

# Universidad Nacional de Ingeniería

## Facultad de Ingeniería Mecánica



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

### **Análisis y mejora de los factores ambientales y tecnológicos de una Planta Solar Fotovoltaica de 13MWp para incrementar su producción de energía eléctrica**

Para obtener el Título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista

Elaborado por

Anderson Alexis Telada Ricaldi

 [0009-0003-4106-393X](https://orcid.org/0009-0003-4106-393X)

Asesor

Dr. Salome Gonzales Chavez

 [0000-0003-2327-4621](https://orcid.org/0000-0003-2327-4621)

LIMA – PERÚ

2025

---

Citar/How to cite	(Telada, 2025)
Referencia/Reference	Telada, A. (2025). <i>Análisis y mejora de los factores ambientales y tecnológicos de una Planta Solar Fotovoltaica de 13MWp para incrementar su producción de energía eléctrica</i> . [Tesis, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

---

### ***Dedicatoria***

Dedicado a mis padres, hermanos y tíos que  
tanto me han apoyado durante la carrera

## **Resumen**

En este trabajo se presenta la evaluación de las condiciones técnicas y ambientales de un proyecto solar fotovoltaico de 13MWp, para a partir de ello plantear mejoras que impacten en la capacidad de producción de energía eléctrica.

Se realizó un análisis del comportamiento de la irradiación en tres lugares en resolución horaria por cada mes; y, se evaluó las probabilidades de excedencia para el recurso. También se evaluó la temperatura para determinar el impacto en la producción de energía eléctrica fotovoltaica y analizar su influencia en los inversores y módulos fotovoltaicos.

El análisis del albedo permitió calcular la irradiación reflejada y el componente efectivo de irradiación reflejada que afecta a la irradiación global (irradiación reflejada efectiva). Finalmente se realiza un diagnóstico del impacto energético-ambiental de cada uno de los componentes de la planta fotovoltaica para luego proponer mejoras. A partir de ello, se propone modificar los componentes principales planteando cuatro escenarios de mejoras tecnológicas y dos de mejoras ambientales.

De los resultados obtenidos se determina que la ganancia de producción de energía eléctrica del escenario con las mejoras tecnológicas y ambientales representa 30.3%, con respecto al escenario inicial propuesto.

### **Palabras clave:**

*Planta Solar Fotovoltaica, Producción de Energía Eléctrica, Mejora tecnológica, Mejora Ambiental.*

## **Abstract**

This study evaluates the technical and environmental conditions of a 13 MWp photovoltaic solar project, aiming to identify opportunities for enhancing electricity generation capacity.

An analysis of irradiation patterns was conducted across three locations, using hourly resolution data for each month. The probability of exceeding specific resource thresholds was also assessed. Temperature impacts on photovoltaic generation were examined, focusing on their effects on inverters and photovoltaic modules.

The albedo analysis enabled the calculation of reflected irradiation and its effective contribution to the global irradiation (effective reflected irradiation). Additionally, an energy-environmental impact assessment was performed for each component of the photovoltaic plant, leading to the proposal of potential improvements.

Four scenarios for technological enhancements and two for environmental improvements were developed, focusing on modifying key components. The results indicate that the scenario combining both technological and environmental improvements achieves a 30.3% increase in energy production compared to the initial proposed scenario.

### **Key words:**

Photovoltaic Solar Plant, Electricity Generation, Technological Improvement, Environmental Improvement.

## Tabla de Contenido

	Pág.
<b>Resumen .....</b>	<b>iv</b>
<b>Abstract .....</b>	<b>v</b>
<b>Introducción .....</b>	<b>xv</b>
<b>Capítulo I: Generalidades .....</b>	<b>1</b>
1.1    Antecedentes Investigativos .....	1
1.2    Descripción de la Realidad Problemática.....	3
1.3    Formulación del Problema .....	5
1.3.1    Problema General .....	5
1.3.2    Problemas Específicos .....	5
1.4    Justificación e Importancia de la Investigación .....	6
1.5    Objetivos .....	7
1.5.1    Objetivo General.....	7
1.5.2    Objetivos Específicos .....	7
<b>Capítulo II: Marco teórico y conceptual .....</b>	<b>8</b>
2.1    Bases teóricas .....	8
2.1.1    Energía Solar.....	8
2.1.2    Potencial solar en el Perú.....	14
2.1.3    Coordenadas solares.....	16
2.1.4    Efecto fotoeléctrico .....	19
2.1.5    Efecto fotovoltaico y energía solar fotovoltaica .....	20
2.1.6    Sistema fotovoltaico.....	21
2.2    Marco Conceptual.....	33
<b>Capítulo III: Hipótesis y Operacionalización de Variables .....</b>	<b>35</b>
3.1    Hipótesis.....	35
3.1.1    Hipótesis General .....	35

