39	V172-7.2	114	7,2
LO03	476.619	9.485.086	59	V172-7.2	114	7,2
LO04	477.507	9.485.369	70	V172-7.2	114	7,2
LO05	478.340	9.485.601	62	V172-7.2	114	7,2
LO06	479.294	9.486.099	71	V172-7.2	114	7,2

*Tabla 3. Aerogeneradores del módulo Lobito*

Aerogenerador	UTM X (m)	UTM Y (m)	Altitud (m)	Modelo aerogenerador	Altura buje (m)	Potencia (MW)
MA01	480.685	9.486.563	102	V172-7.2	114	7,2
MA02	481.537	9.487.091	122	V172-7.2	114	7,2
MA03	482.357	9.487.691	134	V172-7.2	114	7,2
MA04	480.847	9.488.762	83	V172-7.2	114	7,2
MA05	481.954	9.485.113	88	V172-7.2	114	7,2
MA06	481.036	9.484.734	53	V172-7.2	114	7,2

*Tabla 4. Aerogeneradores del módulo Máncora*

Aerogenerador	UTM X (m)	UTM Y (m)	Altitud (m)	Modelo aerogenerador	Altura buje (m)	Potencia (MW)
EN01	475.106	9.486.502	51	V172-7.2	114	7,2
EN02	474.474	9.486.257	54	V172-7.2	114	7,2
EN03	475.974	9.486.634	60	V172-7.2	114	7,2
EN04	476.679	9.486.857	74	V172-7.2	114	7,2
EN05	477.400	9.487.105	78	V172-7.2	114	7,2
EN06	477.945	9.487.381	79	V172-7.2	114	7,2
EN07	478.490	9.487.729	80	V172-7.2	114	7,2
EN08	479.172	9.488.225	69	V172-7.2	114	7,2
EN09	479.769	9.488.570	79	V172-7.2	114	7,2

*Tabla 5. Aerogeneradores del módulo Enance*

Por lo tanto, la potencia instalada total del Parque Eólico Metalara asciende a 201,6 MW.

### 3.2.4. Mapas de contorno y rugosidad

Para el correcto modelado del parque eólico mediante WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program), es necesario disponer de una representación precisa del terreno y del entorno físico del emplazamiento. Para ello, se han generado dos mapas fundamentales: el mapa de contorno (curvas de nivel) y el mapa de rugosidad.

El mapa de contorno permite representar la topografía del terreno, lo cual es clave para estimar correctamente los efectos de aceleración o sombra del viento causados por pendientes, colinas o valles. Este mapa se ha construido a partir de la exportación de curvas de nivel desde Google Earth Pro, con una equidistancia de 10 metros, utilizando

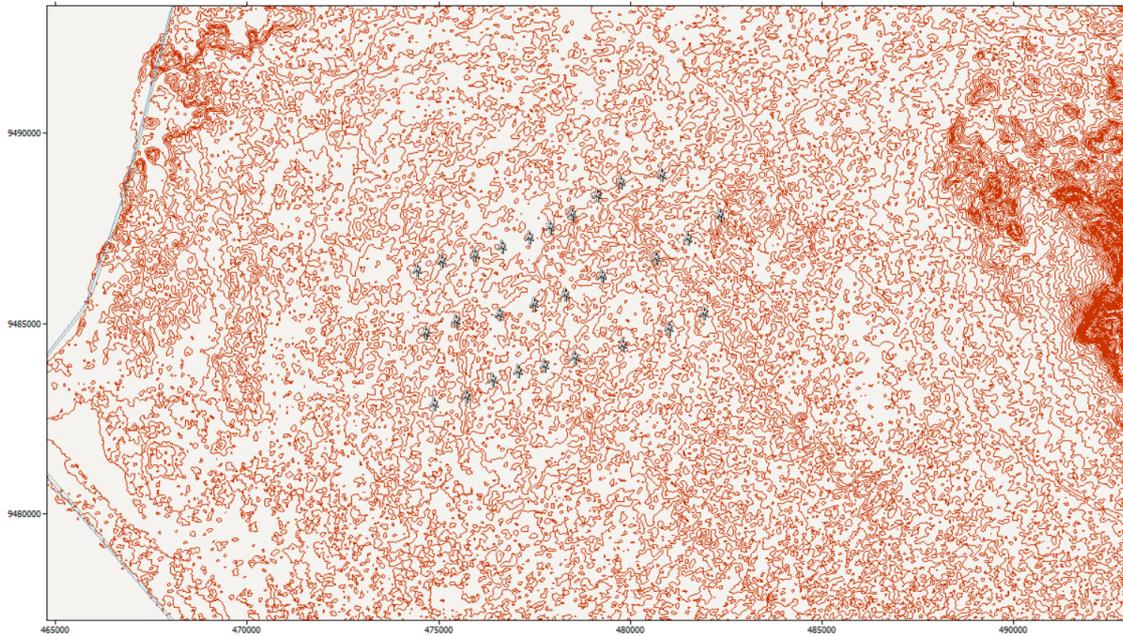
herramientas GIS y el editor de mapas de WAsP. La zona de estudio abarca un área de al menos  $10 \text{ km} \times 10 \text{ km}$ , suficiente para capturar los efectos topográficos relevantes sobre la dirección y velocidad del viento.

Por su parte, el mapa de rugosidad caracteriza los distintos tipos de superficie que rodean el parque (suelo desnudo, vegetación baja, zonas urbanizadas, cuerpos de agua, etc.), asignando a cada una un valor de longitud de rugosidad ( $z_0$ ). Este parámetro influye directamente en el perfil vertical del viento y, por tanto, en la extrapolación de las velocidades a distintas alturas. Las clases de rugosidad empleadas han seguido los estándares de la metodología europea WAsP, con valores típicos como:

- 0.01 m: superficie de agua o desierto plano
- 0.05 m: terreno llano sin vegetación
- 0.3 m: vegetación baja o pasto
- 0.8–1.0 m: áreas con árboles dispersos o matorral
- 1.5 m o superior: zonas urbanizadas o bosques densos

Debido al tipo de terreno donde se ubica el Parque Eólico Metalara y para facilitar los cálculos de diseño, se ha utilizado un valor de rugosidad de 0.3 m, valor empleado para terrenos vegetación baja o pasto.

Ambos mapas se han implementado en formato vectorial compatible con el software WAsP (.map), permitiendo una simulación realista del flujo de viento en el emplazamiento. Esto asegura que las pérdidas por efectos topográficos y la distribución del viento sean representadas con el mayor grado de precisión posible, reforzando la fiabilidad de los cálculos de producción energética.



*Imagen 10. Mapa de contorno Parque Eólico Metalara (Fuente: WAsP)*

### **3.2.5. Producción anual del parque eólico**

La estimación de la producción energética del parque eólico se ha realizado mediante el software WAsP, herramienta de referencia en el sector para simulaciones de generación eólica basadas en datos de recurso, curvas de potencia, condiciones topográficas y distribución de aerogeneradores.

Para ello, se han empleado los siguientes elementos de entrada fundamentales:

- La curva de potencia del aerogenerador Vestas V172-7.2 MW, con una potencia nominal de 7,2 MW, altura de buje de 114 m y densidad de referencia de 1,15 kg/m<sup>3</sup>.
- Un mapa de elevaciones y rugosidad simplificado, generado a partir de datos satelitales y contornos extraídos desde Google Earth Pro, importados en WAsP Map Editor. Se ha asignado una rugosidad homogénea de 0,03 m para todo el terreno, debido a la escasa vegetación del entorno y para facilitar los cálculos.
- La distribución exacta de los aerogeneradores, definida en el layout del parque conforme a criterios de separación mínima y orientación respecto a la rosa de vientos local.

Una vez definido el emplazamiento y colocadas las 28 turbinas del parque, distribuidas en los módulos Metalara, Enance, Lobito y Máncora, se ha llevado a cabo el modelado completo en WAsP. Para cada una de las posiciones se ha generado un archivo de viento generalizado, el cual WAsP ha transformado considerando los efectos de la orografía y la rugosidad del terreno. Estas condiciones se han proyectado a la altura de buje del aerogenerador.

Durante la validación de los datos, se han comparado las velocidades obtenidas con WAsP (basadas en Global Wind Atlas) con las de Vortex a 100 m en tres ubicaciones representativas del parque. Esta comparación ha revelado una sobreestimación del 3 % en WAsP, por lo que se ha aplicado un factor corrector uniforme a todas las velocidades simuladas. Dichas velocidades corregidas se han escalado a 114 m y posteriormente se han interpolado en la curva de potencia de la Vestas V172-7.2, obteniéndose así la producción horaria de cada turbina para todo el año tipo.

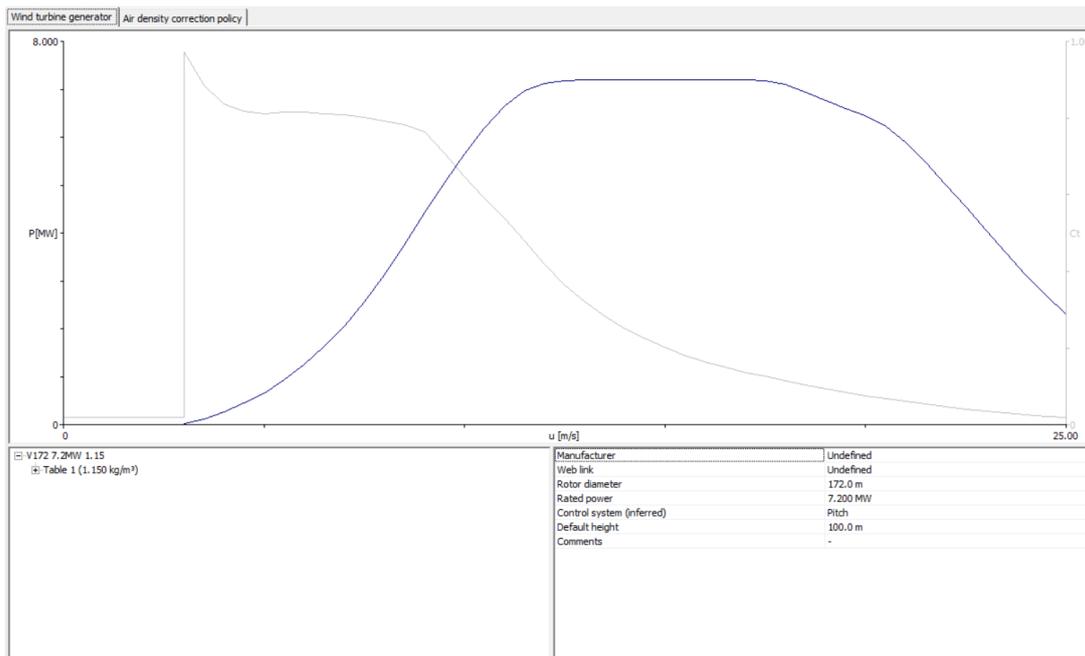


Imagen 11. Curva de potencia de la V172-7.2 (Fuente: VESTAS)

Adicionalmente, WAsP ha permitido incluir factores de pérdida estándar, que afectan la producción neta anual estimada. Entre ellos se han considerado:

- 3 % de pérdidas eléctricas internas,
- 3 % por indisponibilidad,
- 5 % por funcionamiento subóptimo (suciedad, degradación, etc.),

- 0,5 % por pérdidas asociadas a la red (restricciones de vertido),
- y las pérdidas por estelas, calculadas automáticamente por el software según la disposición del parque.

Estas pérdidas no se han aplicado directamente sobre la serie horaria, ya que hacerlo podría alterar artificialmente las potencias máximas alcanzadas. En su lugar, se han simulado mediante una ligera reducción en las velocidades de entrada, preservando así la coherencia de la interpolación horaria con la curva de potencia.

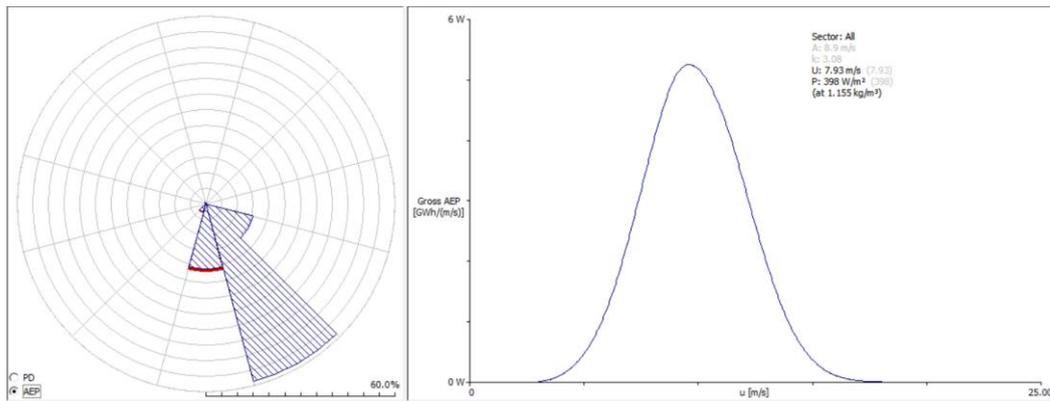


Imagen 12. Rosa de vientos y curva de velocidad (Fuente: WASP)

A continuación, se presenta la tabla de los valores importantes del Parque Eólico Metalara obtenidos con WASP.

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	disp. [m]	U [m/s]	U(w) [m/s]	p [kg/m <sup>3</sup> ]	Gross [GWh]	Net AEP [GWh]	Loss [%]	CF [%]
EN01	475106.0	9486502.0	51.3	0.0	-	114.0	0.0	7.48	7.12	1.164	26.276	23.221	11.62	36.8
EN02	474474.0	9486257.0	53.8	0.0	-	114.0	0.0	7.71	7.37	1.164	28.137	25.180	10.51	39.9
EN03	475974.0	9486634.0	60.0	0.0	-	114.0	0.0	7.58	7.22	1.163	27.111	23.990	11.51	38.0
EN04	476679.0	9486857.0	73.9	0.0	-	114.0	0.0	7.65	7.27	1.161	27.678	24.460	11.63	38.8
EN05	477400.0	9487105.0	78.3	0.0	-	114.0	0.0	7.70	7.35	1.161	28.155	25.159	10.64	39.9
EN06	477945.0	9487381.0	78.8	0.0	-	114.0	0.0	7.72	7.40	1.161	28.292	25.663	9.29	40.7
EN07	478490.0	9487729.0	79.5	0.1	-	114.0	0.0	7.71	7.40	1.161	28.240	25.740	8.85	40.8
EN08	479172.0	9488225.0	69.0	0.1	-	114.0	0.0	7.42	7.16	1.162	25.901	23.782	8.18	37.7
EN09	479769.0	9488570.0	78.9	0.0	-	114.0	0.0	7.38	7.12	1.161	25.626	23.529	8.18	37.3
LO01	474692.0	9484592.0	38.9	0.0	-	114.0	0.0	7.51	7.30	1.165	26.355	24.485	7.10	38.8
LO02	475473.0	9484924.0	38.5	0.0	-	114.0	0.0	7.34	7.09	1.166	24.991	22.904	8.35	36.3
LO03	476619.0	9485086.0	59.3	0.0	-	114.0	0.0	7.46	7.12	1.163	25.986	23.098	11.11	36.6
LO04	477507.0	9485369.0	70.0	0.0	-	114.0	0.0	7.55	7.27	1.162	26.835	24.452	8.88	38.7
LO05	478340.0	9485601.0	61.5	0.0	-	114.0	0.0	7.42	7.21	1.163	25.725	24.075	6.41	38.1
LO06	479294.0	9486099.0	71.2	0.0	-	114.0	0.0	7.51	7.34	1.162	26.517	25.178	5.05	39.9
MA01	480685.0	9486563.0	102.2	0.0	-	114.0	0.0	7.62	7.44	1.158	27.311	25.872	5.27	41.0
MA02	481537.0	9487091.0	122.4	0.1	-	114.0	0.0	7.72	7.59	1.156	28.106	27.130	3.47	43.0
MA03	482357.0	9487691.0	133.6	0.1	-	114.0	0.0	7.93	7.87	1.155	29.629	29.235	1.33	46.3
MA04	480847.0	9488762.0	83.3	0.0	-	114.0	0.0	7.31	7.07	1.160	25.166	23.186	7.86	36.7
MA05	481954.0	9485113.0	87.5	0.0	-	114.0	0.0	7.38	7.36	1.160	25.456	25.372	0.33	40.2
MA06	481036.0	9484734.0	53.4	0.0	-	114.0	0.0	7.12	7.10	1.164	23.443	23.367	0.32	37.0
ME01	474910.0	9482734.0	26.8	0.0	-	114.0	0.0	7.38	7.37	1.167	25.243	25.219	0.10	40.0
ME02	475734.0	9482919.0	42.6	0.0	-	114.0	0.0	7.44	7.43	1.165	25.722	25.651	0.28	40.6
ME03	476440.0	9483365.0	52.6	0.0	-	114.0	0.0	7.41	7.38	1.164	25.499	25.367	0.52	40.2
ME04	477091.0	9483597.0	53.0	0.0	-	114.0	0.0	7.36	7.33	1.164	25.116	24.981	0.54	39.6
ME05	477790.0	9483749.0	51.2	0.0	-	114.0	0.0	7.24	7.21	1.164	24.080	23.957	0.51	38.0
ME06	478572.0	9483965.0	50.0	0.0	-	114.0	0.0	7.22	7.20	1.164	23.999	23.886	0.47	37.8
ME07	479828.0	9484279.0	60.0	0.1	-	114.0	0.0	7.26	7.24	1.163	24.388	24.299	0.36	38.5

Imagen 13. Resultados de la simulación del parque eólico (Fuente: WASP)

Adicionalmente, en la siguiente tabla se presentan los resultados globales, incluyendo la energía neta generada por cada aerogenerador, las pérdidas por estelas del parque en su conjunto y la producción total del mismo. Esta información permitirá evaluar el factor de capacidad y las horas equivalentes que la instalación eólica ofrecerá a la demanda energética de la planta de metanol.

Aerogenerador	UTM X (m)	UTM Y (m)	Altitud (m)	Modelo aerogenerador	Altura buje (m)	Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	Velocidad (m/s)	Prod. Bruta (MWh)	Estelas (%)	Prod. Neta (MWh)	Potencia (MW)	Horas Equivalentes (h)
EN01	475,106	9,486,502	51	V172-7.2	114	1.164	7.48	26,276.0	11.62	20,654.0	7.2	2,869
EN02	474,474	9,486,257	54	V172-7.2	114	1.164	7.71	28,137.0	10.51	22,394.6	7.2	3,110
EN03	475,974	9,486,634	60	V172-7.2	114	1.163	7.58	27,111.0	11.51	21,336.8	7.2	2,963
EN04	476,679	9,486,857	74	V172-7.2	114	1.161	7.65	27,678.0	11.63	21,753.5	7.2	3,021
EN05	477,400	9,487,105	78	V172-7.2	114	1.161	7.70	28,155.0	10.64	22,376.3	7.2	3,108
EN06	477,945	9,487,381	79	V172-7.2	114	1.161	7.72	28,292.0	9.29	22,824.9	7.2	3,170
EN07	478,490	9,487,729	80	V172-7.2	114	1.161	7.71	28,240.0	8.85	22,893.5	7.2	3,180
EN08	479,172	9,488,225	69	V172-7.2	114	1.162	7.42	25,901.0	8.18	21,151.6	7.2	2,938
EN09	479,769	9,488,570	79	V172-7.2	114	1.161	7.38	25,626.0	8.18	20,927.1	7.2	2,907
LO01	474,692	9,484,592	39	V172-7.2	114	1.165	7.51	26,355.0	7.10	21,775.5	7.2	3,024
LO02	475,473	9,484,924	39	V172-7.2	114	1.166	7.34	24,991.0	8.35	20,370.7	7.2	2,829
LO03	476,619	9,485,086	59	V172-7.2	114	1.163	7.46	25,986.0	11.11	20,543.9	7.2	2,853
LO04	477,507	9,485,369	70	V172-7.2	114	1.162	7.55	26,835.0	8.88	21,747.3	7.2	3,020
LO05	478,340	9,485,601	62	V172-7.2	114	1.163	7.42	25,725.0	6.41	21,412.9	7.2	2,974
LO06	479,294	9,486,099	71	V172-7.2	114	1.162	7.51	26,517.0	5.05	22,392.9	7.2	3,110
MA01	480,685	9,486,563	102	V172-7.2	114	1.158	7.62	27,311.0	5.27	23,009.9	7.2	3,196
MA02	481,537	9,487,091	122	V172-7.2	114	1.156	7.72	28,106.0	3.47	24,129.7	7.2	3,351
MA03	482,357	9,487,691	134	V172-7.2	114	1.155	7.93	29,629.0	1.33	26,001.1	7.2	3,611
MA04	480,847	9,488,762	83	V172-7.2	114	1.16	7.31	25,166.0	7.86	20,623.0	7.2	2,864
MA05	481,954	9,485,113	88	V172-7.2	114	1.16	7.38	25,456.0	0.33	22,565.5	7.2	3,134
MA06	481,036	9,484,734	53	V172-7.2	114	1.164	7.12	23,443.0	0.32	20,783.1	7.2	2,887
ME01	474,910	9,482,734	27	V172-7.2	114	1.167	7.38	25,243.0	0.10	22,428.3	7.2	3,115
ME02	475,734	9,482,919	43	V172-7.2	114	1.165	7.44	25,722.0	0.28	22,812.7	7.2	3,168
ME03	476,440	9,483,365	53	V172-7.2	114	1.164	7.41	25,499.0	0.52	22,565.5	7.2	3,133
ME04	477,091	9,483,597	53	V172-7.2	114	1.164	7.36	25,116.0	0.54	22,217.2	7.2	3,086
ME05	477,790	9,483,749	51	V172-7.2	114	1.164	7.24	24,080.0	0.51	21,307.2	7.2	2,959
ME06	478,572	9,483,965	50	V172-7.2	114	1.164	7.22	23,999.0	0.47	21,244.0	7.2	2,951
ME07	479,828	9,484,279	60	V172-7.2	114	1.163	7.26	24,388.0	0.36	21,612.3	7.2	3,002
							<b>7.48</b>	<b>734,983.0</b>	<b>5.79</b>	<b>615,850.1</b>	<b>201.60</b>	<b>3,055</b>

Tabla 6. Resultados globales del Parque Eólico Metalara

Como podemos ver en las tablas, la configuración del parque eólico Metalara se compone de 28 aerogeneradores del modelo Vestas V172-7.2 MW, con una altura de buje de 114 metros. La potencia total instalada alcanza los 201,6 MW. A partir de los cálculos realizados, se ha obtenido una producción bruta anual de 734.983 MWh, de los cuales, tras aplicar las pérdidas, se estima una producción neta de 615.850 MWh anuales.

La velocidad media del viento a la altura de buje es de 7,48 m/s, con valores individuales que oscilan entre 7,26 y 7,91 m/s según la ubicación de cada turbina. Esta distribución homogénea permite un aprovechamiento eficiente del recurso eólico en la mayoría de los puntos del parque. La producción neta por aerogenerador se sitúa generalmente entre los 21.000 y los 23.000 MWh anuales, lo que confirma un comportamiento regular entre máquinas.

Las pérdidas por estelas se han estimado en un 5,79 %, lo cual se considera aceptable en el contexto de un parque eólico real. Las turbinas más afectadas se encuentran entre las denominadas EN01 y EN05, donde las pérdidas individuales pueden superar el 10 %,

probablemente debido a una alineación desfavorable respecto al viento dominante o a un espaciamiento limitado entre máquinas. En cualquier caso, el impacto global de las estelas se mantiene dentro de los márgenes asumidos habitualmente en proyectos comerciales.

En conjunto, los resultados muestran un parque equilibrado, con un diseño que permite un buen aprovechamiento del viento disponible y un nivel de pérdidas moderado. La productividad global del sistema, medida en horas equivalentes, es adecuada y garantiza un rendimiento técnico y económico favorable.

Por otro lado, se ha realizado el cálculo de las horas equivalentes del Parque Eólico Metalara. Las horas equivalentes son un indicador útil para evaluar el rendimiento energético de una instalación de generación eléctrica. Representan el número de horas al año que la instalación debería operar a su potencia nominal para producir la misma energía que realmente genera bajo condiciones variables de recurso (viento, en este caso). El cálculo de las horas equivalentes del Parque Eólico Metalara se ha realizado de la siguiente manera:

La fórmula de las horas equivalentes es la siguiente:

$$\text{Horas equivalentes} = \frac{\text{Producción neta anual (MWh)}}{\text{Potencia instalada (MW)}}$$

En el caso del Parque Eólico Metalara, la potencia instalada es de 201,6 MW (28 aerogeneradores de 7,2 MW cada uno), y la producción neta anual estimada, a partir de los resultados simulados con WAsP, es de 615.850,1 MWh.

Por lo tanto,

$$\text{Horas equivalentes} = \frac{615.850,1 \text{ MWh}}{201,6 \text{ MW}} = \mathbf{3055} \text{ } h_{eq}/\text{año}$$

Este valor indica que el parque generaría en promedio, a lo largo del año, el equivalente a estar funcionando unas 3055 horas a plena carga.

Además, se ha calculado el factor de capacidad, otro indicador clave en la industria energética. Este representa el porcentaje de tiempo durante el cual una instalación funciona, en promedio, a su máxima capacidad teórica. Se calcula como:

$$\text{Factor de capacidad} = \frac{\text{Horas equivalentes}}{8760 \text{ horas/año}} \times 100$$

En este caso,

$$\text{Factor de capacidad} = \frac{3055 h_{eq}}{8760 \text{ horas/año}} \times 100 = 35\%$$

Este 35 % de factor de capacidad es una cifra elevada para un parque eólico terrestre, y valida tanto la calidad del recurso eólico del emplazamiento como la adecuación del modelo de aerogenerador seleccionado.

Por último, se muestran los siguientes indicadores clave resultado de la simulación de producción del Parque Eólico Metalara:

- **Producción bruta anual del parque:** 734.983 MWh/año
- **Factor de capacidad estimado:** 35 %
- **Pérdidas por estela:** 5,79 %
- **Producción neta (tras pérdidas):** 615.850,1 MWh/año

Estos valores validan el diseño propuesto y confirman que la componente eólica del sistema híbrido podrá cubrir una parte significativa de la demanda energética anual de la planta de metanol verde, que asciende a aproximadamente 1.112 GWh/año.

### 3.2.6. Determinación del año tipo y cálculo horario de generación

Con el objetivo de estimar de forma realista la producción energética anual del parque eólico, se ha trabajado con una serie horaria representativa, comúnmente denominada año tipo. Esta metodología permite reducir la complejidad computacional sin sacrificar la fiabilidad estadística del análisis.

La fuente de datos utilizada ha sido la base de datos ERA5, desarrollado por el European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF). Esta base proporciona información meteorológica horaria desde 1979 hasta la actualidad. Para este estudio, se ha considerado el periodo comprendido entre 2005 y 2024, tomando datos de viento

medidos a 100 metros de altura en el emplazamiento seleccionado (La Brea, Talara, Piura).

Estos datos han sido posteriormente corregidos y refinados. La serie resultante ha sido tratada y analizada con el software especializado Windographer, que permite gestionar y transformar series temporales de viento.

### 3.2.6.1. Selección del año tipo

Para identificar el año más representativo del periodo disponible, se ha calculado la media anual de velocidad del viento para cada uno de los 20 años del rango considerado. Estos valores se han agrupado en una tabla, y posteriormente se ha calculado la media total del periodo. El año cuya media anual se desvía menos de esta media total se ha seleccionado como año tipo.

En la siguiente tabla se muestra el valor medio de viento anual para cada año del periodo 2005-2024 usando la base de datos ERA 5. El año 2013 ha sido el más próximo al valor medio global, por lo que ha sido adoptado como año tipo para los cálculos energéticos posteriores.

#	Year	Possible Data Points	Valid Data Points	DCR (%)	DRR (%)	Mean (m/s)	Median (m/s)	Min (m/s)	Max (m/s)	Std. Dev. (m/s)	Weibull k	Weibull A (m/s)	
1	2005	8.755	8.755	99.94	100	3.943	3.699	0.064	9.075	1.516	2.788	4.429	0.117
2	2006	8.755	8.755	99.94	100	3.934	3.708	0.082	9.184	1.632	2.589	4.431	0.108
3	2007	8.755	8.755	99.94	100	3.774	3.535	0.157	9.176	1.523	2.658	4.249	0.052
4	2008	8.779	8.779	99.94	100	3.768	3.561	0.084	10.152	1.619	2.487	4.251	0.058
5	2009	8.755	8.755	99.94	100	3.789	3.552	0.042	9.37	1.633	2.482	4.274	0.037
6	2010	8.755	8.755	99.94	100	3.957	3.713	0.037	9.557	1.514	2.796	4.446	0.131
7	2011	8.755	8.755	99.94	100	3.917	3.693	0.071	8.795	1.585	2.663	4.413	0.091
8	2012	8.779	8.779	99.94	100	3.78	3.566	0.1	8.884	1.569	2.58	4.258	0.046
9	2013	8.755	8.755	99.94	100	3.826	3.623	0.117	8.612	1.466	2.795	4.296	0
10	2014	8.755	8.755	99.94	100	3.958	3.712	0.091	9.375	1.558	2.725	4.451	0.132
11	2015	8.755	8.755	99.94	100	4.019	3.787	0.12	9.828	1.548	2.777	4.513	0.193
12	2016	8.779	8.779	99.94	100	3.736	3.461	0.069	9.078	1.466	2.719	4.202	0.09
13	2017	8.755	8.755	99.94	100	3.572	3.416	0.037	9.105	1.415	2.699	4.015	0.254
14	2018	8.755	8.755	99.94	100	3.685	3.445	0.115	8.807	1.406	2.794	4.14	0.141
15	2019	8.755	8.755	99.94	100	3.747	3.525	0.205	8.923	1.489	2.688	4.215	0.079
16	2020	8.779	8.779	99.94	100	3.965	3.595	0.09	9.486	1.451	2.847	4.342	0.039
17	2021	8.755	8.755	99.94	100	3.833	3.575	0.054	9.494	1.414	2.888	4.3	0.007
18	2022	8.755	8.755	99.94	100	3.835	3.609	0.138	8.901	1.424	2.887	4.304	0.009
19	2023	8.755	8.755	99.94	100	3.831	3.665	0.054	9.627	1.504	2.728	4.304	0.005
20	2024	8.779	8.779	99.94	100	3.754	3.523	0.229	8.211	1.339	2.991	4.205	0.072
	All Data	175.32	175.32		100	3.826	3.598	0.037	10.152	1.509	2.714	4.303	0
	Mean of monthly means					3.826							

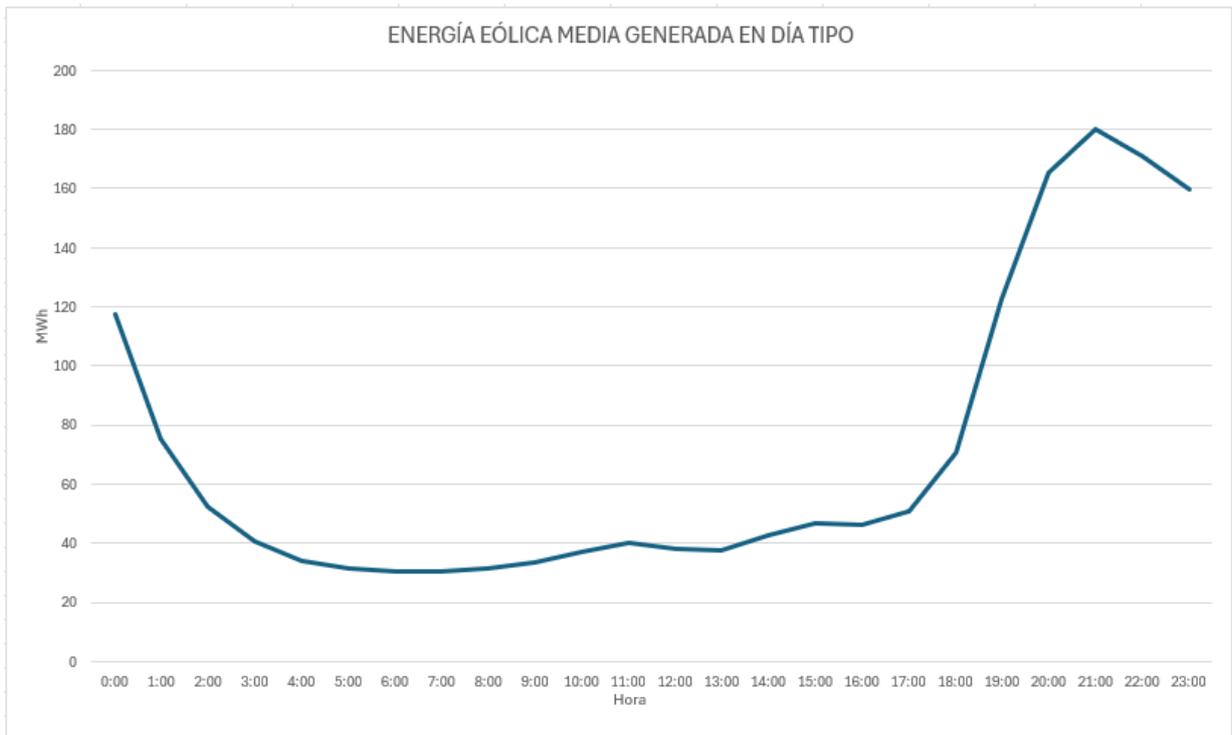
Tabla 7. Valor medio de viento anual de 2005 a 2024 (Fuente: ERA 5)

### 3.6.2.2. Perfil horario medio

Una vez identificada la serie del año tipo, se ha transformado la velocidad horaria en potencia eléctrica generada, aplicando la curva de potencia del modelo Vestas V172-7.2 MW.

Con la serie de potencia neta corregida, se ha elaborado un perfil horario medio diario, calculando la media de energía generada a cada hora del día durante los 365 días del año tipo. Este perfil resulta especialmente útil para analizar la compatibilidad temporal con la generación solar y la demanda de la planta de metanol.

A continuación, se muestra la curva de la energía media generada por hora en un día promedio del año tipo elegido.



*Figura 1. Curva horaria de energía generada por el parque eólico en un día promedio*

La curva obtenida muestra una producción máxima durante las horas de la noche y comienzo de la madrugada, mientras que se observa un descenso hacia la mañana y el mediodía, cuando la radiación solar alcanza sus máximos. Esta complementariedad natural entre los perfiles eólico y solar valida el enfoque híbrido del proyecto.

### 3.3. Diseño del sistema fotovoltaico de generación

El presente apartado describe el diseño técnico del parque fotovoltaico que formará parte del sistema híbrido proyectado. La instalación contará con una potencia pico total de 200 MWp, distribuida en miles de módulos solares bifaciales sobre seguidores de un eje horizontal con orientación norte-sur. Para el dimensionamiento, análisis de pérdidas y estimación de la producción energética, se ha utilizado el software PVsyst, reconocido en el sector fotovoltaico por su precisión en simulaciones y su capacidad para modelar proyectos con distintos niveles de detalle.

#### 3.3.1. Ubicación del parque fotovoltaico

El parque fotovoltaico se ubicará al noreste del núcleo urbano de Talara (Piura, Perú), en una zona próxima a las instalaciones proyectadas del parque eólico Metalara. La zona seleccionada (representada en color azul en la figura siguiente) comprende una extensión disponible de aproximadamente 400 hectáreas, suficiente para albergar la planta fotovoltaica de 200 MWp con una separación optimizada.

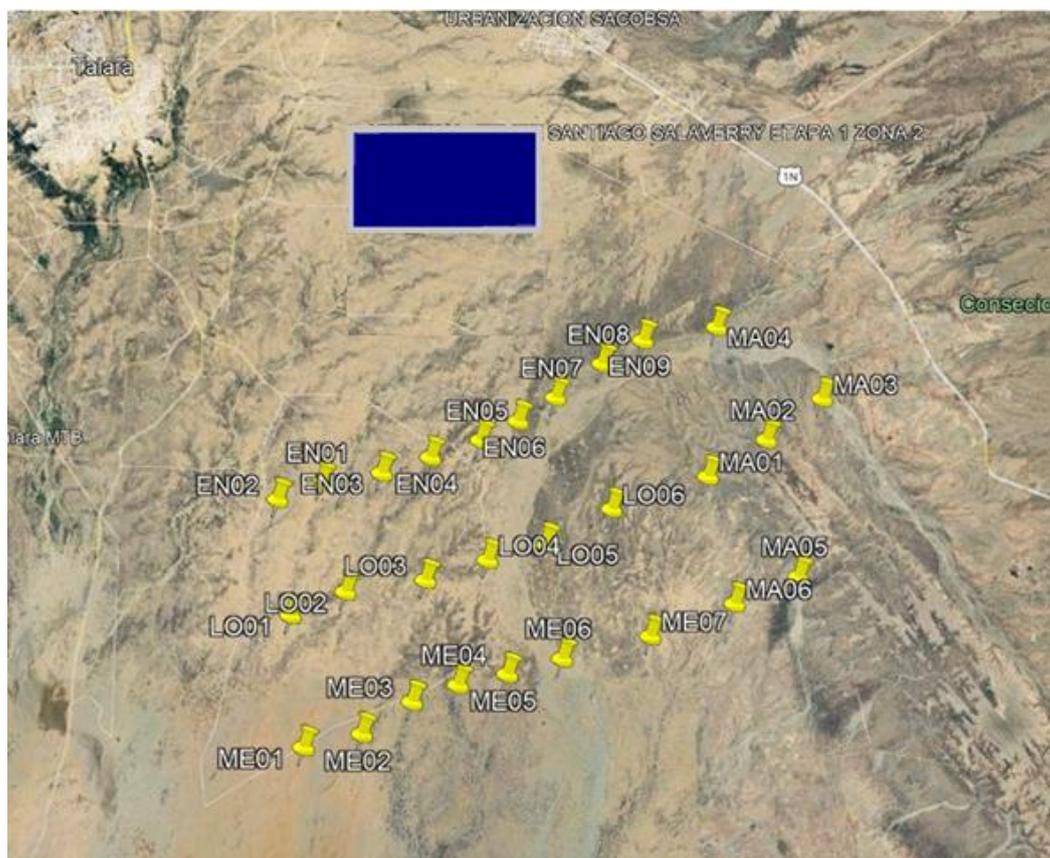
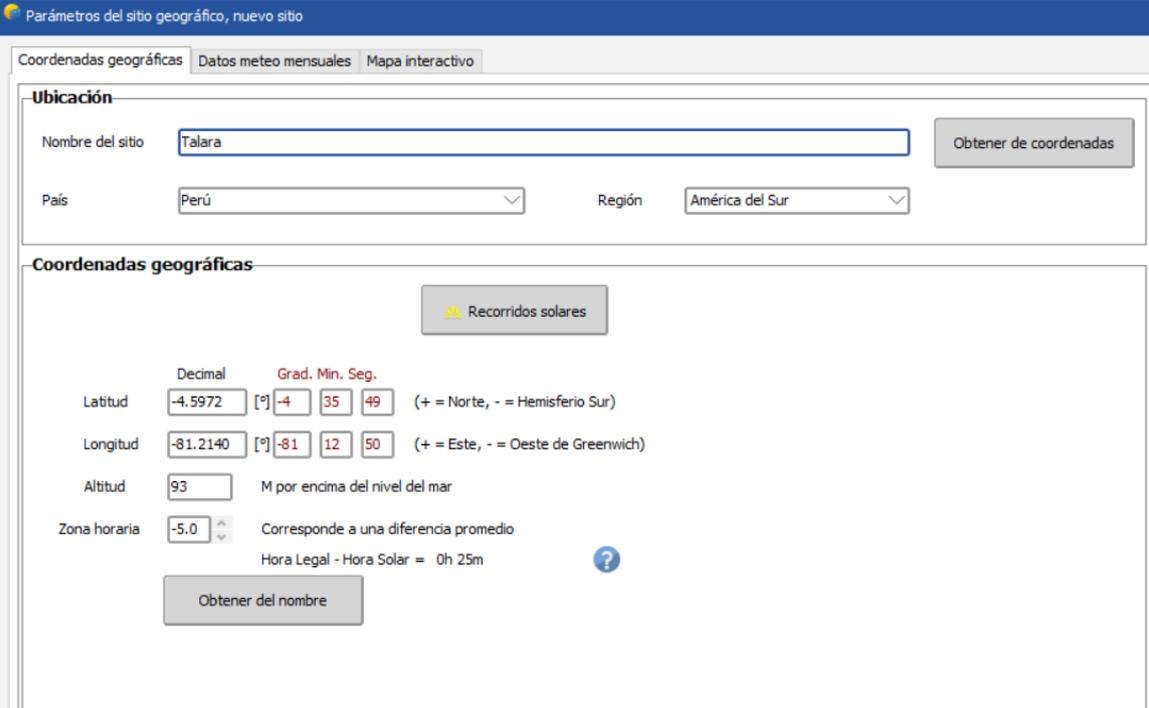


Imagen 14. Ubicación de la Planta Fotovoltaica Metalara (Fuente: Google Earth Pro)

Con el objetivo de evitar cualquier posible efecto de flickering o interferencia de sombras de las turbinas sobre el parque eólico, se ha garantizado una distancia mínima de 2.5 km entre el parque fotovoltaico y el aerogenerador más cercano.

Para la simulación energética y el estudio de recurso solar, se ha utilizado el software PVsyst, configurando el emplazamiento con las siguientes coordenadas geográficas:



The screenshot shows the 'Parámetros del sitio geográfico, nuevo sitio' window in PVsyst. It has three tabs: 'Coordenadas geográficas' (selected), 'Datos meteo mensuales', and 'Mapa interactivo'. The 'Ubicación' section contains a text field for 'Nombre del sitio' with 'Talara', a 'País' dropdown with 'Perú', and a 'Región' dropdown with 'América del Sur'. A 'Recorridos solares' button is present. The 'Coordenadas geográficas' section shows 'Latitud' as -4.5972 (Decimal) or -4° 35' 49" (Grad. Min. Seg.), 'Longitud' as -81.2140 (Decimal) or -81° 12' 50" (Grad. Min. Seg.), 'Altitud' as 93 M, and 'Zona horaria' as -5.0. A 'Hora Legal - Hora Solar = 0h 25m' is also displayed. A 'Obtener del nombre' button is at the bottom.

Imagen 15. Coordenadas de la Planta Fotovoltaica Metalara (Fuente: PVsyst)

En cuanto a los datos climáticos, se ha utilizado la base de datos Meteonorm 8.2, con un promedio de los años desde 2016 a 2021. Según esta fuente, la irradiación horizontal global anual alcanza los 2324.9 kWh/m<sup>2</sup>, con una temperatura media anual de 25.6 °C, lo que confirma la excelente idoneidad de la zona para el aprovechamiento fotovoltaico. La figura siguiente muestra el resumen climático mensual utilizado en la simulación.