3.1.2	Hipótesis Específica.....	35
3.2	Operacionalización de variables .....	36
<b>Capítulo IV: Metodología de la Investigación .....</b>		<b>37</b>
4.1	Unidad de Análisis .....	37
4.2	Tipo, enfoque, nivel y diseño de Investigación.....	37
4.2.1	Tipo de investigación .....	37
4.2.2	Enfoque de investigación.....	37
4.2.3	Nivel de investigación .....	37
4.2.4	Diseño de investigación .....	37
4.3	Periodo de análisis .....	37
4.4	Fuentes de información e instrumentos utilizados.....	38
4.4.1	Fuentes de información .....	38
4.4.2	Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	38
4.5	Población y muestra .....	38
4.6	Análisis y procesamiento de datos.....	38
<b>Capítulo V: Desarrollo del Trabajo de Investigación .....</b>		<b>40</b>
5.1	Análisis de Factores Ambientales .....	40
5.1.1	Radiación solar superficial global.....	40
5.1.2	Temperatura .....	53
5.1.3	Nubosidad .....	62
5.1.4	Albedo .....	70
5.2	Análisis tecnológico de la planta solar fotovoltaica de 13MWp .....	76
5.2.1	Componentes principales .....	77
5.3	Selección y comparativa de componentes principales .....	80
5.3.1	Impacto en la producción de energía eléctrica de los módulos fotovoltaicos	80
5.3.2	Impacto en la producción de energía eléctrica de los seguidores solares..	85
5.3.3	Impacto en la producción de energía eléctrica de los inversores solares...	89

5.4	Simulación de la mejora ambiental y tecnológica de la planta solar fotovoltaica de 13MWp.....	89
5.4.1	Mejora tecnológica de la planta solar fotovoltaica .....	90
5.4.2	Mejora ambiental de la planta solar fotovoltaica .....	93
<b>Capítulo VI:</b>	<b>Análisis y discusión de resultados .....</b>	<b>97</b>
6.1	Resultados .....	97
6.2	Contrastación de la hipótesis.....	99
6.2.1	Contrastación de Hipótesis General .....	99
6.2.2	Contrastación de Hipótesis Específicas .....	99
6.3	Discusión de resultados.....	100
<b>Conclusiones</b> .....		<b>102</b>
<b>Recomendaciones</b> .....		<b>104</b>
<b>Referencias bibliográficas</b> .....		<b>105</b>
<b>Anexos</b> .....		<b>107</b>

## Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Variables e indicadores</i> .....	36
Tabla 2 <i>Ubicación y parámetros principales de irradiación de los tres lugares</i> .....	41
Tabla 3 <i>Irradiación global promedio para el lugar 1, 2005 – 2023 (Wh/m<sup>2</sup>)</i> .....	42
Tabla 4 <i>Irradiación global promedio para el lugar 2, 2005 – 2023 (Wh/m<sup>2</sup>)</i> .....	43
Tabla 5 <i>Irradiación global promedio para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023 (Wh/m<sup>2</sup>)</i> ....	43
Tabla 6 <i>Desviación estándar de la irradiación global para el lugar 1, 2005 – 2023 (Wh/m<sup>2</sup>)</i> .....	44
Tabla 7 <i>Desviación estándar de la irradiación global para el lugar 2, 2005 – 2023 (Wh/m<sup>2</sup>)</i> .....	45
Tabla 8 <i>Desviación estándar de la irradiación global para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023 (Wh/m<sup>2</sup>)</i> .....	46
Tabla 9 <i>Irradiación global en P99 para el lugar 1, 2005 – 2023 (Wh/m<sup>2</sup>)</i> .....	47
Tabla 10 <i>Irradiación global en P90 para el lugar 1, 2005 – 2023 (Wh/m<sup>2</sup>)</i> .....	48
Tabla 11 <i>Irradiación global en P75 para el lugar 1, 2005 – 2023 (Wh/m<sup>2</sup>)</i> .....	49
Tabla 12 <i>Irradiación global en P99 para el lugar 2, 2005 – 2023 (Wh/m<sup>2</sup>)</i> .....	49
Tabla 13 <i>Irradiación global en P90 para el lugar 2, 2005 – 2023 (Wh/m<sup>2</sup>)</i> .....	50
Tabla 14 <i>Irradiación global en P75 para el lugar 2, 2005 – 2023 (Wh/m<sup>2</sup>)</i> .....	51
Tabla 15 <i>Irradiación global en P99 para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023 (Wh/m<sup>2</sup>)</i> .....	51
Tabla 16 <i>Irradiación global en P90 para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023 (Wh/m<sup>2</sup>)</i> .....	52
Tabla 17 <i>Irradiación global en P75 para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023 (Wh/m<sup>2</sup>)</i> .....	53
Tabla 18 <i>Temperatura máxima y promedio para los tres lugares evaluados</i> .....	54
Tabla 19 <i>Temperatura ambiente máxima horaria para el lugar 1, 2005 – 2023 (°C)</i> .....	54
Tabla 20 <i>Temperatura ambiente máxima horaria para el lugar 2, 2005 – 2023 (°C)</i> .....	55
Tabla 21 <i>Temperatura ambiente máxima horaria para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023 (°C)</i> .....	56