Parámetros del sitio geográfico, nuevo sitio

Coordenadas geográficas Datos meteo mensuales Mapa interactivo

Sitio **Talara (Perú)**

Fuente de datos

	Irradiación horizontal global	Irradiación difusa horizontal	Temperatura	Velocidad del viento	Turbidez Linke	Humedad relativa
	kWh/m <sup>2</sup> /mes	kWh/m <sup>2</sup> /mes	°C	m/s	[-]	%
Enero	220.6	58.8	28.0	5.60	3.662	62.1
Febrero	190.2	70.7	28.6	4.79	3.529	63.5
Marzo	220.9	65.8	28.9	4.39	3.505	64.3
Abril	197.2	57.6	28.1	5.60	3.871	63.4
Mayo	183.7	60.2	26.5	6.89	4.145	65.0
Junio	171.3	56.1	24.4	7.20	4.164	69.7
Julio	177.4	59.3	23.5	6.99	4.157	70.5
Agosto	174.0	74.7	22.8	6.80	4.611	69.8
Septiembre	177.9	70.3	22.8	6.69	4.919	69.9
Octubre	199.9	78.2	23.3	6.60	4.058	68.4
Noviembre	198.0	71.8	23.9	6.59	4.066	67.1
Diciembre	213.8	63.1	26.1	6.80	3.939	63.9
<b>Año</b>	<b>2324.9</b>	<b>786.6</b>	<b>25.6</b>	<b>6.2</b>	<b>4.052</b>	<b>66.5</b>

Imagen 16. Datos de irradiación en el emplazamiento (Fuente: PVsyst)

### 3.3.2. Configuración del sistema de seguimiento

El parque fotovoltaico empleará un sistema de seguimiento solar de un eje horizontal con orientación norte-sur (N-S), tecnología que optimiza la captación de radiación directa a lo largo del día. Este tipo de seguidores permite que los módulos roten en dirección este-oeste, adaptándose dinámicamente a la posición del sol y aumentando así la eficiencia energética respecto a estructuras fijas. A continuación, se detallan los parámetros principales adoptados para su configuración.

☑ Orientación #1 - Parque Fotovoltaico Metalara 🟢 Estatus: OK

Tipo de campo:  Nombre:  Área del módulo: Sistema **0 m<sup>2</sup>** 0 módulos Escena 3D **0 m<sup>2</sup>** 0 módulos

Ángulos del eje y limitaciones:  
 Inclinación del eje:   
 Azimut del eje:   
 Phi mín.:   
 Phi máx.:   
 Brecha central:  cm

Comportamientos especiales:  
 Retroceso  
 Optimización de irradiación  
 Protección contra viento

Plano de rastreo, eje horizontal N-S:  
 Phi es el ángulo de rotación alrededor del eje, definido como Phi=0 cuando el plano es horizontal, Phi>0 hacia el oeste.  
 Defina los límites de carrera mecánica (Phi mín. hacia el este, Phi máx. hacia el oeste).

Inclin. eje 0.0°

Azimut del eje 0°

Límites de rotación de phi -60°/60°

Frente al azimut del eje = 0°

Imagen 17. Sistema de seguimiento del parque fotovoltaico (Fuente: PVsyst)

El azimut define la orientación horizontal del eje de seguimiento respecto al norte geográfico. En este diseño, se adopta un azimut de  $0^\circ$ , correspondiente a un seguidor con eje norte-sur, permitiendo que los módulos sigan el recorrido solar de este a oeste con una rotación perpendicular al eje.

Para el sistema de seguimiento solar de un eje horizontal norte-sur (N-S), se ha adoptado una amplitud de rotación de  $\pm 60^\circ$ , es decir, un recorrido angular total de  $120^\circ$ . Este valor representa un equilibrio óptimo entre máxima captación de radiación solar directa y eficiencia mecánica del sistema. Amplitudes mayores no ofrecen incrementos significativos de producción, mientras que ángulos más reducidos pueden limitar el rendimiento energético, especialmente en zonas cercanas al ecuador como Talara (Perú). Por tanto, el rango  $\pm 60^\circ$  asegura una captación eficaz desde el amanecer hasta el atardecer sin comprometer la estabilidad estructural ni encarecer el sistema.

### 3.3.3. Selección de los módulos

Se ha seleccionado el módulo fotovoltaico Trina TSM-NEG-21C-20-700 Vertex de tecnología monocristalina y bifacial, con potencia unitaria de 700 Wp y eficiencia del 24.06%. Este módulo presenta un excelente comportamiento térmico (coeficiente de  $-0.29\%/^\circ\text{C}$ ), alta corriente de operación (17.29 A) y buena integración con inversores modernos.

**Definición de un módulo FV**

**Datos básicos** | Dimensiones y tecnología | **Parámetros del modelo** | Datos adicionales | Measured Data | Comercial | Gráficos

Modelo: TSM-NEG-21C-20-700 Vertex      Fabricante: Trina solar  
Nombre de archivo: Trina\_TSM\_NEG\_21C\_20\_700\_Vertex.PAN      Fuente datos: Datasheet 2024  
Base de datos PVsyst original      Prod. desde 2024

Potencia nom. (en STC): 700.0 Wp      Tol. +/-: 0.0 / 1.5 %  
Tecnología: Si-mono

**Especificaciones del fabricante o otras medidas**

Condiciones de referencia	GRef	1000	W/m <sup>2</sup>	TRef	25	°C
Corriente de cortocircuito	Isc	18.320	A	Circuito abierto Voc	48.60	V
Punto de Máxima Pot.	Imp	17.290	A	Vmpp	40.50	V
Coeficiente de temperatura	muIsc	7.3	mA/°C	Núm células en serie	66	x 2
	o muIsc	0.040	%/°C			

**Herramienta de resultado del modelo interno**

Condiciones de operación	GOper	1000	W/m <sup>2</sup>	TOper	25	°C
Punto de Máxima Pot.	Pmpp	700.3	W	Coef. temper.	-0.29	%/°C
Corriente	Imp	17.39	A	Voltaje Vmpp	40.3	V
Corriente de cortocircuito	Isc	18.32	A	Circuito abierto Voc	48.6	V
Eficiencia	/ Área células	24.06	%	/ Área módulo	22.54	%

**Resumen del modelo**

**Parámetros principales**

Derivación R	240	Ω
Rderiv(G=0)	1000	Ω
Modelo serie R	0.16	Ω
Serie R máx.	0.16	Ω
Serie R aparente	0.25	Ω

**Parámetros del modelo**

Gamma	1.046
IoRef	0.02 nA
muVoc	-115 mV/°C
muPMax fijo	-0.29 /°C

Imagen 18. Parámetros del módulo TSM-NEG.21C.20.700 Vertex (Fuente: PVsyst)

Imagen 19. Dimensiones del módulo TSM-NEG.21C.20.700 Vertex (Fuente: PVsyst)

### 3.3.4. Selección de los inversores

Se ha seleccionado el inversor de red Siemens Sinacon PV4360, un equipo trifásico de conexión directa a media tensión, especialmente diseñado para aplicaciones fotovoltaicas a gran escala. Este modelo ofrece una potencia nominal de salida de 4,360 kVA, con un rango de operación del punto de máxima potencia (MPPT) comprendido entre 875 y 1500 V, lo que permite una integración óptima con el generador fotovoltaico definido.

El inversor opera a una tensión de red de 600 V y alcanza una eficiencia máxima del 98.88 %, lo que garantiza un excelente rendimiento energético. Además, admite hasta 6,400 A de corriente continua de entrada, lo cual ofrece un amplio margen de operación incluso en condiciones de alta irradiancia. La curva de eficiencia está definida para múltiples niveles de tensión, lo que refuerza su comportamiento fiable frente a variaciones de carga.

The screenshot shows the 'Definición del inversor de red' (Grid Inverter Definition) window. The main tabs are 'Parámetros principales', 'Curva de eficiencia', 'Parámetros adicionales', 'Parámetros de salida', 'Dimensiones y tecnología', and 'Datos comerciales'. The 'Parámetros principales' tab is active, showing the following details:

- Modelo:** Sinacon PV4360
- Fabricante:** Siemens
- Nombre de archivo:** Siemens\_Sinacon\_PV4360.OND
- Fuente de datos:** Manufacturer 2019
- Base de datos PVsyst original**
- Prod. desde 2017**

The configuration is divided into two main sections:

- Lado de entrada (Campo FV CC):**
  - Voltaje MPP mínimo: 875 V
  - Voltaje mín. para PNom: N/A V
  - Corriente máxima por MPPT: N/A A
  - Voltaje MPP nominal: N/A V
  - Voltaje MPP máximo: 1500 V
  - Voltaje FV máx. absoluto: 1500 V
  - Umbral de potencia: 2000 W (Predefinido)
  - Especificación contractual, sin significado físico verdadero: Requerido
  - Potencia FV nominal: 4432 kW
  - Potencia FV máxima: 8720 kW
  - Corriente FV máxima: 6400 A
- Lado de salida (Red CA):**
  - Configuración de fase:  Trifásico,  Monofásico,  Bifásico
  - Frecuencia:  50 Hz,  60 Hz
  - Voltaje de red: 600 V
  - Potencia de CA nominal: 4360 kVA
  - Potencia CA máxima: 4360 kVA
  - Corriente AC nominal: 4200 A
  - Corriente AC máxima: 4200 A
  - Eficiencia:
    - Eficiencia máxima: 98.88%
    - Eficiencia definida para 3 voltajes

Imagen 20. Parámetros del Inversor Sinacon PV4360 (Fuente: PVsyst)

### 3.3.5. Configuración eléctrica del parque fotovoltaico

En este apartado se calcula el número de módulos por serie, número de cadenas de módulos (strings) y el número de inversores para poder llegar a los 200 MWp objetivo.

#### 1. Número mínimo de módulos necesarios

Se ha seleccionado un módulo Trina Vertex TSM-NEG-21C-20-700 de 700 Wp. La cantidad mínima total de módulos necesarios se obtiene dividiendo la potencia objetivo entre la potencia unitaria del módulo:

$$\frac{200.000 \text{ kWp}}{0,7 \text{ KWp/módulo}} = 285.715 \text{ módulos}$$

#### 2. Número de módulos por string (en serie)

El número de módulos en serie está limitado por la tensión máxima de entrada del inversor, que es de 1,500 V. Para condiciones extremas (temperatura ambiente mínima de

-10 °C), el módulo seleccionado alcanza una tensión en circuito abierto de 52.5 V. Por tanto, el número máximo de módulos en serie es:

$$\frac{1500 V}{52.5 V} = 28,57 \rightarrow 28 \text{ módulos en serie}$$

Se adopta este valor para asegurar la compatibilidad con el inversor sin exceder su límite de tensión.

### 3. Número mínimo de strings (cadenas)

Dado que cada cadena (string) contiene 28 módulos, el número mínimo de cadenas necesarias es:

$$\frac{285.714 \text{ módulos}}{28 \text{ módulos/string}} = 10.204,07 \text{ cadenas}$$

Para la simulación se ha ajustado el número de cadenas a 10.233 para asegurar la compatibilidad con la arquitectura del sistema definida en PVsyst

### 4. Potencia total instalada

Por lo tanto, el número de módulos total es:

$$10.233 \text{ cadenas} \times 28 \text{ módulos en serie} = 286.524 \text{ módulos}$$

De esta manera, la potencia total del parque asciende a:

$$286.524 \text{ módulos} \times 0,7 \frac{\text{kWp}}{\text{módulo}} = 200.567 \text{ kWp}$$

### 5. Número de inversores necesarios

Se ha seleccionado el inversor Siemens Sinacon PV4360, con una potencia nominal de salida de 4,360 kW. El número de inversores se calcula como:

$$\frac{200.567 \text{ kWp}}{4.360 \text{ kW/inversor}} = 46 \text{ inversores}$$

A continuación, se muestran dos imágenes de cómo ha quedado la configuración final del sistema completo en PVsyst, alcanzando el objetivo de 200 MWp de potencia instalada del Parque Fotovoltaico Metalara.

### Sistema conectado a la red

Sitio geográfico: Talara (Peru)  
 Hemisferio: Sur  
 Coordenadas geográficas: -4.60°(S), -81.21°(W), 93m, UTC-5

### Compatibilidad entre definiciones de sistemas

Parámetros de orientación: 1 Orientaciones  
 Parámetros del sistema: 1 subconjuntos

### Ninguna escena de sombreado definida

**Orientación completa del sistema - Rastreo eje horizontal, Azim. 0.0°**  
 Tipo de campo: Rastreo, eje horizontal N-S  
 Azimut del eje: 0°

**Subconjunto #1 - Generador FV**

**Módulo PV:** Trina\_TSM\_NEG\_21C\_20\_700\_Vertex.PAN (700 Wp)  
 Número de módulos FV: 286524 unidades - 10233 Cadenas x 28 En serie  
 Área de módulos: 890044 m<sup>2</sup>  
 Nominal (STC): 200.6 MWp

**Inversor:** Siemens\_Sinacon\_PV4360.OND (4360 kWca)  
 Entradas MPPT: 1 Entradas  
 Potencia total: 200560kWca  
 Proporción Pnom: 1.00

Imagen 21. Resumen del Parque Fotovoltaico Metalara (Fuente: PVsyst)

**Lista de subconjuntos**

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
Generador FV		
Trina solar - TSM-NEG-21C-20-...	28	10233
Siemens - Sinacon PV4360	46	1

**Subconjunto: Generador FV**

**Selección de la orientación:** Rastreo eje horizontal, Azim. 0.0°

**Selección del módulo FV:** Trina Solar 700 Wp 34V Si-mono TSM-NEG-21C-20-700 Vertex Desde 2024

**Selección del inversor:** Siemens 4360 kW 875 - 1500 V 50/60Hz Sinacon PV4360 Desde 2017

**Resumen sistema global**

Núm. de módulos	286524
Área del módulo	890044 m <sup>2</sup>
Núm. de inversores	46
Potencia FV nominal	200567 kWp
Potencia de CA nominal	200560 kWCA
Proporción Pnom	1.000

**Diseño del conjunto**

Núm. de módulos y cadenas: Mód. en serie 28, Núm. cadenas 10233

Condiciones de operación: Vmpp (60°C) 1010 V, Vmpp (20°C) 1145 V, Voc (-10°C) 1471 V

Potencia nom. conjunto (STC) 186055 kW

Imagen 22. Especificaciones del Parque Fotovoltaico Metalara (Fuente: PVsyst)

### 3.3.6. Pérdidas del parque fotovoltaico

Para el modelado de pérdidas eléctricas en la planta fotovoltaica, se ha adoptado una configuración detallada y realista en PVsyst, diferenciando las pérdidas en corriente continua, corriente alterna y transformadores.

**Circuito CC: pérdidas óhmicas en el conjunto**  
Especificado por:  
 Res. de cableado global 0.0951 mΩ  Calculada  ?  
 Fracción pérdida en STC 1.50 %  Predefinido  
Caída de tensión a través del diodo en serie 0.0 V  Predefinido

**Pérdidas CA después del inversor**

**Inversor de pérdida de cable CA a transfo (por inversor)**  
 Utiliza pérdida óhmica del circuito CA  
 por inversor ?  
 sistema completo  
Longitud del inversor a transformador 800.0 m Sección cables  
Fracción pérdida en STC 3.33 % 10000 mm<sup>2</sup> ?  
STC: P<sub>ca</sub> = 4293 kW, V<sub>ca</sub> = 600 V Tr<sub>i</sub>, I = 4348 A  
Caída de tensión en STC 18.0 V (3.00%)  
 Cobre  
 Alu

Utiliza uno o varios transformadores MT  
 Utiliza un transformador de AT

**Línea de voltaje medio (cada transfo)**  
Voltaje de línea MV 30.0 kV  
Longitud MV Transfo a inyección 500 m Sección cables  
Fracción pérdida en STC 0.09 % 95 mm<sup>2</sup> ?  
STC: P<sub>ca</sub> = 4293 kW, V<sub>ca</sub> = 30.0 kV Tr<sub>i</sub>, I = 87.0 A  
Caída de tensión en STC 23.7 V (0.08%)  
 Cobre  
 Alu

**Transformador externo de voltaje medio** ?  
Transformador(es) MV, sistema completo  
Número de transfos MV 46  Desconexión nocturna  
**Valores genéricos**  
Pac(STC) de referencia 4293 kW  
Pérdida de hierro (valor constante) 0.10 % 4.36 kW  predefinido  
Pérdida de cobre (resistiva) 0.98 % en STC  predefinido  
Resistencia equivalente del transfo 3 x 0.83 mΩ/transfo

**Transformador desde hojas de datos**  
 Utiliza datos de las hojas de datos  
Potencia nominal N/A kVA  
Pérdidas de hierro (sin pérdida de carga) N/A kVA  
Pérdida de cobre (resistiva) en PNom N/A kVA  
Pérdida global en PNom N/A kVA  
Eficiencia global en PNom N/A %

Imagen 23. Pérdidas óhmicas del parque fotovoltaico (Fuente: PVsyst)

Las pérdidas óhmicas en corriente continua, entre los módulos y los inversores, se han estimado mediante una fracción fija del 1,5 %, valor representativo para instalaciones de gran escala con strings largos y tecnología bifacial.

En el lado de corriente alterna, se ha utilizado el enfoque “por inversor” para simular la conexión entre los inversores y los transformadores de media tensión, considerando una distancia promedio de 800 m y cables de gran sección equivalente (10.000 mm<sup>2</sup> en aluminio), lo que supone una pérdida estimada del 3,33 %.

La línea de media tensión de 30 kV, con una longitud de 500 m hasta el punto de inyección en la subestación, se ha modelado con conductores de 95 mm<sup>2</sup>, resultando en pérdidas adicionales del 0,09 %. Asimismo, se han configurado 46 transformadores de media tensión, uno por cada inversor de 4,293 MW, con parámetros típicos de catálogo: pérdidas de hierro del 0,10 % y pérdidas de cobre del 0,98 % en condiciones nominales. La suma de todas estas pérdidas eléctricas (CC, CA y transformadores) asciende aproximadamente

a un 6 %, valor considerado adecuado y realista para una planta de 200 MWp con arquitectura descentralizada.

Además, se han incluido las siguientes pérdidas (con una irradiancia de 800 W/m<sup>2</sup> y 20°C de temperatura ambiente):

- Desajuste entre módulos: 2,9 %
- Pérdida por temperatura del módulo: 6,6 %
- IAM (ángulo de incidencia): 1,5 %
- Calidad del módulo: 0,4 %
- Pérdidas por suciedad: 1 %
- Factor de indisponibilidad: 1 %

A continuación, se muestra la gráfica de pérdidas del sistema.

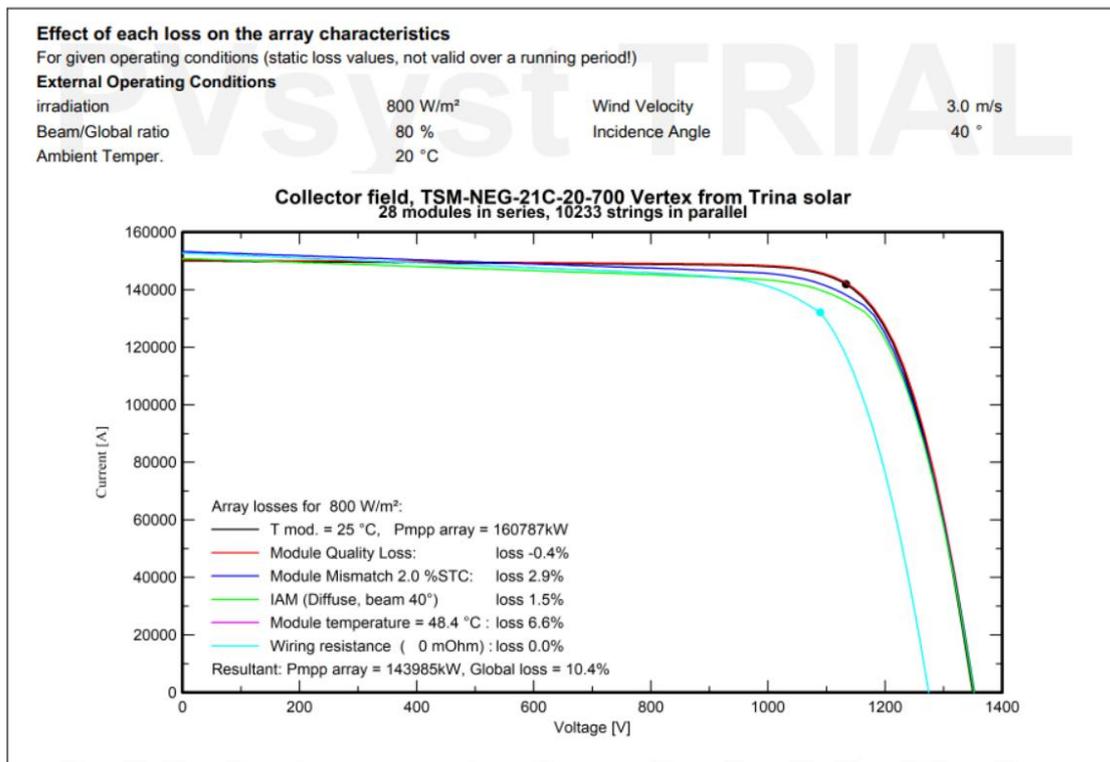


Imagen 24. Gráfica de pérdidas del parque fotovoltaico (Fuente: PVsyst)

### 3.3.7. Resultados de la simulación

La simulación realizada en PVsyst proporciona una estimación detallada del comportamiento energético del parque fotovoltaico en las condiciones climáticas de Talara (Perú). La producción neta total inyectada a red asciende a 500,11 GWh/año, lo

que equivale a una producción específica de 2.493 kWh/kWp/año, valor alto y coherente con la buena radiación solar del emplazamiento. El rendimiento global del sistema, medido mediante el Performance Ratio (PR), alcanza un 81,68 %, valor típico en sistemas con seguidores y tecnología bifacial.

A continuación, se muestra imagen sacada del informe de PVsyst con los resultados principales de la simulación (el informe completo se adjunta al final de este documento como ANEXO III).

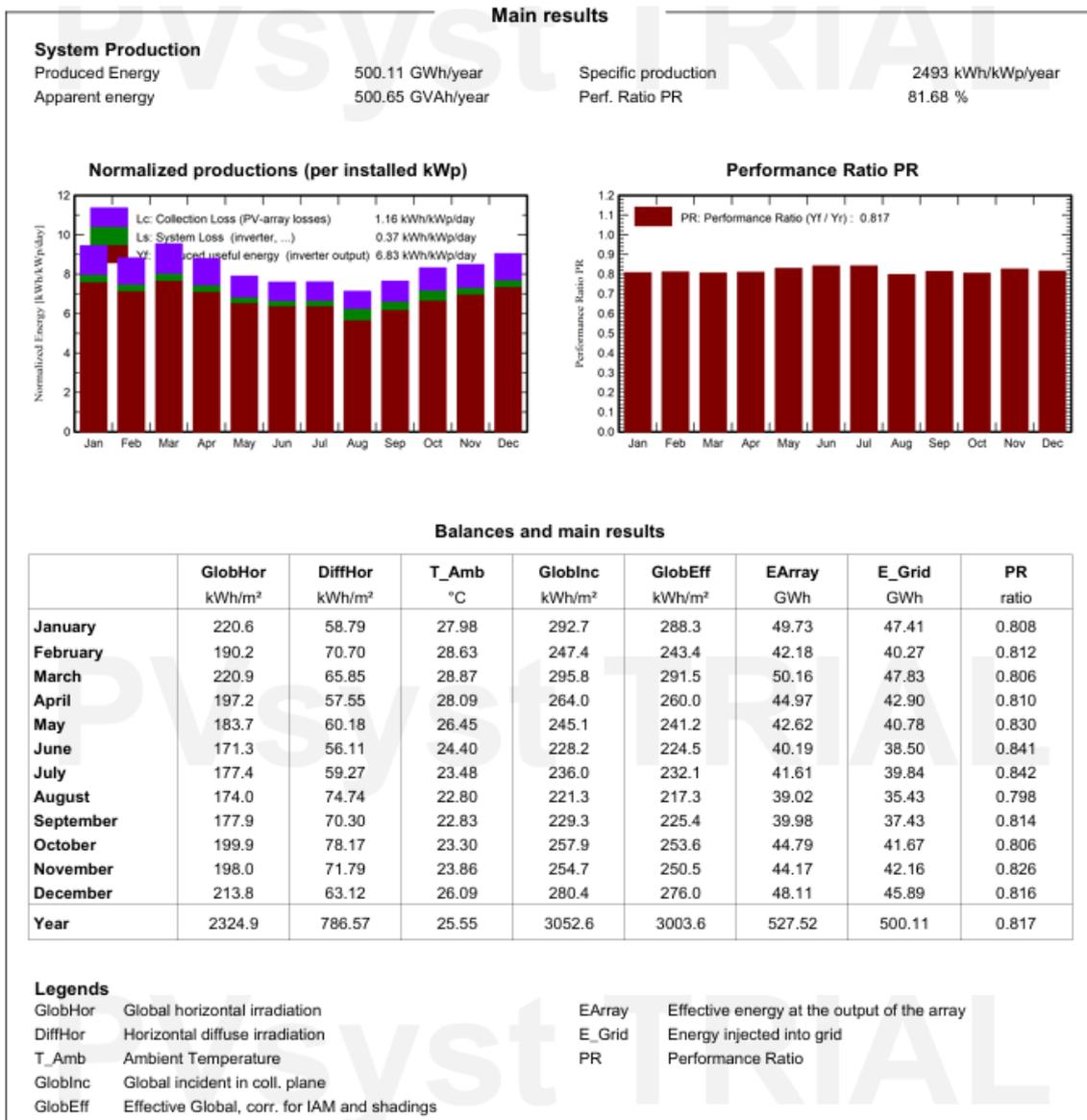


Imagen 25. Resultados de la simulación del Parque Fotovoltaico Metalara (Fuente: PVsyst)

Los resultados de la simulación confirman el buen rendimiento del parque fotovoltaico simulado. Con una producción anual neta de 500,11 GWh y una potencia instalada de 200,567 MWp, se alcanzan unas horas equivalentes de funcionamiento de:

$$\frac{500.110 \text{ MWh}}{200,567 \text{ MWp}} \approx 2.500 \text{ horas equivalentes}$$

Este valor indica que, en promedio, el sistema opera a plena potencia durante 2.500 horas al año, lo que representa un nivel muy elevado de aprovechamiento solar, característico de zonas con alta irradiación como Talara. Además, el Performance Ratio del 81.7 % refleja una instalación bien optimizada, con pérdidas acotadas y buen comportamiento general de todos los componentes del sistema.

### 3.3.8. Perfil horario medio

A continuación, se presenta la curva horaria promedio de generación fotovoltaica correspondiente a un día tipo en el emplazamiento de Talara. Esta gráfica permite visualizar el comportamiento diario del sistema, destacando las horas de mayor producción y la distribución de la energía a lo largo del día. El perfil ha sido construido a partir de los resultados de simulación anual en PVsyst y representa una media ponderada de la generación por hora en condiciones típicas de operación.

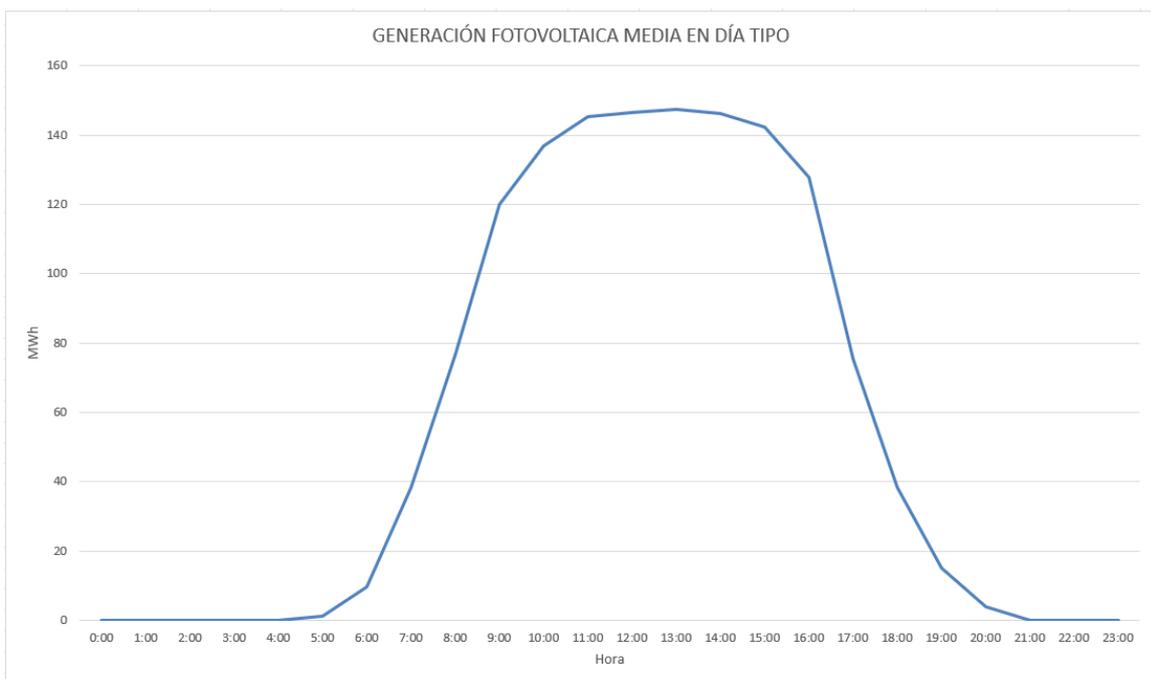


Figura 2. Curva horaria de generación de energía del parque fotovoltaico en un día promedio

## **3.4. Generación conjunta del sistema híbrido**

### **3.4.1. Complementariedad entre energía eólica y solar**

El diseño del sistema híbrido se ha basado en la premisa fundamental de que la combinación de dos fuentes renovables con perfiles temporales distintos puede ofrecer una generación más estable y continua a lo largo del día. En este proyecto, se han seleccionado dos tecnologías principales: energía eólica (con una potencia instalada de 201,6 MW) y energía solar fotovoltaica (200,5 MWp), ambas implantadas en el mismo emplazamiento, en la zona de La Brea (provincia de Talara, Piura, Perú).

El análisis horario realizado sobre los perfiles individuales de producción ha confirmado la complementariedad natural entre ambas fuentes en esta ubicación. En concreto:

- La generación eólica muestra sus máximos de producción durante las horas nocturnas, especialmente entre las 20:00 h y la 01:00 h.
- La generación solar, en cambio, se concentra durante las horas centrales del día, con máximos entre las 11:00 h y las 15:00 h, y sin producción en horas nocturnas.

Este comportamiento compensado entre ambas tecnologías permite suavizar de forma natural los picos y valles de producción que se darían si se utilizara una sola fuente. Como resultado, el sistema híbrido presenta un perfil de generación conjunta más uniforme, reduciendo la necesidad de almacenamiento energético o de respaldo fósil, y aumentando el aprovechamiento de la energía generada en tiempo real.

Esta complementariedad también presenta ventajas a nivel operativo, facilitando el diseño de la planta de metanol verde en términos de gestión de cargas, reducción de sobredimensionamientos en los sistemas eléctricos, y optimización del balance energético diario.

### **3.4.2. Perfil combinado de generación diaria**

Una vez calculados los perfiles horarios de producción del parque eólico y de la planta fotovoltaica, se ha construido el perfil de generación conjunta del sistema híbrido. Este perfil permite visualizar el comportamiento global del sistema a lo largo de un día tipo, basado en simulaciones independientes para ambas tecnologías.

Como se ha comprobado, los resultados muestran que la generación eólica presenta su mayor aporte energético entre las 20:00 h y la 01:00 h, es decir, durante la noche y comienzo de la madrugada. En las horas cercanas a la mañana y las centrales del día (especialmente entre las 2:00 y las 17:00 h) se observa un valle de producción eólica.

Por su parte, la planta fotovoltaica alcanza su máximo de producción entre las 11:00 y las 15:00 h, coincidiendo con el periodo de mayor irradiación directa. Como es habitual, no se registra producción solar entre las 20:00 h y las 06:00 h.

La suma horaria de ambos perfiles confirma la complementariedad natural de los recursos en el emplazamiento. El sistema híbrido mantiene una generación relevante durante todo el día, con un perfil más plano y continuo que si se utilizara únicamente una fuente renovable. Aunque no se logra una cobertura completamente constante, la superposición parcial de ambas curvas minimiza los huecos de generación y reduce el estrés sobre el sistema de conversión y gestión de energía de la planta de metanol.

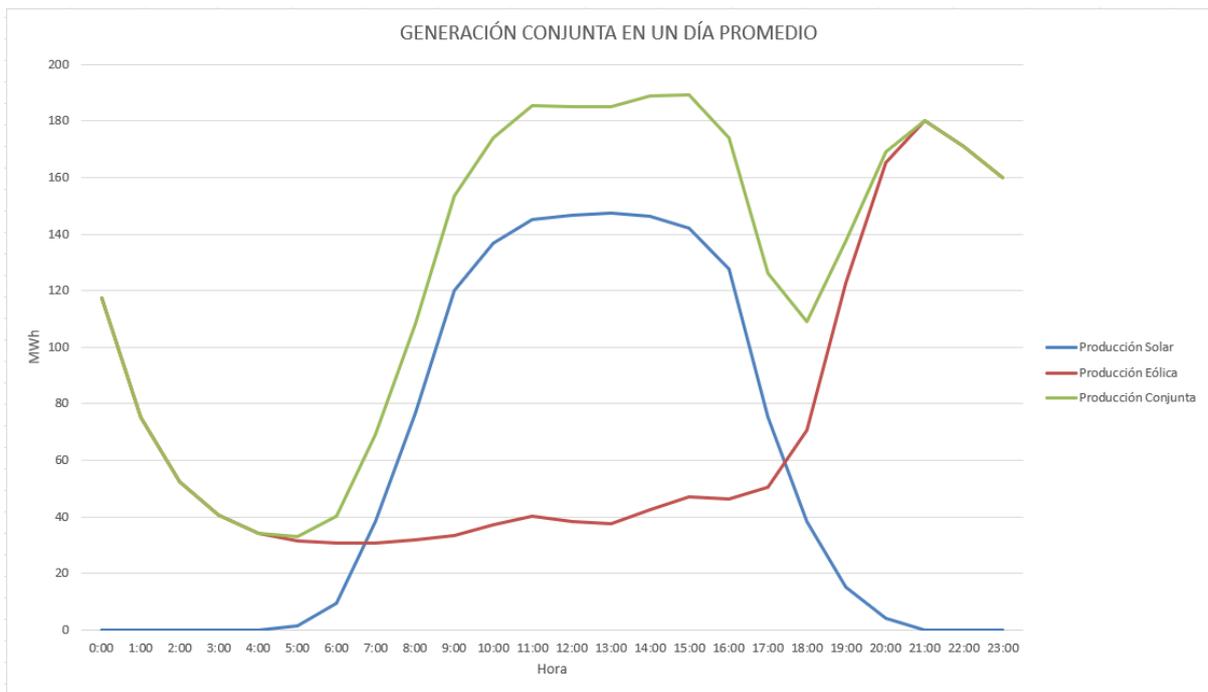


Figura 3. Curva horaria de generación de energía del sistema híbrido en un día promedio

Este comportamiento valida la elección del enfoque híbrido para este proyecto, y refuerza su viabilidad técnica como solución energética renovable para procesos industriales intensivos como la producción de metanol verde.

### **3.4.3. Cobertura de la demanda energética**

El objetivo del sistema híbrido diseñado es proporcionar, exclusivamente mediante fuentes renovables, la energía requerida para el funcionamiento continuo de una planta de producción de 100.000 toneladas anuales de metanol verde. Según se ha calculado, esta planta presenta una demanda eléctrica anual total de 1.112.000 MWh.

A partir de las simulaciones realizadas, se ha obtenido la siguiente estimación de producción energética anual para cada componente del sistema híbrido:

- Generación eólica anual: 615.850,1 MWh
- Generación solar anual: 500.110 MWh
- Total generación renovable: 1.115.960,1 MWh

En términos globales, esta producción representa una cobertura del 100,35 % respecto a la demanda de la planta.

Por tanto, el sistema híbrido no solo permite cubrir completamente la demanda anual, sino que además ofrece un pequeño margen que aporta resiliencia frente a posibles desviaciones meteorológicas o pérdidas adicionales no contempladas.

De todas formas, sería interesante aumentar la potencia instalada del sistema híbrido, ya sea del parque eólico o del fotovoltaico, para así aumentar la producción renovable y tener más margen ante desviaciones de generación para poder asegurar que el metanol producido sea al 100% de origen renovable.

#### **3.4.3.1. Cobertura horaria y perfil diario**

Por otro lado, la cobertura energética debe evaluarse también desde una perspectiva horaria, dado que se pretende que la planta funcione de manera continua la mayor parte del año y la producción renovable es variable.

- La generación eólica aporta significativamente entre las 20:00 h y las 01:00 h, con un valle en la mañana y horas centrales del día.
- La solar, por su parte, produce entre las 06:00 h y las 18:00 h, con su pico máximo entre las 10:00 h y las 15:00 h.

La generación combinada suaviza considerablemente las variaciones, pero existen franjas (principalmente en los cambios de ciclo día/noche) en las que la generación renovable puede ser inferior a la demanda instantánea de la planta. También se producen periodos de excedente.

Este comportamiento evidencia que, aunque el sistema está bien dimensionado en términos anuales, es imprescindible definir una estrategia de operación que contemple la conexión a red para volcar excedentes o cubrir déficits de generación.

Este aspecto se analiza en el siguiente apartado, donde se estudian las distintas modalidades de operación del sistema híbrido, su conexión a red y las implicaciones técnicas que conlleva.

### **3.5. Conexión a red y modos de operación del sistema híbrido**

Dado que el sistema híbrido propuesto tiene por objetivo abastecer energéticamente a una planta de producción de metanol verde a gran escala, resulta esencial definir el modo de operación eléctrica y el esquema de conexión a red del conjunto eólico-fotovoltaico.

#### **3.5.1. Conexión a red eléctrica**

El emplazamiento seleccionado, ubicado en La Brea (provincia de Talara, Piura, Perú), se encuentra relativamente cerca de infraestructuras energéticas existentes. Esto permite considerar una conexión a la red eléctrica nacional, al menos como respaldo o como vía de inyección de excedentes de producción.

El sistema se diseñará como un sistema híbrido conectado a red, lo que ofrece las siguientes ventajas:

- **Seguridad de suministro:** en caso de que la producción renovable sea insuficiente en momentos puntuales, se puede importar energía de la red para mantener la operación continua de la planta.

- **Aprovechamiento de excedentes:** cuando la generación renovable supere la demanda de la planta, la energía sobrante puede ser vertida a red, generando ingresos adicionales o compensaciones energéticas.
- **Estabilidad y control:** el sistema puede operar en paralelo con la red mediante un Power Plant Controller (PPC), encargado de regular la potencia entregada, gestionar rampas, y cumplir con los requisitos del operador del sistema.

Se preverá la instalación de una subestación propia del parque híbrido, así como su correspondiente infraestructura de evacuación en media o alta tensión hasta el punto de conexión. Esta subestación puede incorporar sistemas de compensación reactiva y protección, y deberá cumplir con la normativa eléctrica peruana vigente.

### **3.5.2. Modos de operación**

La planta de metanol verde ha sido diseñada para operar, siempre que sea posible, a su capacidad máxima de producción continua, lo que equivale a una potencia eléctrica constante de 160 MW, como se ha especificado en el apartado correspondiente al dimensionamiento energético.

Con el objetivo de minimizar pérdidas operativas y evitar ciclos de parada y arranque, se considera esencial mantener la planta en funcionamiento de forma estable a lo largo del tiempo. Para ello, debe asegurarse en todo momento una potencia mínima de entrada equivalente al 10 % de su capacidad nominal (aproximadamente 16 MW). En caso de que el sistema híbrido renovable (eólico + solar) no pueda cubrir ni siquiera esta potencia mínima, será necesario recurrir a la importación de energía desde la red eléctrica nacional para evitar la interrupción del proceso.

Por otro lado, en momentos en los que la generación renovable supere los 160 MW requeridos por la planta, el excedente energético será vertido a la red, siempre que las condiciones técnicas del punto de conexión lo permitan.

En resumen, el esquema de operación se basa en la siguiente lógica:

- Prioridad absoluta de uso de la energía renovable generada localmente.
- Importación puntual de red únicamente en caso de que la producción renovable sea insuficiente para cubrir el umbral mínimo de operación.

- Vertido de excedentes a la red en caso de producción superior a la demanda instantánea de la planta.

Por tanto, el sistema híbrido puede operar bajo distintas estrategias. Se plantean tres escenarios principales:

### 1. Absorción de energía de la red (el sistema híbrido produce menos de 16 MW)

En este escenario, el parque híbrido no produce suficiente energía para cubrir la demanda mínima de la planta de metanol. El sistema debe absorber energía de la red eléctrica para compensar la diferencia y mantener la planta al menos con la mínima potencia necesaria para mantenerla activa y, de esta manera, evitar su parada y posterior puesta en marcha, lo que requeriría de varias horas y produciría pérdidas innecesarias. Este modo se activa cuando la producción de energía renovable (eólica y solar) es insuficiente debido a la variabilidad de las fuentes. El sistema de control centralizado debe gestionar la potencia absorbida, adaptándose rápidamente a las fluctuaciones de la generación renovable y asegurándose de que la planta continúe operando.

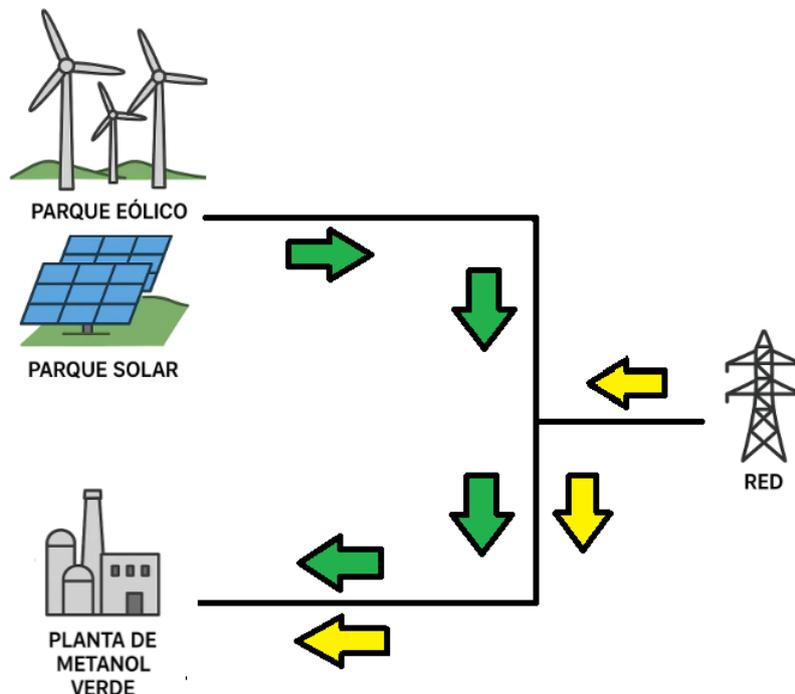


Imagen 26. Modo de absorción de energía de la red

## 2. Modo autoconsumo (el sistema híbrido produce entre 16 MW y 160 MW)

En este modo, el parque híbrido genera suficiente energía para satisfacer toda la demanda de la planta de metanol. Toda la energía producida por los aerogeneradores y paneles solares es consumida por la planta, lo que elimina la necesidad de adquirir energía de la red. El sistema de control debe asegurar que la producción de energía coincida con la demanda de la planta en todo momento.

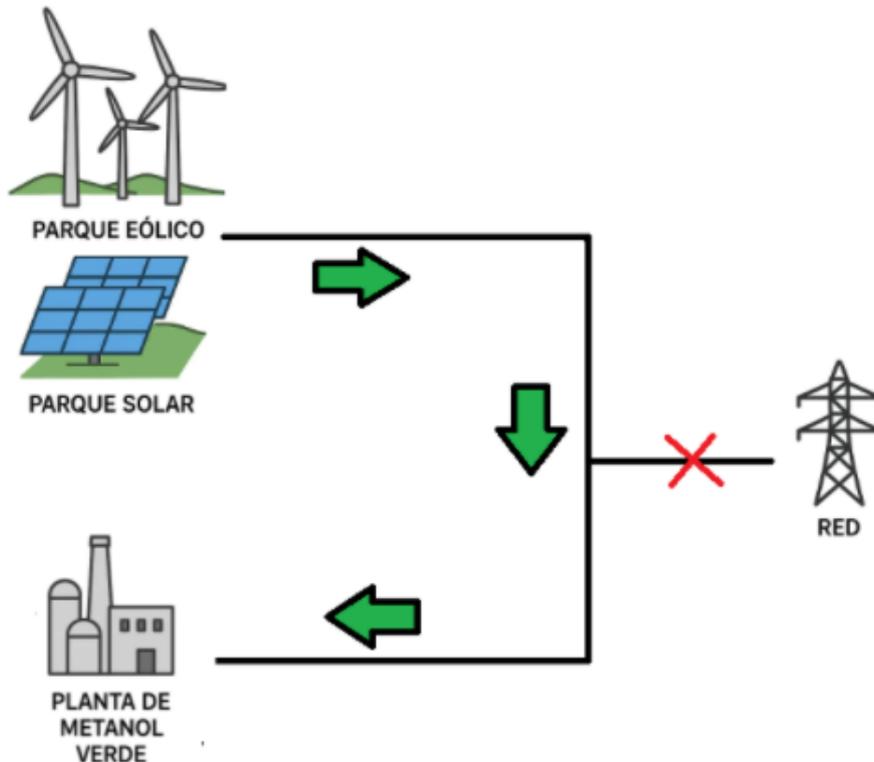
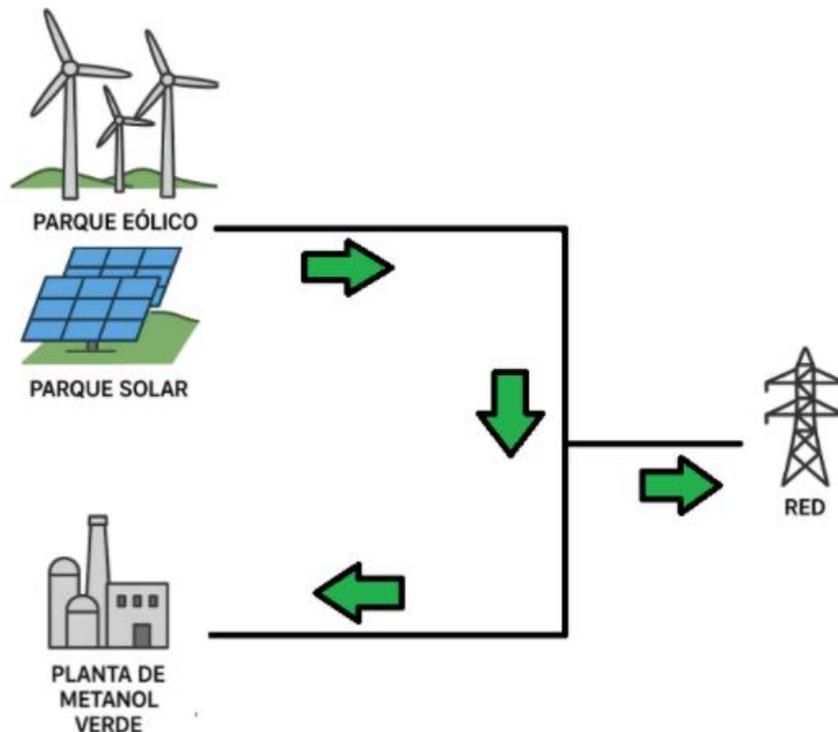


Imagen 27. Modo autoconsumo

## 3. Entrega de energía a la red (el sistema híbrido produce más de 160 MW)

Este modo se activa cuando la generación del parque híbrido supera la demanda a plena capacidad de la planta de metanol. En lugar de perder el excedente de energía, el sistema entrega la electricidad sobrante a la red eléctrica. Esto puede generar ingresos adicionales para la planta. Sin embargo, entregar energía a la red requiere una gestión precisa del punto de conexión, ya que deben cumplirse las condiciones técnicas impuestas por el operador del sistema eléctrico, como la frecuencia y la calidad de la electricidad. El sistema de control centralizado debe coordinar la entrega de energía de manera eficiente,

evitando la sobrecarga de la red y optimizando el momento de la venta de electricidad según las tarifas del mercado.



*Imagen 28. Modo de entrega de energía a la red*

### **3.6. Conclusiones del capítulo 3**

A lo largo de este capítulo se ha demostrado que el sistema híbrido propuesto, compuesto por un parque eólico de 201,6 MW y una planta solar fotovoltaica de 200,5 MWp, es capaz de cubrir la totalidad de la demanda energética anual de la planta de metanol verde para producir las 100.000 toneladas, estimada en 1.112 GWh.

El análisis de los perfiles horarios ha evidenciado una alta complementariedad entre los recursos eólico y solar, lo que permite una generación más estable a lo largo del día. Aun así, se han identificado momentos puntuales con exceso o déficit de energía, lo que justifica la elección de un sistema conectado a red, con posibilidad de inyección o respaldo según sea necesario.

El sistema híbrido, combinado con una estrategia de operación adecuada, garantiza la viabilidad técnica del suministro 100 % renovable para la planta, sentando las bases para una producción continua y sostenible de metanol verde.

## 4. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA HÍBRIDO

En este apartado se presenta un análisis económico del sistema híbrido propuesto, incluyendo los costes estimados de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX) aproximados tanto para el parque eólico como el parque fotovoltaico. La evaluación considera precios de mercado, obtenidos a través de catálogos comerciales y datos de proyectos reales similares, pero los resultados podrían diferir de la realidad, pues el estudio es aproximado.

### 4.1. Costes estimados de inversión (CAPEX)

Los costes de inversión (CAPEX) engloban todas las partidas necesarias para la ejecución y puesta en marcha del sistema: suministro de equipos principales, obra civil, instalaciones eléctricas, infraestructuras auxiliares, ingeniería y costes indirectos. A continuación, se presentan los presupuestos diferenciados del parque eólico y fotovoltaico, y por último el presupuesto del sistema híbrido completo.

#### 4.1.1. Presupuesto total del Parque Eólico

CÓDIGO	CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO (€)	IMPORTE (€)
<b>1</b>	<b>OBRA CIVIL</b>				<b>15.002.985,38 €</b>
<b>1.1</b>	<b>MOVIMIENTO DE TIERRAS</b>				<b>3.351.838,82 €</b>
1.1.1	DESPEJE Y DESBROCE DEL TERRENO POR MEDIOS MECÁNICOS	549.477,72	m <sup>2</sup>	0,61	335.181,41 €
1.1.2	EXCAVACIÓN MECÁNICA EN DESMONTE CUALQUIER TERRENO	391.649,14	m <sup>3</sup>	3,16	1.237.611,27 €
1.1.3	EXCAVACIÓN DE TIERRA VEGETAL	164.843,33	m <sup>3</sup>	3,54	583.545,39 €
1.1.4	TERRAPLÉN O PEDRAPLEN O RELLENO TODO-UNO MATERIAL PROC. EXCAVAC.	119.606,49	m <sup>3</sup>	2,85	340.878,49 €
1.1.5	TERRAPLÉN CON PRODUCTO DE PRÉSTAMO S. SELECCIONADO	87.743,56	m <sup>3</sup>	9,74	854.622,26 €
<b>1.2</b>	<b>FIRMES</b>				<b>3.411.262,40 €</b>
1.2.1	ZAHORRA ARTIFICIAL	131.390,82	m <sup>3</sup>	25,40	3.337.326,92 €
1.2.2	HORMIGÓN EN MASA HM-20/P/20/I VERTIDO	724,01	m <sup>3</sup>	102,12	73.935,48 €
<b>1.3</b>	<b>DRENAJE</b>				<b>675.250,89 €</b>
1.3.1	BOQUILLA CON ALETAS PARA CAÑO 1Ø600MM	40,00	UD	193,50	7.740,00 €
1.3.2	BOQUILLA CON ALETAS PARA CAÑO 3Ø800MM.	6,00	UD	385,60	2.313,60 €
1.3.3	BOQUILLA CON ALETAS PARA CAÑO 1Ø1000MM.	4,00	UD	322,52	1.290,08 €
1.3.4	BOQUILLA CON ALETAS PARA CAÑO 3Ø1000MM.	4,00	UD	578,40	2.313,60 €
1.3.5	BOQUILLA CON ALETAS PARA CAÑO 4Ø1000MM.	4,00	UD	1.349,60	5.398,40 €
1.3.6	TUBERIA DE HORMIGON CENTRIFUGADO, Ø600, JUNTA DE MORTERO	278,11	ML	66,00	18.355,53 €
1.3.7	TUBERIA DE HORMIGON CENTRIFUGADO, Ø600, JUNTA DE MORTERO	112,44	ML	88,00	9.894,41 €
1.3.8	TUBERIA DE HORMIGON CENTRIFUGADO, Ø1000, JUNTA DE MORTERO	192,79	ML	110,00	21.207,16 €
1.3.9	BADEN ANCHO 6,00 M.; RAMPAS AL 8%. CALADO 0,20 M	2.053,06	m <sup>2</sup>	74,85	153.671,45 €
1.3.10	CUNETA REVESTIDA HEXAGONAL L=0,50 M	9.910,76	ML	35,00	346.876,76 €
1.3.11	CUNETA REVESTIDA TRAPEZ. EN PIE DE TERRAPLEN O CABEZA DESMONTE	4.247,60	ML	25,00	106.189,90 €
<b>1.4</b>	<b>CIMENTACIONES</b>				<b>7.564.633,27 €</b>
1.4.1	DESPEJE Y DESBROCE DEL TERRENO POR MEDIOS MECÁNICOS	23.167,58	m <sup>2</sup>	0,61	14.132,23 €
1.4.2	EXCAVACIÓN DE TIERRA VEGETAL	23.167,58	m <sup>3</sup>	3,54	82.013,24 €
1.4.3	EXCAVACIÓN DE POZOS DE CIMENTACIÓN	54.057,69	m <sup>3</sup>	13,38	723.291,94 €
1.4.4	RELLENO DE MATERIAL SELECCIONADO	54.345,91	m <sup>3</sup>	5,36	291.294,09 €
1.4.5	ENCOFRADO Y DESENCOFRADO	21,00	UD	2213,5	46.483,50 €
1.4.6	HORMIGÓN DE LIMPIEZA	1.115,56	m <sup>3</sup>	117,9	131.524,18 €
1.4.7	HORMIGÓN HA-35	21.856,75	m <sup>3</sup>	130,35	2.849.027,44 €
1.4.8	HORMIGÓN HA-40	464,72	m <sup>3</sup>	142,5	66.222,26 €
1.4.9	ACERO B500S	2.036.754,18	KG	1,65	3.360.644,39 €

Tabla 8. Presupuesto de ejecución material del parque eólico (1)

CÓDIGO	CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO (€)	IMPORTE (€)
<b>2</b>	<b>OBRA ELÉCTRICA Y COMUNICACIONES</b>				<b>13.270.834,28 €</b>
<b>2.1</b>	<b>RED SUBTERRÁNEA</b>				<b>13.270.834,28 €</b>
<b>2.1.1</b>	<b>CANALIZACIONES</b>				<b>1.885.348,19 €</b>
2.1.1.1	EXCAVACIÓN DE ZANJAS Y POZOS	46591,724	m <sup>3</sup>	12,40 €	577.737,38 €
2.1.1.2	RELLENO DE ARENA DE RÍO	14572,616	m <sup>3</sup>	22,40 €	326.382,89 €
2.1.1.3	RELLENO DE MATERIAL SELECCIONADO	30424,516	m <sup>3</sup>	5,36 €	163.075,41 €
2.1.1.4	ARQUETA PARA TENDIDO DE CABLES O ARQUETA DE FIBRA ÓPTICA	765,000	UD	852,78 €	652.376,70 €
2.1.1.5	TUBO PE Ø200	9705,521	m	4,33 €	42.024,90 €
2.1.1.6	TUBO PE Ø110	71,622	m	2,58 €	184,79 €
2.1.1.7	TUBO PE Ø90	59096,396	m	2,00 €	118.192,79 €
2.1.1.8	TUBO PE Ø50	3518,884	m	1,53 €	5.373,34 €
2.1.1.9	HORMIGÓN EN MASA HM-20/P/20/I VERTIDO	1595,193	m <sup>3</sup>	102,12 €	162.893,17 €
<b>2.1.2</b>	<b>CONDUCTORES</b>				<b>10.295.723,34 €</b>
2.1.2.1	CONDUCTOR AL RHZ1 18/30 KV 1X95 MM2	68033,836	m	10,39 €	706.871,55 €
2.1.2.2	CONDUCTOR AL RHZ1 18/30 KV 1X240 MM2	34367,612	m	14,42 €	495.580,96 €
2.1.2.3	CONDUCTOR AL RHZ1 18/30 KV 1X400 MM2	7470,145	m	19,62 €	146.564,24 €
2.1.2.4	CONDUCTOR AL RHZ1 18/30 KV 1X630 MM2	236865,658	m	35,86 €	8.494.002,50 €
2.1.2.5	EMPALME CONTRÁCTIL EN FRÍO PARA CABLE MT HASTA 400MM2	112,000	UD	298,96 €	33.483,52 €
2.1.2.6	EMPALME CONTRÁCTIL EN FRÍO PARA CABLE MT HASTA 630MM2	575,000	UD	530,99 €	305.319,25 €
2.1.2.7	TERMINAL MT TIPO MSCT-630A HASTA 630 MM2	171,000	UD	496,23 €	84.855,84 €
2.1.2.8	CONDUCTOR BAJA TENSIÓN XLPE 1.000 V COBRE 4X(1X50MM <sup>2</sup> )	2904,547	m	10,00 €	29.045,47 €
<b>2.1.3</b>	<b>PUESTA A TIERRA</b>				<b>584.994,21 €</b>
2.1.3.1	PUESTA A TIERRA DE CADA AEROGENERADOR	28,000	UD	3.363,35 €	94.173,69 €
2.1.3.2	PUESTA A TIERRA DE CADA TORRE DE MEDICIÓN	2,000	UD	3.009,31 €	6.018,62 €
2.1.3.3	PUESTA A TIERRA ACOMPAÑAMIENTO EN ZANJA	59096,396	m	7,86 €	464.497,68 €
2.1.3.4	CONEXIONADO PUESTA A TIERRA DE CADA AEROGENERADOR	28,000	UD	71,51 €	2.002,20 €
2.1.3.5	CONEXIONADO PUESTA A TIERRA DE CADA TORRE DE MEDICIÓN	2,000	UD	63,98 €	127,96 €
2.1.3.6	ENSAYOS ESPECIFICADOS POR EL FABRICANTE	28,000	UD	649,07 €	18.174,07 €
<b>2.1.4</b>	<b>COMUNICACIONES</b>				<b>504.768,54 €</b>
2.1.4.1	CABLE FIBRA ÓPTICA MULTIMODO 12 F.O. SMF	59096,396	m	6,82 €	403.037,42 €
2.1.4.2	CONEXIÓN DE CADA AEROGENERADOR	28,000	UD	2.340,26 €	65.527,39 €
2.1.4.3	CONEXIÓN DE CADA TORRE DE MEDICIÓN	2,000	UD	2.093,92 €	4.187,84 €
2.1.4.4	CAJA DE EMPALME DE FIBRA OPTICA	30,000	UD	1.067,20 €	32.015,88 €
<b>3</b>	<b>AEROGENERADORES</b>				<b>100.800.000,00 €</b>
3.1	AEROGENERADOR V172 - 7.2	28,00	UD	3.600.000,00 €	100.800.000,00 €
<b>4</b>	<b>TORRE METEOROLÓGICA</b>				<b>150.000,00 €</b>
4.1	SUMINISTRO Y MONTAJE DE TORRE METEOROLÓGICA DE PARQUE	2,00	UD	75.000,00 €	150.000,00 €
<b>5</b>	<b>GESTIÓN DE RESIDUOS</b>				<b>541.934,31 €</b>
5.1	GESTIÓN DE RESIDUOS, SEGÚN ESTUDIO	1,00	UD	541.934,31 €	541.934,31 €
<b>6</b>	<b>SEGURIDAD Y SALUD</b>				<b>778.196,21 €</b>
6.1	SEGURIDAD Y SALUD, SEGÚN ESTUDIO	1,00	UD	778.196,21 €	778.196,21 €
<b>7</b>	<b>MEDIDAS CORRECTORAS DE IMPACTO AMBIENTAL</b>				<b>2.178.770,68 €</b>
7.1	MEDIDAS CORRECTORAS DE IMPACTO AMBIENTAL	1,00	UD	2.178.770,68 €	2.178.770,68 €
<b>PRESUPUESTO TOTAL PARQUE EÓLICO METALARA</b>					<b>132.722.720,87 €</b>

Tabla 9. Presupuesto de ejecución material del parque eólico (2)

#### 4.1.2. Presupuesto total del Parque Fotovoltaico

CÓDIGO	CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO (€)	IMPORTE (€)
<b>1</b>	<b>MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</b>				<b>48.995,60 €</b>
1.1	MÓDULOS TRINA SOLAR TSM-NEG-21C-20-700 VERTEX	286.524,00	UD	0,171	48.995,60 €
<b>2</b>	<b>INVERSORES</b>				<b>2.070.000,00 €</b>
2.1	INVERSORES SIEMENS SINACON PV4360	46,00	UD	45.000,00 €	2.070.000,00 €
<b>3</b>	<b>ESTRUCTURA Y MONTAJE</b>				<b>48.652.400,00 €</b>
3.1	SOPORTES	286.524,00	UD	60,00 €	17.191.440,00 €
3.2	TRACKERS	40.000,00	UD	500,00 €	20.000.000,00 €
3.3	MONTAJE DE LOS MÓDULOS E INVERSORES	286.524,00	UD	40,00 €	11.460.960,00 €
<b>4</b>	<b>OBRA CIVIL</b>				<b>6.889.992,11 €</b>
4.1	DESPEJE Y DESBROCE DEL TERRENO POR MEDIOS MECÁNICOS	890.044,00	m <sup>2</sup>	0,61	542.926,84 €
4.2	EXCAVACIÓN MECÁNICA EN DESMONTE CUALQUIER TERRENO	621.649,14	m <sup>3</sup>	3,16	1.964.411,28 €
4.3	EXCAVACIÓN DE TIERRA VEGETAL	364.837,12	m <sup>3</sup>	3,54	1.291.523,42 €
4.4	TERRAPLÉN O PEDRAPLEN O RELLENO TODO-UNO MATERIAL PROC. EXCAVAC.	274.873,98	m <sup>3</sup>	2,85	783.390,84 €
4.5	TERRAPLÉN CON PRODUCTO DE PRÉSTAMO S. SELECCIONADO	236.934,26	m <sup>3</sup>	9,74	2.307.739,73 €
<b>5</b>	<b>OBRA ELÉCTRICA Y COMUNICACIONES</b>				<b>13.350.660,00 €</b>
5.1	CABLEADO Y CONEXIONES	890.044,00	m <sup>2</sup>	15,00 €	13.350.660,00 €
<b>6</b>	<b>SISTEMA DE CONTROL Y MONITORIZACIÓN</b>				<b>500,00 €</b>
6.1	SISTEMA DE CONTROL Y MONITORIZACIÓN	1,00	UD	500,00 €	500,00 €
<b>7</b>	<b>GESTIÓN DE RESIDUOS</b>				<b>250.384,00 €</b>
7.1	GESTIÓN DE RESIDUOS, SEGÚN ESTUDIOS	1,00	UD	250.384,00 €	250.384,00 €
<b>8</b>	<b>SEGURIDAD Y SALUD</b>				<b>250.427,00 €</b>
8.1	SEGURIDAD Y SALUD, SEGÚN ESTUDIOS	1,00	UD	250.427,00 €	250.427,00 €
<b>9</b>	<b>MEDIDAS CORRECTORAS DE IMPACTO AMBIENTAL</b>				<b>500.714,00 €</b>
9.1	MEDIDAS CORRECTORAS DE IMPACTO AMBIENTAL	1,00	UD	500.714,00 €	500.714,00 €
<b>PRESUPUESTO TOTAL PARQUE FOTOVOLTAICO METALARA</b>					<b>72.014.072,72 €</b>

Tabla 10. Presupuesto de ejecución material del parque fotovoltaico

### 4.1.3. Presupuesto Total del Parque Híbrido

El coste total del sistema híbrido corresponde a la suma directa de los presupuestos estimados para el parque eólico y el parque fotovoltaico. Este valor representa la inversión necesaria para la ejecución completa del proyecto.

<b>PRESUPUESTO TOTAL PARQUE HÍBRIDO METALARA</b>	<b>204.736.793,58 €</b>
--	-------------------------

El Presupuesto de Ejecución Material del sistema híbrido de generación es de un total de **204.736.793,58 €**. Este valor entra dentro del presupuesto de 250 millones de euros que habíamos propuesto al inicio del proyecto, además de que se encuentra dentro de lo esperado para parques de dimensiones similares.

### 4.2. Costes estimados de operación y mantenimiento (OPEX)

Además de la inversión inicial, el sistema híbrido requerirá costes anuales de operación y mantenimiento durante toda su vida útil. Estos costes comprenden tareas como:

- Mantenimiento preventivo y correctivo.
- Sustitución de componentes críticos (inversores, transformadores, etc.).
- Supervisión técnica (SCADA, control de planta).
- Personal, seguros, vigilancia y otros servicios auxiliares.

Generalmente, se estiman los siguientes valores promedio anuales:

- Eólica terrestre: entre 2 % y 3 % del CAPEX → se asume un 2,5 %.
- Solar fotovoltaica: entre 1 % y 2 % del CAPEX → se asume un 1,5 %.

Aplicando estos porcentajes a los presupuestos reales:

- Eólica:  $132.722.720,87 \text{ €} \times 2,5 \% = 3.318.068,02 \text{ €/año}$
- Solar:  $72.014.072,71 \text{ €} \times 1,5 \% = 1.080.211,09 \text{ €/año}$

Por tanto, el OPEX total estimado anual es de **4.398.279,11 €**.

Esta cifra ofrece una base realista para evaluar la viabilidad económica del sistema en operación continua durante su vida útil proyectada (alrededor de 25 años).

### 4.3. Rentabilidad: Cálculo de LCOE

El *Levelized Cost Of Energy* (LCOE) es una métrica que permite estimar el coste medio por MWh generado durante toda la vida útil del sistema, considerando tanto la inversión inicial como los gastos de operación.

La fórmula aproximada es:

$$LCOE = \frac{CAPEX + (OPEX \times Vida\ útil)}{Producción\ Total\ de\ Energía}$$

En este caso, los parámetros utilizados son:

- CAPEX total: 204.736.793,58 €
- OPEX anual estimado: 4.398.279,11 €
- Vida útil: 25 años
- Producción anual del parque híbrido: 1.115.960,1 MWh/año

Por tanto,

$$LCOE = \frac{204.736.793.58 + (4.398.279,11 \times 25)}{1.115.960,1 \times 25} = \mathbf{11,28\ €/MWh}$$

Este valor de LCOE refleja una alta competitividad del sistema renovable propuesto, ya que se sitúa por debajo de los costes medios actuales del mercado eléctrico español, sin necesidad de combustible fósil ni costes por emisiones. Representa un indicio claro de viabilidad económica a largo plazo, especialmente si se considera la creciente demanda de combustibles sostenibles como el metanol verde.

### 4.4. Ingresos estimados por venta de metanol

A efectos de valorar el potencial económico del proyecto desde una perspectiva industrial, se ha estimado el ingreso anual que se generaría por la venta del metanol verde producido anualmente. Considerando una capacidad de producción de 100.000 toneladas anuales y un precio medio de mercado de 900 €/t, los ingresos brutos anuales alcanzarían los 90 millones de euros.

Este valor sitúa el proyecto dentro de un rango de alta rentabilidad industrial, especialmente si se considera que el metanol verde se posiciona como uno de los combustibles sostenibles con mayor proyección a nivel global en sectores como el transporte marítimo, la química verde o el almacenamiento de energía.

No obstante, para realizar un análisis financiero completo, sería necesario considerar también los costes de inversión y operación de la planta de metanol, los cuales no se incluyen en el alcance del presente trabajo, centrado exclusivamente en el diseño del sistema energético renovable asociado.

#### **4.5. Conclusiones capítulo 4**

El análisis económico realizado permite confirmar la viabilidad financiera básica del sistema híbrido eólico-solar diseñado para abastecer la planta de metanol verde. Con una inversión inicial de aproximadamente 204,7 millones de euros, y unos costes de operación anuales estimados en 4,4 millones de euros, el sistema presenta un LCOE bajo de apenas 11,28 €/MWh, lo que demuestra su alta competitividad frente a otras tecnologías energéticas.

Adicionalmente, se estima que la venta de las 100.000 toneladas anuales de metanol verde podría generar hasta 90 millones de euros al año en ingresos brutos, reforzando el interés industrial del proyecto.

En conjunto, los resultados muestran que el sistema híbrido diseñado no solo es técnicamente viable, sino también económicamente sólido, sentando una base realista para su futura implantación.

## **5. CONCLUSIONES, LIMITACIONES Y PERSPECTIVAS DE FUTURO**

### **5.1. Conclusiones generales**

El presente Trabajo de Fin de Máster ha desarrollado el diseño y dimensionamiento de un sistema híbrido de generación eléctrica, basado en energía eólica y solar, para alimentar de forma continua una planta de producción de metanol verde con una capacidad anual de 100.000 toneladas. El proyecto parte de un emplazamiento real, ubicado en La Brea (provincia de Talara, Piura, Perú), seleccionado por su alto recurso renovable, disponibilidad de suelo, y cercanía a infraestructuras estratégicas.

A partir de un estudio detallado del proceso de producción de metanol verde, se ha determinado una demanda energética total de aproximadamente 1.112 GWh anuales, que ha servido como base para el dimensionamiento del sistema. El sistema híbrido diseñado está compuesto por un parque eólico de 201,6 MW y una planta fotovoltaica de 200,5 MWp, con una producción anual conjunta estimada de 1.115.960 MWh, cubriendo de forma íntegra la demanda energética de la planta.

Desde el punto de vista económico, se ha calculado un presupuesto de ejecución material de 204,7 millones de euros y un LCOE de 11,28 €/MWh, lo que demuestra la viabilidad técnica y económica del proyecto. Asimismo, se estima que la venta de metanol verde podría generar hasta 90 millones de euros anuales en ingresos brutos, lo que posiciona esta tecnología como una alternativa rentable y alineada con la transición energética global.

### **5.2. Limitaciones del estudio**

Aunque el presente trabajo ha abordado de manera detallada el diseño del sistema híbrido de generación renovable para abastecer una planta de metanol verde, existen ciertas limitaciones que deben ser consideradas para comprender el alcance real del proyecto.

En primer lugar, el estudio se ha centrado exclusivamente en la parte energética del sistema, por lo que no se ha desarrollado el diseño técnico completo de la planta de metanol, ni se han incluido aspectos como el dimensionamiento de equipos específicos, balances de masa, diagramas de proceso o ingeniería de detalle de los sistemas de síntesis,

destilación y almacenamiento. Aunque se ha analizado el funcionamiento general de la planta y estimado su consumo energético, el diseño completo de la infraestructura química excede el objetivo principal del trabajo.

Por otro lado, no se ha llevado a cabo un análisis financiero completo de la planta en su conjunto. Si bien se ha estimado el presupuesto de ejecución material del sistema híbrido de generación renovable y se ha calculado el LCOE, no se ha considerado los costes de inversión y operación de la planta de metanol, los cuales no forman parte del alcance del presente trabajo, centrado exclusivamente en el diseño del sistema energético renovable asociado. Este tipo de análisis sería necesario en otra fase del proyecto, especialmente si se pretende evaluar su rentabilidad real desde el punto de vista de un inversor o desarrollador industrial.

Estas limitaciones no invalidan los resultados obtenidos, pero marcan el camino hacia futuras ampliaciones del estudio que permitirían obtener una visión integral y más precisa del proyecto en su conjunto.

### **5.3. Perspectivas de futuro**

El desarrollo de este trabajo ha permitido sentar las bases técnicas y económicas para la integración de un sistema híbrido eólico-solar como fuente de energía renovable para una planta de metanol verde. No obstante, el planteamiento abordado abre la puerta a múltiples líneas de mejora y profundización que podrían ser exploradas en futuras fases del proyecto o en trabajos complementarios.

Una de las primeras oportunidades se encuentra en la optimización técnica del sistema híbrido, en concreto del layout del parque eólico. Aunque el diseño actual cumple con criterios esperados, sería interesante valorar la inserción de nuevos aerogeneradores y optimizar las distancias entre estos. Esta nueva configuración podría ser mejorada mediante el uso de herramientas de software, lo que permitiría maximizar la producción neta y reducir las pérdidas por efecto de estelas.

Asimismo, una evaluación técnica más detallada del sistema de electrólisis sería muy valiosa, incorporando aspectos como la gestión térmica, la modulación de carga y la interacción con las variaciones horarias de la generación renovable. También sería pertinente explorar la inclusión de sistemas de almacenamiento energético, como baterías,

que podrían mejorar la estabilidad del suministro a la planta de metanol en condiciones climáticas adversas o de baja producción simultánea de viento y sol.

También sería de gran utilidad desarrollar el diseño técnico completo de la planta de metanol, incluyendo esquemas de proceso, elección de tecnologías específicas de síntesis y purificación, así como la evaluación de la integración térmica entre los subsistemas. Este paso permitiría dimensionar no solo la parte energética, sino también los equipos y servicios auxiliares necesarios para una operación industrial real.

Por último, se podría plantear como línea futura la realización de un análisis ambiental completo, basado en metodologías de ciclo de vida (LCA) y evaluación de huella de carbono. Este análisis serviría para cuantificar el impacto ambiental del sistema propuesto en todas sus etapas y verificar que el metanol producido puede considerarse efectivamente “verde” bajo criterios normativos y científicos.

En conjunto, estas perspectivas refuerzan la relevancia del proyecto como base sólida para avanzar hacia la implementación real de soluciones industriales sostenibles, y abren el camino a investigaciones futuras que integren la energía renovable con la producción limpia de combustibles y materias primas.

## 6. REFERENCIAS

- [1] IRENA. (2024). *Renewable Capacity Statistics 2024*. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/Publications/2024/Mar/Renewable-capacity-statistics-2024>
- [2] Informes de expertos. (2024). *Mercado Global de Metanol*. EMR ACLAIGHT enterprise. <https://www.informesdeexpertos.com/informes/mercado-de-metanol>
- [3] García-Ceca, C. (2024). *La mayor planta de metanol verde de Europa estará en el Puerto de Huelva*. Energías Renovables. <https://www.energias-renovables.com/movilidad/la-mayor-planta-de-metanol-verde-de-20240110/>
- [4] World Nuclear Association. (17 de mayo de 2024). *Hydrogen Production and Uses*. <https://world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/hydrogen-production-and-uses>
- [5] Ramirez, Weiss, Kirk y Gamage. (2 de agosto de 2023). *Hydrogen Reality Check: Distilling Green Hydrogen's Water Consumption*. RMI. <https://rmi.org/hydrogen-reality-check-distilling-green-hydrogens-water-consumption/>
- [6] IRENA y Methanol Institute. (2021). *RENEWABLE METHANOL*. International Renewable Energy Agency en colaboración con el Methanol Institute. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jan/IRENA\\_Innovation\\_Renewable\\_Methanol\\_2021.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jan/IRENA_Innovation_Renewable_Methanol_2021.pdf)
- [7] Bolívar, G. (14 de junio de 2022). *Electrólisis del agua*. Lifeder. <https://www.lifeder.com/electrolisis-del-agua/>
- [8] CalculatorsConversion. (6 de junio de 2025). *Cálculo de voltaje mínimo requerido para electrólisis*. <https://www.calculatorsconversion.com/es/calculo-de-voltaje-minimo-requerido-para-electrolisis-2/>
- [9] Retuerto, M. *Descubre los tipos de electrolizadores que existen actualmente, cómo funcionan y sus principales características*. IDEA GREEN. <https://ideagreen.es/hidrogeno-verde/tipos-de-electrolizadores/>

- [10] Franco, A y Giovannini, C. (17 de diciembre de 2023). *Recent and Future Advances in Water Electrolysis for Green Hydrogen Generation: Critical Analysis and Perspectives*. MDPI. <https://www.mdpi.com/2071-1050/15/24/16917>
- [11] Green Power. (27 de julio de 2021). *How much water does electrolysis consume?* <https://www.gprectifier.com/info/how-much-water-does-electrolysis-consume-59626516.html>
- [12] AN-AIR. *Cómo Capturar CO2: Una Guía Informativa y Completa*. <https://anair.es/articulos/como-se-captura-el-co2.html>
- [13] Stangelanda, Chamssinea, Fub, Huangb, Duanb y Yu. (2021). *CO2 hydrogenation to methanol over partially embedded Cu within Zn-Al oxide and the effect of indium*. ScienceDirect. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212982021001761>
- [14] Liu, Hagelin-Weaver y Welt. (2023). *A Concise Review of Catalytic Synthesis of Methanol from Synthesis Gas*. ResearchGate. [https://www.researchgate.net/publication/367070729\\_A\\_Concise\\_Review\\_of\\_Catalytic\\_Synthesis\\_of\\_Methanol\\_from\\_Synthesis\\_Gas](https://www.researchgate.net/publication/367070729_A_Concise_Review_of_Catalytic_Synthesis_of_Methanol_from_Synthesis_Gas)
- [15] De Santiago, C. (2 de octubre de 2018). *Estudio de viabilidad de una unidad de producción de metanol a partir de gas de síntesis*. Universidad Politécnica de Cartagena. <https://1library.co/document/zwv2r15v-estudio-viabilidad-una-unidad-producci%C3%B3n-metanol-partir-s%C3%ADntesis.html>
- [16] Futuro Eléctrico. *Metanol verde | Qué es y cuáles son las ventajas de este combustible renovable*. <https://futuroelectrico.com/metanol-verde/>

## ANEXOS

### ANEXO I. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)



Imagen 29. Objetivos de Desarrollo Sostenible (Fuente: ONU)

Este proyecto está alineado con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) promovidos por las Naciones Unidas, un conjunto de metas globales que abordan los principales retos ambientales, sociales y económicos a nivel mundial. La implementación de una planta de producción de metanol verde alimentada por un sistema híbrido de generación eólica y solar se alinea directamente con varios de estos objetivos, promoviendo un modelo energético más limpio, resiliente y justo. A continuación, se detallan los ODS con los que el proyecto guarda una relación directa:

- **ODS 7 - Energía asequible y no contaminante**

El proyecto impulsa el desarrollo y uso de fuentes de energía renovable, específicamente la energía eólica y solar, contribuyendo así al aumento de la proporción de energía limpia en la matriz energética. Además, fomenta la mejora de la eficiencia energética y apoya el acceso universal a servicios energéticos fiables y sostenibles, particularmente en regiones con gran potencial renovable como el norte de Perú.

- **ODS 9 - Industria, innovación e infraestructura**

Este trabajo promueve el desarrollo de infraestructuras energéticas modernas, resilientes y sostenibles, vinculadas a la producción de combustibles verdes. La utilización de tecnologías emergentes como la electrólisis del agua, la captura de CO<sub>2</sub> y la integración de sistemas híbridos de generación representa una apuesta por la innovación tecnológica y la industrialización sostenible.

- **ODS 12 - Producción y consumo responsables**

La generación de metanol verde a partir de hidrógeno renovable y CO<sub>2</sub> capturado contribuye a una producción química más responsable y sostenible. Se reduce así la dependencia de fuentes fósiles, se minimizan los residuos y se impulsa una economía circular y respetuosa con el medio ambiente.

- **ODS 13 - Acción por el clima**

El proyecto tiene un impacto directo en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, especialmente CO<sub>2</sub>, al reemplazar procesos convencionales intensivos en carbono por tecnologías renovables. Esto refuerza las estrategias de mitigación del cambio climático y contribuye a alcanzar los compromisos climáticos nacionales e internacionales.

## ANEXO II. AEROGENERADOR VESTAS V172 - 7.2 MW

# V172-7.2 MW™ IEC S

<b>Power regulation</b>	Pitch regulated with variable speed
<b>Operating data</b>	
Standard rated power	7,200kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed*	25m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range from -20°C to +45°C	
*High Wind Operation available as standard	
<b>Sound power</b>	
Maximum	107.8dB(A)*
*Sound Optimized Modes available dependent on site and country	
<b>Rotor</b>	
Rotor diameter	172m
Swept area	23,235m <sup>2</sup>
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
<b>Electrical</b>	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
<b>Gearbox</b>	
Type	two planetary stages
<b>Tower</b>	
Hub heights*	114m (IEC S)** 150m (IEC S)** 164m (DIBt) 166m (IEC S) 175m (DIBt) 199m (DIBt)
*Site specific towers available on request	
**Preliminary	

### Turbine options

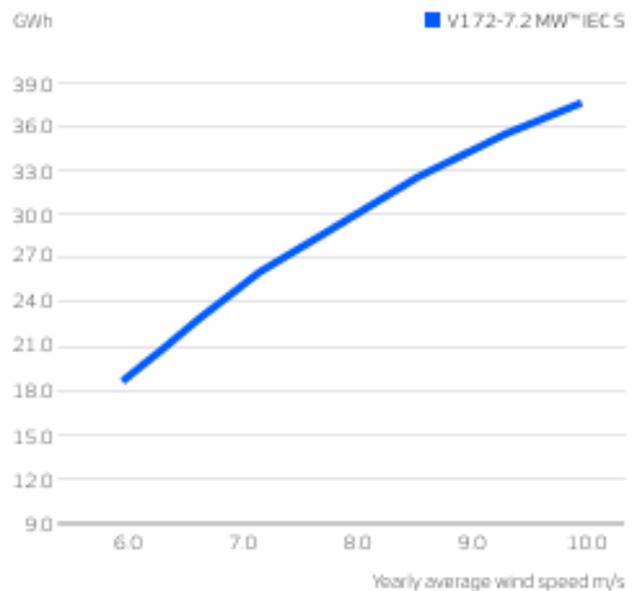
- 6.5 MW Operational Mode
- 6.8 MW Operational Mode
- Oil Debris Monitoring System
- High Temperature Cooler Top
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System

### Sustainability

Carbon Footprint	6.4g CO <sub>2</sub> e/kWh
Return on energy break-even	6.9 months
Lifetime return on energy	34 times
Recyclability rate	86.6%

Configurations: 166m hub height, 10kg=7.4m/s, k=2.46. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on an internal restricted assessment. An externally reviewed Life Cycle Assessment will be made available at [vestas.com/andc/finland](http://vestas.com/andc/finland)

### Annual energy production



**Assumptions**  
 One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor = 3  
 Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

## **ANEXO III. INFORME DE LA SIMULACIÓN DEL PARQUE FOTVOLTAICO**

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: Parque Fotovoltaico Metalara

Variant: Simulación Planta FV Metalara

No 3D scene defined, no shadings

System power: 200.6 MWp

Talara - Peru



# Project: Parque Fotovoltaico Metalara

Variant: Simulación Planta FV Metalara

## PVsyst V8.0.13

VCO, Simulation date:  
12/07/25 13:56  
with V8.0.13

### Project summary

#### Geographical Site

Talara  
Perú

#### Situation

Latitude -4.60 °(S)  
Longitude -81.21 °(W)  
Altitude 93 m  
Time zone UTC-5

#### Project settings

Albedo 0.20

#### Weather data

Talara  
Meteonorm 8.2 (2016-2021), Sat=100% - Sintético

### System summary

#### Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

#### Orientation #1

Tracking plane, horizontal N-S axis  
Axis azimuth 0 °  
Phi min / max. +/- 60 °  
Diffuse shading Automatic

#### Near Shadings

no Shadings

#### User's needs

Unlimited load (grid)

#### Tracking algorithm

Astronomic calculation

#### System information

##### PV Array

Nb. of modules 286524 units  
Pnom total 200.6 MWp

##### Inverters

Nb. of units 46 units  
Total power 200560 kVA  
Pnom ratio 1.00

### Results summary

Produced Energy 500.11 GWh/year Specific production 2493 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 81.68 %  
Apparent energy 500.66 GVAh/year

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8



**PVsyst V8.0.13**

VCO, Simulation date:  
12/07/25 13:56  
with V8.0.13

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>Orientation #1</b>		<b>Trackers configuration</b>	
<b>Tracking plane, horizontal N-S axis</b>		No 3D scene defined	
Axis azimuth	0 °		
Phi min / max.	-/+ 60 °		
Diffuse shading	Automatic		
<b>Tracking algorithm</b>		<b>Models used</b>	
Astronomic calculation		Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteonorm
		Circumsolar	separate
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>	
Free Horizon		no Shadings	
<b>Grid injection point</b>		<b>User's needs</b>	
<b>Power factor</b>		Unlimited load (grid)	
Cos(phi) (lagging)	0.999		

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	TSM-NEG-21C-20-700 Vertex	Model	Sinacon PV4360
(Original PVsyst database)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	700 Wp	Unit Nom. Power	4360 kVA
Number of PV modules	286524 units	Number of inverters	46 units
Nominal (STC)	200.6 MWp	Total power	200560 kVA
Modules	10233 string x 28 In series	Operating voltage	875-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.00
Pmpp	186.1 MWp	Leading limit Cos(phi) min	0.100
U mpp	1044 V	Lagging limit Cos(phi) min	0.100
I mpp	178281 A	Power sharing within this inverter	
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	200567 kWp	Inverter PNom limit defined as apparent power	
Total	286524 modules	Total power	200560 kVA
Module area	890044 m²	Number of inverters	46 units
		Pnom ratio	1.00

**Array losses**

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>				
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.095 mΩ			
		Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.50 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>		<b>Strings Mismatch loss</b>				
Loss Fraction	-0.38 %	Loss Fraction	2.00 % at MPP	Loss Fraction	0.15 %			
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000



**PVsyst V8.0.13**

VCO, Simulation date:  
12/07/25 13:56  
with V8.0.13

**System losses**

**Unavailability of the system**

Time fraction 1.0 %  
3.7 days,  
3 periods

**AC wiring losses**

**Inv. output line up to MV transfo**

Inverter voltage 600 Vac tri  
Loss Fraction 3.01 % at STC

**Inverter: Sinacon PV4360**

Wire section (46 Inv.) Alu 46 x 3 x 10000 mm<sup>2</sup>  
Average wires length 800 m

**MV line up to Injection**

MV Voltage 30 kV  
Average each transformer  
Wires Alu 3 x 95 mm<sup>2</sup>  
Length 500 m  
Loss Fraction 0.08 % at STC

**AC losses in transformers**

**MV transfo**

Medium voltage 30 kV

**One transfo parameters**

Nominal power at STC 4.29 MVA  
Iron Loss (24/24 Connexion) 4.36 kVA  
Iron loss fraction 0.10 % at STC  
Copper loss 42.26 kVA  
Copper loss fraction 0.98 % at STC  
Coils equivalent resistance 3 x 0.83 mΩ

**Operating losses at STC (full system)**

Nb. identical MV transfos 46  
Nominal power at STC 197.5 MVA  
Iron loss (24/24 Connexion) 200.56 kVA  
Copper loss 1944.00 kVA



# Project: Parque Fotovoltaico Metalara

Variant: Simulación Planta FV Metalara

PVsyst V8.0.13

VCO, Simulation date:  
12/07/25 13:56  
with V8.0.13

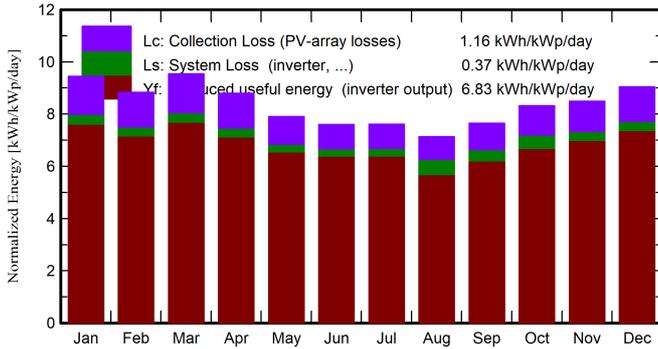
## Main results

### System Production

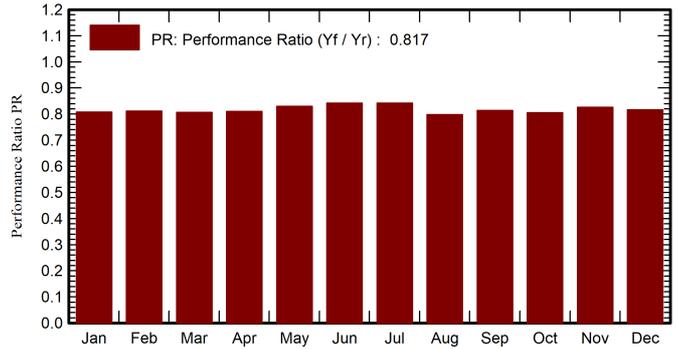
Produced Energy 500.11 GWh/year  
Apparent energy 500.66 GVAh/year

Specific production 2493 kWh/kWp/year  
Perf. Ratio PR 81.68 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



## Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	220.6	58.79	27.98	292.7	288.3	49.73	47.41	0.808
February	190.2	70.70	28.63	247.4	243.4	42.18	40.27	0.812
March	220.9	65.85	28.87	295.8	291.5	50.16	47.83	0.806
April	197.2	57.55	28.09	264.0	260.0	44.97	42.90	0.810
May	183.7	60.18	26.45	245.1	241.2	42.62	40.78	0.830
June	171.3	56.11	24.40	228.2	224.5	40.19	38.50	0.841
July	177.4	59.27	23.48	236.0	232.1	41.61	39.84	0.842
August	174.0	74.74	22.80	221.3	217.3	39.02	35.43	0.798
September	177.9	70.30	22.83	229.3	225.4	39.98	37.43	0.814
October	199.9	78.17	23.30	257.9	253.6	44.79	41.67	0.806
November	198.0	71.79	23.86	254.7	250.5	44.17	42.16	0.825
December	213.8	63.12	26.09	280.4	276.0	48.11	45.89	0.816
<b>Year</b>	<b>2324.9</b>	<b>786.57</b>	<b>25.55</b>	<b>3052.6</b>	<b>3003.6</b>	<b>527.52</b>	<b>500.11</b>	<b>0.817</b>

### Legends

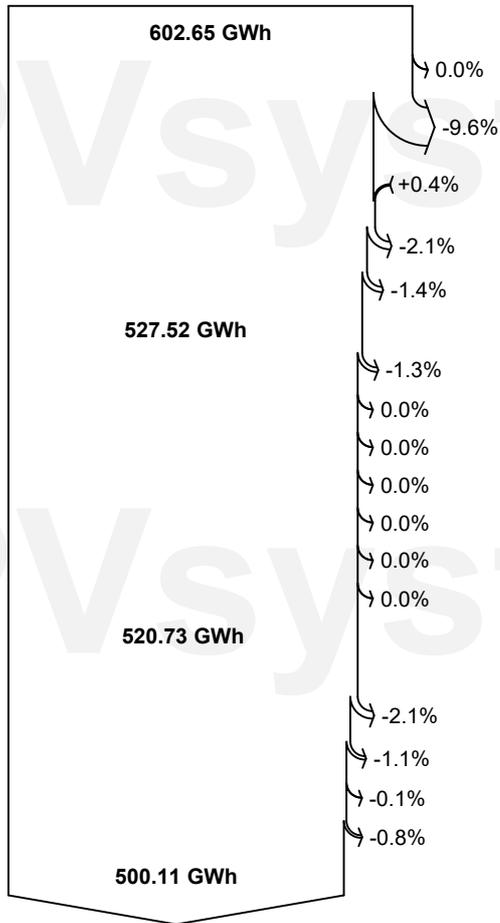
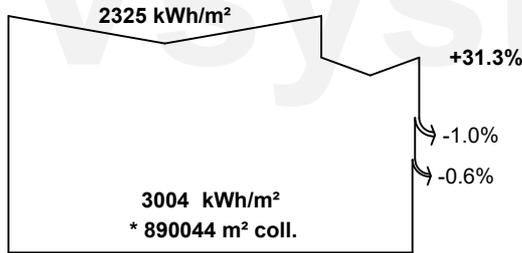
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V8.0.13

VCO, Simulation date:  
12/07/25 13:56  
with V8.0.13

Loss diagram



23.43 GVARh  
500.66 GVAh

Global horizontal irradiation  
Global incident in coll. plane

Soiling loss factor  
IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

AC ohmic loss

Medium voltage transfo loss

MV line ohmic loss

System unavailability

Active Energy injected into grid

Reactive energy to the grid, Yearly effective cos(Phi) = 0.999

Apparent energy to the grid

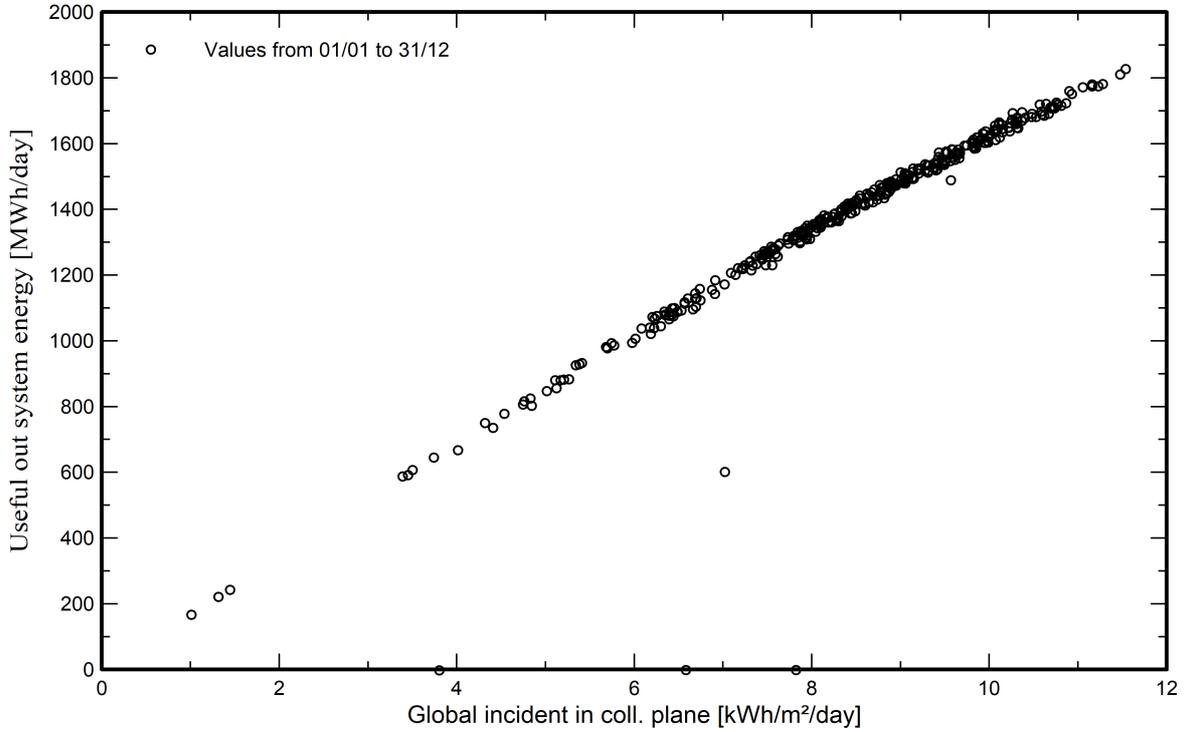


PVsyst V8.0.13

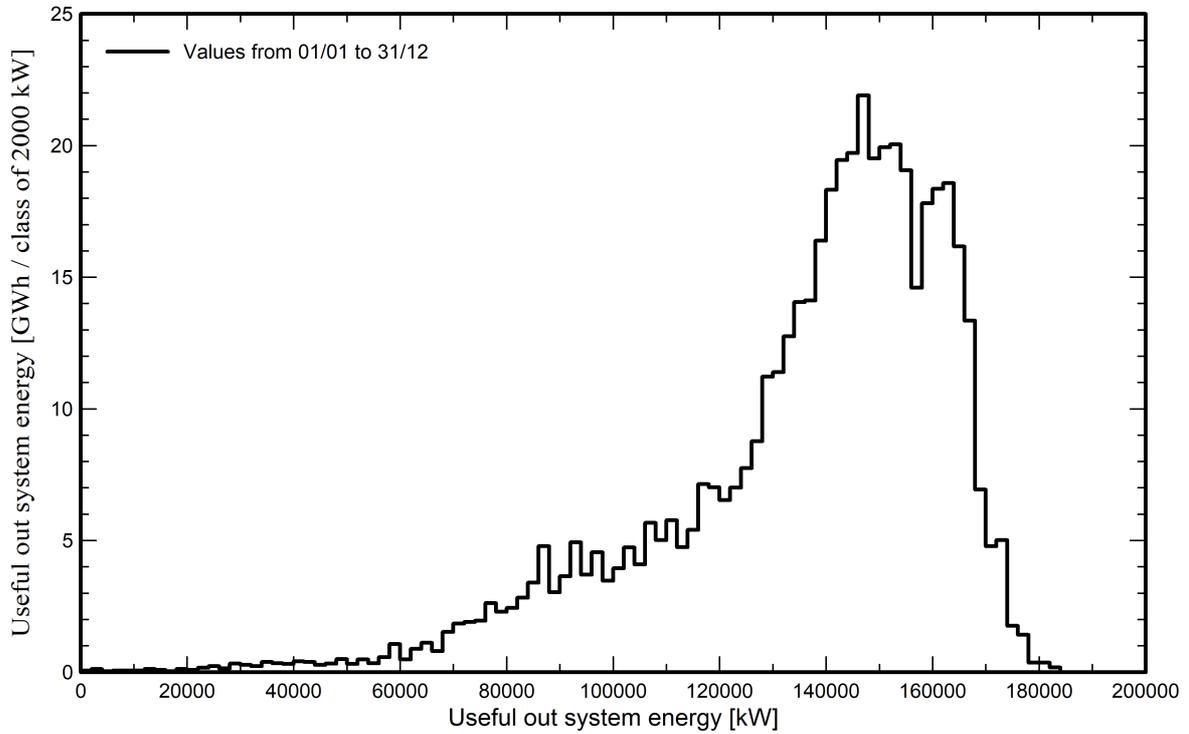
VC0, Simulation date:  
12/07/25 13:56  
with V8.0.13

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

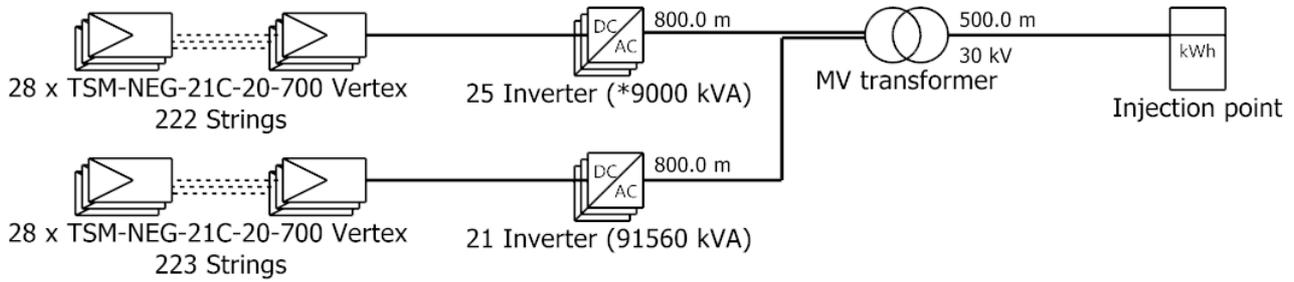




**PVsyst V8.0.13**

VC0, Simulation date:  
12/07/25 13:56  
with V8.0.13

# Single-line diagram



PV module	TSM-NEG-21C-20-700 Vertex
Inverter	Sinacon PV4360
String	28 x TSM-NEG-21C-20-700 Vertex

Parque Fotovoltaico Metalara

VC0 : Simulación Planta FV Metalara

17/07/25

## **ANEXO IV. MÓDULOS TRINA TSM-NEG-21C-20-700 VERTEX**



# N-type i-TOPCon

BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

TSM-NEG21C.20 700-725W

**725<sub>W</sub>** / MAXIMUM POWER OUTPUT

**23.3%** / MAXIMUM EFFICIENCY



## High customer value

- Standardized module size with flagship module power, 35W higher compared with conventional technology
- Low voltage design with higher string power, effectively reducing BOS (Balance of System) and LCOE (Levelized Cost of Energy) by 2%~6%
- Higher container space utilization effectively reduces the freight cost
- Certified Low-Carbon Footprint
- The Star of LCOE



## High power up to 725W

- Up to 23.3% module efficiency, on 210 innovation platform
- Patented i-TOPCon technology with continuous efficiency improvement, including contact resistance reduction, rear reflection enhancement and edge quality repairment



## High reliability

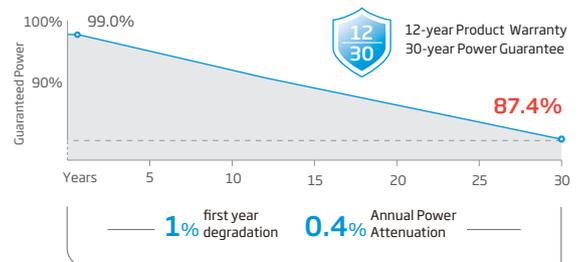
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology and high-density packaging
- Reduced risks of hot-spot with half-cut technology
- Certified high resistance against salt, ammonia, sand, PID, LID, LeTID
- Sustainable in harsh environments and extreme weather conditions



## High energy yield

- Excellent low irradiation performance, validated by 3rd party
- Lower temperature coefficient (-0.29%/°C)
- Higher bifaciality, with up to 10%~20% additional power gain from back side depending on albedo
- Reliable dual-glass structure with 30-year power guarantee

## Performance Warranty



\* Please refer to product warranty for details

## Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716

ISO 9001: Quality Management System

ISO 14001: Environmental Management System

ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification

ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

ISO14067: Product Carbon Footprint Limited Assurance



**ELECTRICAL DATA** (STC & NOCT & BNPI)

Testing Condition	STC			NOCT			BNPI			STC			NOCT			BNPI			STC			NOCT			BNPI		
Peak Power Watts- $P_{MAX}(W_p)^*$	700	534	776	705	540	781	710	543	787	715	547	792	720	551	798	725	555	801									
Power Selection (W)**	0 ~ +5																										
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	40.5	38.0	40.5	40.7	38.3	40.7	40.9	38.5	40.9	41.1	38.7	41.1	41.3	38.8	41.3	41.5	39.0	41.5									
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	17.29	14.04	19.15	17.33	14.08	19.19	17.36	14.12	19.23	17.40	14.14	19.28	17.44	14.19	19.32	17.47	14.23	19.36									
Open Circuit Voltage- $V_{oc}$ (V)	48.6	46.1	48.6	48.8	46.3	48.8	49.0	46.5	49.0	49.2	46.7	49.2	49.4	46.9	49.4	49.6	47.1	49.6									
Short Circuit Current- $I_{sc}$ (A)	18.32	14.76	20.30	18.36	14.80	20.34	18.40	14.83	20.39	18.44	14.86	20.43	18.49	14.90	20.49	18.54	14.94	20.54									
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	22.5			22.7			22.9			23.0			23.2			23.3											

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s. BNPI: Irradiance: front 1000W/m<sup>2</sup>, rear 135W/m<sup>2</sup>, Temperature 25°C, Air Mass AM1.5  
 \*Measuring tolerance: ±3%. \*\*Power selection up to: +3%.

**Electrical characteristics with different power bin** (reference to 5% & 10% backside power gain)

Backside Power Gain	5%		10%		5%		10%		5%		10%		5%		10%		5%		10%	
Peak Power Watts- $P_{MAX}(W_p)$	735	770	740	776	746	781	751	787	756	792	761	798								
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	40.5	40.5	40.7	40.7	40.9	40.9	41.1	41.1	41.3	41.3	41.5	41.5								
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	18.15	19.02	18.20	19.06	18.23	19.10	18.27	19.14	18.31	19.18	18.34	19.22								
Open Circuit Voltage- $V_{oc}$ (V)	48.6	48.6	48.8	48.8	49.0	49.0	49.2	49.2	49.4	49.4	49.6	49.6								
Short Circuit Current- $I_{sc}$ (A)	19.24	20.15	19.28	20.20	19.32	20.24	19.36	20.28	19.41	20.34	19.47	20.39								

Power Bifaciality: 80±5%.

**TEMPERATURE RATINGS**

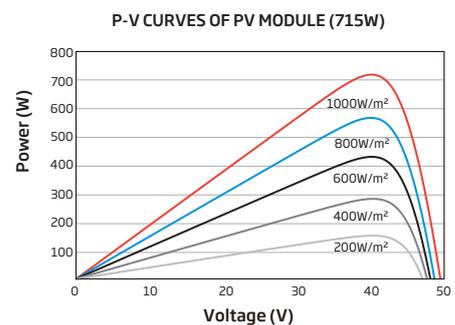
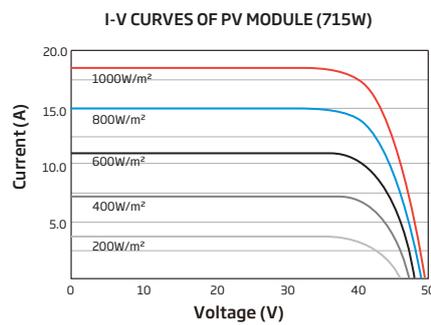
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of $P_{MAX}$	-0.29%/°C
Temperature Coefficient of $V_{oc}$	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of $I_{sc}$	0.04%/°C

Due to different testing methods, the actual performances might differ from the declared specifications.

**APPLICATION CONDITIONS**

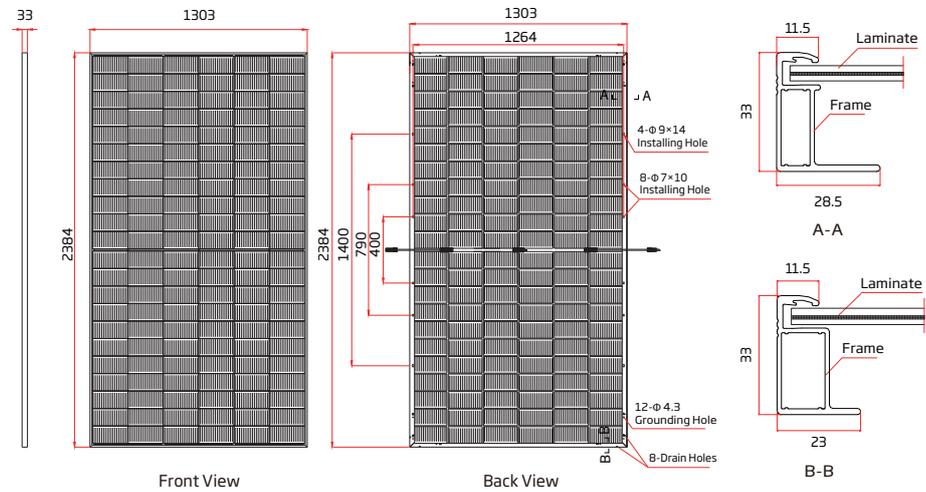
Operating Temperature	-40~+70°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
	1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

**CURVES OF PV MODULE**



**MECHANICAL DATA**

Solar Cells	N-type i-TOPCon Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), AR Coating Heat Strengthened Glass
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass
Frame	33mm (1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ) Portrait: 370/230 mm (14.57/9.06 inches) Length can be customized
Connector	TS4 Plus / TS4
Packaging	Modules per box: 33 pieces Modules per 40' container: 594 pieces



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.  
 © 2025 Trina Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.  
 The right of final interpretation belongs to Trina Solar Co., Ltd.  
 Version number: TSM\_APAC\_EN\_2025\_B

## **ANEXO V. TRACKERS SOLTEC SF7**



**SF7** | Single-Axis Tracker

The next-generation-now horizontal single-axis solar tracker



# TECHNICAL DATASHEET



Single-Axis Tracker

## MAIN FEATURES

Tracking System	Horizontal Single-Axis with independent rows
Tracking Range	± 55° Optional: ± 60°
Drive System	Enclosed Slewing Drive, DC Motor
Power Supply	Dedicated Panel Optional: 120/240 Vac or 24 Vdc power-cable
Tracking Algorithm	Astronomical Algorithm with Asymmetric Backtracking
Communication	Full Wireless Optional: RS-485 Full Wired RS-485 cable not included in Soltec scope
Wind Resistance	Per Local Codes
Land Use Features	
Independent Rows	YES
Slope North-South	Up to 17%
Slope East-West	Configurable
Ground Coverage Ratio	Configurable. Typical range: 30-50%
Foundation	Driven Pile   Ground Screw   Concrete
Temperature Range	
Standard	- 4°F to +131°F   -20°C to +55°C
Extended	-40°F to +131°F   -40°C to +55°C
Availability	>99%
Modules	Standard: 72 / 78 cells   Optional: 60 Cells; Crystalline, Thin Film (Solar Frontier, First Solar and others)

**SPAIN / Headquarters**  
Pol. Ind. La Serreta  
Gabriel Campillo, s/n, 30500  
Molina de Segura, Murcia, Spain  
info@soltec.com  
+34 968 603 153

**MADRID**  
Núñez de Balboa 33, 1ªA  
28001 Madrid  
emea@soltec.com  
+34 91 449 72 03

**UNITED STATES**  
usa@soltec.com  
+1 510 440 9200

**BRAZIL**  
brasil@soltec.com  
+55 071 3026 4900

**MEXICO**  
mexico@soltec.com  
+52 1 55 5557 3144

**CHILE**  
chile@soltec.com  
+56 2 25738559

**PERU**  
peru@soltec.com  
+51 1422 7279

**INDIA**  
india@soltec.com  
+91 124 4568202

**AUSTRALIA**  
australia@soltec.com  
+61 2 9275 8806

**CHINA**  
china@soltec.com  
+86 21 66285799

**ARGENTINA**  
argentina@soltec.com  
+54 9 114 889 1476

**EGYPT**  
egypt@soltec.com

**B&V Bankability report**  
**DNV GL Technology**  
**Review available**  
**RWDI WIND TUNNEL TESTED**

## MODULE CONFIGURATIONS Approximate Dimensions

	Length	Height	Width		Length	Height	Width
2x28	29.2 m (95' 10")	4.1 m (13' 4")	4.1 m (13' 4")	2x42	43.6 m (143')	4.1 m (13' 4")	4.1 m (13' 4")
2x29	30.2 m (99' 1")			2x43.5	45.6 m (149' 7")		
2x30	31.4 m (103')			2x45	46.7 m (153' 3")		

## SERVICES

Pull Test Plan	Commissioning Plan
Factory Support Plan	Operation & Maintenance Plan
Onsite Advisory Plan	Tracker Monitoring System Plan
Construction Plan	Solmate Customer Care

## MAINTENANCE ADVANTAGES

Self-lubricating Bearings  
Face to Face Cleaning Mode  
2x Wider Aisles

## WARRANTY\*

Structure 10 years  
Motor 5 years  
Electronics 5 years

\*extendable under quotation

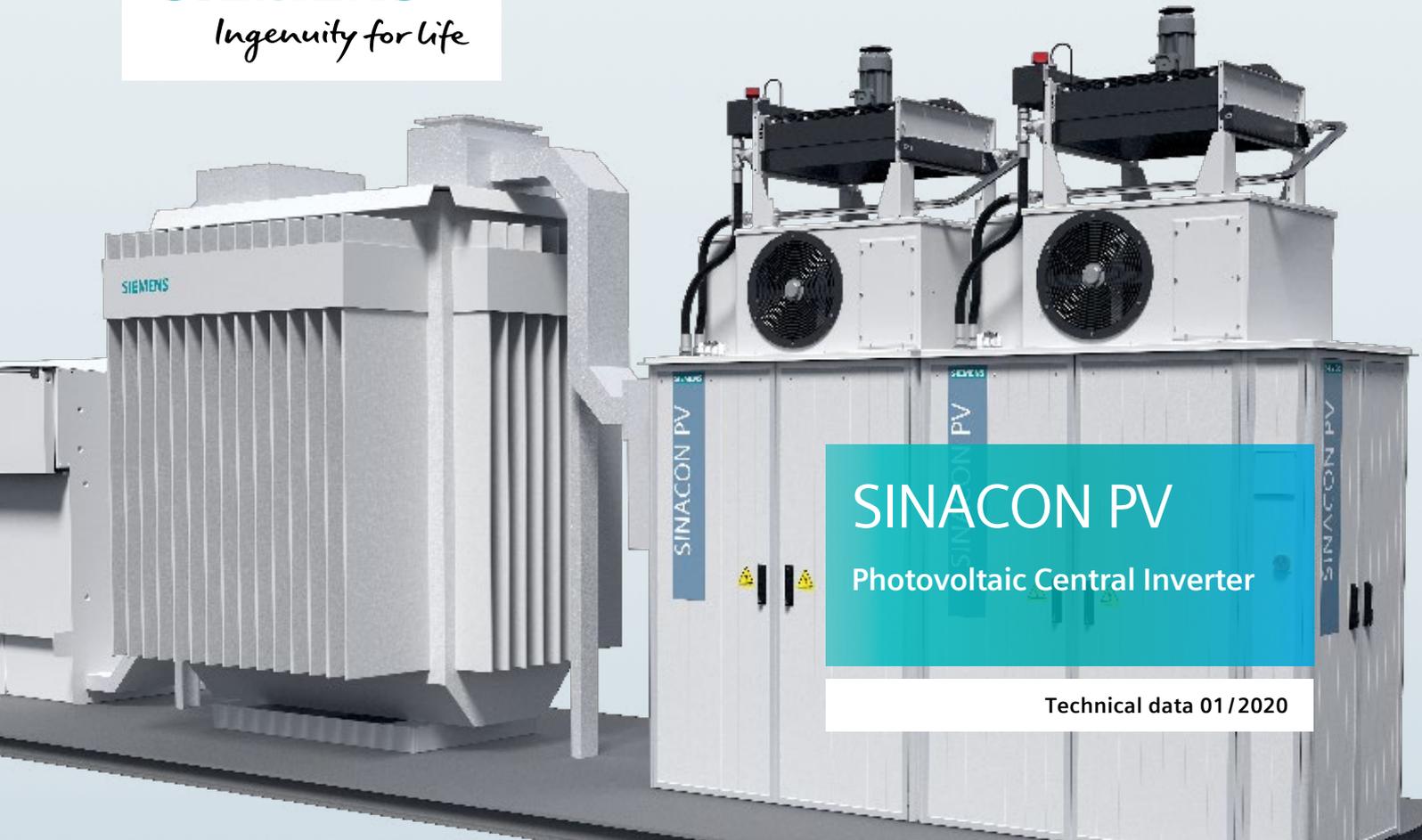
**soltec.com**



Contents subject to change without prior notice © Soltec Energías Renovables • SF7.2022-11-11.V12

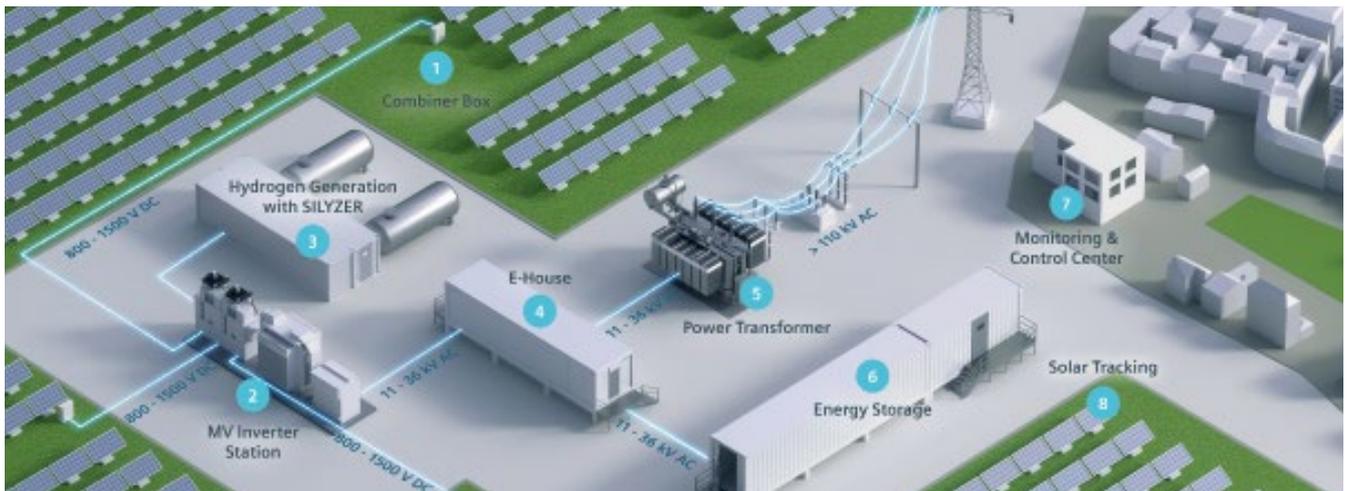
Monitoring & Control references on this document are subject to availability. Alternative electronics could be finally provided for your project if needed

## **ANEXO VI. INVERSORES SINACON PV 4360**



The SINACON PV inverter is used in medium and large utility-scale photovoltaic power plants to achieve high efficiency. It is equipped with 3-level IGBT modules for input voltages of up to DC 1,500 V to maximize energy efficiency. The integrated DC and AC distribution makes the SINACON PV inverter cost efficient. Standardized interfaces for easy plug and play reduce engineering hours.

- Designed for harsh environments
- IP65 without humidity limits
- Liquid cooling (-40°C...+60°C possible)
- Late power derating over 40°C
- Extreme high quality standards



The SINACON PV inverter is part of the MV-Inverter Station with the transformer and RMU (Ring Main Unit) in the eBoP solution (electrical Balance of Plant).

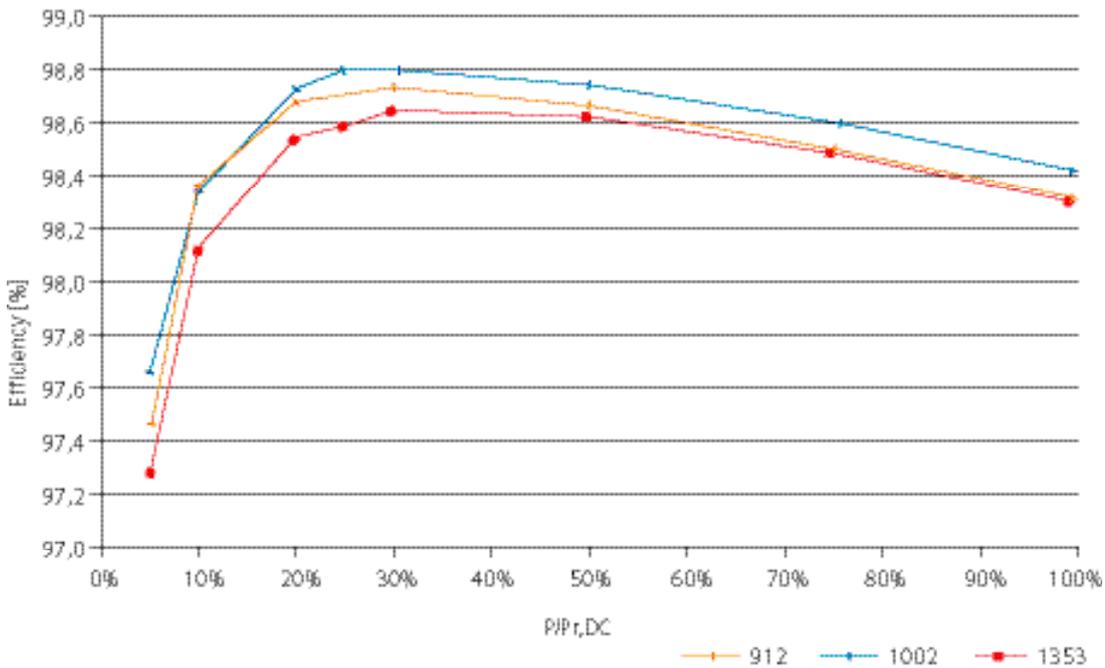
Storage, transportation and operation				
Temperature	-40 °C ... +60 °C			
Relative humidity	0% ... 100%			
Maximum altitude of installation site without derating	< 1,500 m above MSL			
Cooling				
Cooling method	Forced cooling by means of fans and liquid cooling			
Applicable standards and conformity				
BDEW (Germany)	BDEW Guideline, FGW TG3, TG4 and TG8			
IEC 61683 (efficiency)	IEC 61683: 1999			
IEC 62116 (anti islanding)	IEC 62116: 2014 (at 50 Hz)			
EMC Emission	IEC 61000-6-4: 2007 + A1: 2011			
EMC Immunity	IEC 61000-6-2: 2005			
Electrical Safety	IEC 62109-1: 2010, IEC 62109-2: 2011, IP65 according to IEC 60529: 1989			
Degree of protection: IP65 (cabinet only)	IEC 60529			
General data				
Control strategy	MPPT			
Efficiency (PV 5000)	(97.6 98.5 98.9 98.9 99.0 98.9 98.8 98.7)%	For (5 10 20 25 30 50 75 100)% power at 1,006 V <sub>DC</sub> without self-consumption for cooling		
EU and CEC efficiency	98.8%	Without internal consumption		
Infeed starts from	260 W ... 2,500 W	Depending on cooling		
Standby loss	80 W ... 150 W	–		
Max. self-consumption for cooling	5,000 W	Without cabinet heating		
Mechanical data				
Mounting position	Vertical	–		
Type of mounting	Floor mounting	–		
				
Number of Power Units	1	2	3	4
SINACON PV series	PV1000 ... PV1250	PV2000 ... PV2500	PV3000 ... PV3750	PV4000 ... PV5000
Dimensions (without pallet, with heat exchanger); (W x H x D)	2,120 x 3,760 x 1,170 mm		3,690 x 3,760 x 1,170 mm	
Weight <sup>1)</sup>	< 1,600 kg	< 2,200 kg	< 3,300 kg	< 3,900 kg
Color	RAL 7035			
Input data (DC)				
Independent inputs	1 ... 2	Depending on configuration		
Nominal voltage	min. MPP voltage	–		
DC voltage (max. MPP)	1,500 V	Depending on application		
DC voltage (min. MPP)	802 V / 882 V (AC 550 V) 838 V / 922 V (AC 575 V) 875 V / 962 V (AC 600 V) 919 V / 1,010 V (AC 630 V) 962 V / 1,058 V (AC 660 V) 1,006 V / 1,107 V (AC 690 V)	For 100 % / 110 % nominal grid voltage		
DC current (max.)	1 ... 4 x 1,200 A	–		
Short-circuit current (max.)	6,4 kA / 7 kA	250 A / 315 A DC fuses		
Nominal power	1 ... 4 x 1,016 kW 1 ... 4 x 1,062 kW 1 ... 4 x 1,108 kW 1 ... 4 x 1,159 kW 1 ... 4 x 1,209 kW 1 ... 4 x 1,270 kW	–		
Capacitance to ground (max.)	2,000 µF	Per IT system		

<sup>1)</sup> The weight refers to a complete system without extra options.

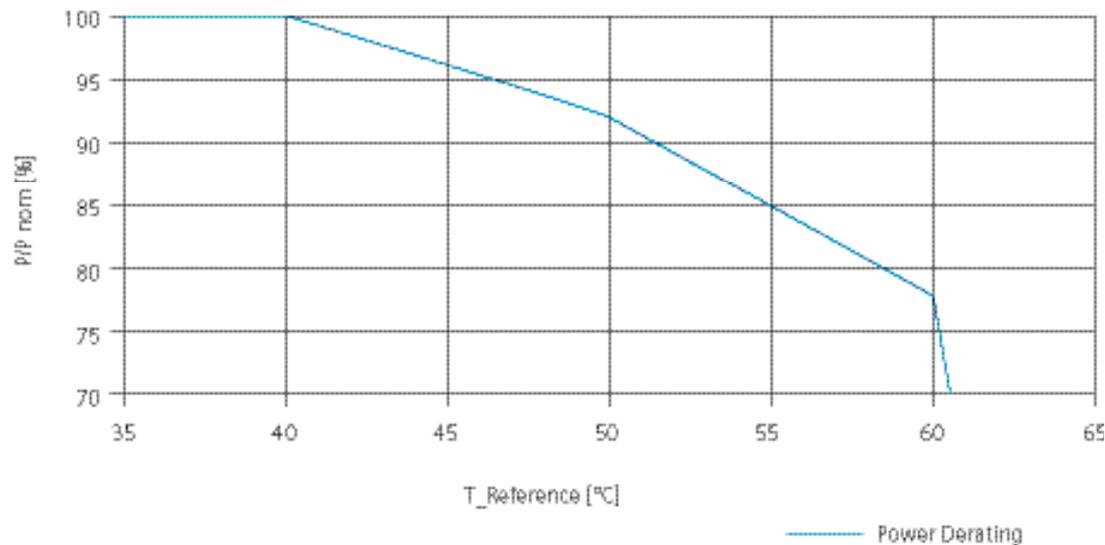
**Output data (AC)**

Apparent power (max.) and nominal power	PV1000 ... PV4000 kVA (AC 550 V) PV1045 ... PV4180 kVA (AC 575 V) PV1090 ... PV4360 kVA (AC 600 V) PV1140 ... PV4560 kVA (AC 630 V) PV1200 ... PV4800 kVA (AC 660 V) PV1250 ... PV5000 kVA (AC 690 V)	With nominal grid voltage, $\cos \phi = 1$
Number of independent systems	1 ... 2	–
Grid voltage	550 ... 690 V ( $\pm 10\%$ at $U_n(AC)$ )	–
Nominal frequency	50 Hz / 60 Hz ( $\pm 10\%$ )	–
Output current (max.)	1 ... 4 x 1,050 A	–
Short-circuit current (max.)	50 kA	–
Power factor $\cos \phi$	–	Adjustable to local requirements
Harmonic distortion	< 3%	–

**Measured values<sup>2)</sup> without internal consumption for AC 600 V (PV4360)**



**Derating**



<sup>2)</sup> Measured by Fraunhofer ISE

**Order information** – The order number consists of several digits depending on the configuration.

Description	1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	-	8.	9.	10.	11.	12.	-	13.	14.	15.	16.
SINACON PV inverter for medium voltage supply	6	S	P	1														
Number of power units																		
• 1 power unit					1													
• 2 power units					2													
• 3 power units					3													
• 4 power units					4													
Input connections (per power unit on plus and minus)																		
• 7 x M10 bolt and nut						0												
Initial current measurement at DC input																		
• Each + input measured							1											
Minimum operating ambient temperature																		
• Up to -10°C								0										
• Up to -25°C, with cabinet heating								1										
• Up to -40°C, with cabinet heating and insulation								2										
Applied standards																		
• IEC with external AC connection									E									
• UL with external AC connection									U									
Network-/optical fiber switch connection																		
• Singlemode unmanaged										S								
• Multimode unmanaged										M								
• RJ45										R								
Seismic design																		
• Without seismic design											0							
• With seismic design											1							
Frequency																		
• 50 Hz												5						
• 60 Hz												6						
Inverter output AC voltage																		
• 550 V (PV1000 ... PV4000)															4			
• 575 V (PV1045 ... PV4180)															5			
• 600 V (PV1090 ... PV4360)															6			
• 630 V (PV1140 ... PV4560)															7			
• 660 V (PV1200 ... PV4800)															8			
• 690 V (PV1250 ... PV5000)															9			
Grounding/Insulation monitoring																		
• Insulation monitoring internal																I		
• Negative-pole grounding without isolation monitoring																N		
Inverter options																		
• None																	N	
• AC precharge																	A	
Additional internal transformer																		
• 63 A fuse																		2
• Transformer with 8 kVA, AC 400 V																		3
• none																		9
<b>Example:</b>	6	S	P	1	4	0	1	-	0	E	S	0	5	-	6	N	N	3

**Published by  
Siemens AG**

Smart Infrastructure  
Distribution Systems  
Mozartstrasse 31c  
91052 Erlangen, Germany

Article No. SIDS-B10020-00-7600  
HL 19125033 WS 01200.0  
© Siemens 2020

For the U.S. published by  
Siemens Industry Inc.

100 Technology Drive  
Alpharetta, GA 30005  
United States

**Subject to changes and errors.** The information given in this document only contains general descriptions and/or performance features which may not always specifically reflect those described, or which may undergo modification in the course of further development of the products. The requested performance features are binding only when they are expressly agreed upon in the concluded contract