Tabla 22 <i>Datos de la ficha técnica de los coeficientes de temperatura</i> .....	57
Tabla 23 <i>Pérdidas por temperatura en el lugar 1 con el panel Trina Solar DE (%)</i> .....	58
Tabla 24 <i>Pérdidas por temperatura en el lugar 2 con el panel Trina Solar DE (%)</i> .....	59
Tabla 25 <i>Pérdidas por temperatura en el lugar de la P.S.F. con el panel Trina Solar DE (%)</i> .....	60
Tabla 26 <i>Parámetros de operación de inversores</i> .....	61
Tabla 27 <i>Índice de claridad para el lugar 1</i> .....	65
Tabla 28 <i>Índice de claridad para el lugar 2</i> .....	65
Tabla 29 <i>Índice de claridad para el lugar de la P.S.F.</i> .....	66
Tabla 30 <i>Índice de nubosidad para el lugar 1</i> .....	67
Tabla 31 <i>Índice de nubosidad para el lugar 2</i> .....	68
Tabla 32 <i>Índice de nubosidad para el lugar de la P.S.F.</i> .....	69
Tabla 33 <i>Albedo para los tres lugares evaluados en Ica</i> .....	70
Tabla 34 <i>Valores típicos de albedo para distintos suelos</i> .....	71
Tabla 35 <i>Irradiación reflejada para el lugar 1 (W/m<sup>2</sup>)</i> .....	71
Tabla 36 <i>Irradiación reflejada para el lugar 2 (W/m<sup>2</sup>)</i> .....	72
Tabla 37 <i>Irradiación reflejada para el lugar de la P.S.F. (W/m<sup>2</sup>)</i> .....	72
Tabla 38 <i>Irradiación de albedo efectiva para una inclinación de 15 ° en el lugar 1 (W/m<sup>2</sup>)</i> .....	74
Tabla 39 <i>Irradiación de albedo efectiva para una inclinación de 15 ° en el lugar 2 (W/m<sup>2</sup>)</i> .....	75
Tabla 40 <i>Irradiación de albedo efectiva para una inclinación de 15 ° en el lugar de la P.S.F. (W/m<sup>2</sup>)</i> .....	75
Tabla 41 <i>Parámetros generales para el diseño de la planta solar fotovoltaica de 13MWp</i> .....	77
Tabla 42 <i>Parámetros de los módulos fotovoltaicos monofaciales</i> .....	77
Tabla 43 <i>Parámetros de los inversores</i> .....	78
Tabla 44 <i>Parámetros de las estructuras fijas</i> .....	78

Tabla 45 <i>Parámetros de los centros de transformación</i> .....	79
Tabla 46 <i>Impacto en la producción de energía eléctrica de los componentes de la planta de solar fotovoltaica</i> .....	79
Tabla 47 <i>Eficiencia de conversión eléctrica de dos módulos fotovoltaicos</i> .....	81
Tabla 48 <i>Resultados de la conversión a energía eléctrica de la irradiación global con el módulo monofacial (Wh/m<sup>2</sup>)</i> .....	81
Tabla 49 <i>Resultados de la conversión a energía eléctrica de la irradiación global con el módulo bifacial (Wh/m<sup>2</sup>)</i> .....	82
Tabla 50 <i>Datos de la ficha técnica de los coeficientes de temperatura para el módulo bifacial</i> .....	83
Tabla 51 <i>Pérdidas de potencia por temperatura en el lugar de la P.S.F. con el panel Trina solar N-type (%)</i> .....	84
Tabla 52 <i>Ángulo de seguidor solar para el lugar de la P.S.F. (°)</i> .....	86
Tabla 53 <i>Altura solar para el seguidor solar para el lugar de la P.S.F (°)</i> .....	86
Tabla 54 <i>Factor de corrección de la irradiación para el lugar de la P.S.F.</i> .....	87
Tabla 55 <i>Factor de corrección de la irradiación para el lugar de la P.S.F. limitado por el seguidor</i> .....	88
Tabla 56 <i>Comparativa de parámetros eléctricos de inversores</i> .....	89
Tabla 57 <i>Escenarios con las propuestas de mejoras tecnológicas para el lugar de la P.S.F.</i> .....	90
Tabla 58 <i>Parámetros de los módulos fotovoltaicos bifaciales</i> .....	90
Tabla 59 <i>Parámetros de las estructuras con seguidor</i> .....	91
Tabla 60 <i>Pérdidas y ganancias de producción de energía eléctrica para los escenarios evaluados</i> .....	91
Tabla 61 <i>Producción de energía eléctrica mensual para cada escenario de la mejora tecnológica (GWh)</i> .....	92
Tabla 62 <i>Parámetros generales para el escenario 4 de la planta solar fotovoltaica de 13MWp</i> .....	92

Tabla 63 <i>Producción de energía eléctrica para distintas probabilidades de excedencia del escenario 4</i> .....	93
Tabla 64 <i>Escenarios con las propuestas de mejoras ambientales de la P.S.F.</i> .....	93
Tabla 65 <i>Pérdidas y ganancias de la producción de energía eléctrica para mejoras ambientales</i> .....	93
Tabla 66 <i>Irradiación de energía mensual en el plano de captación por escenarios (kWh/m2)</i> .....	94
Tabla 67 <i>Producción de energía eléctrica mensual para cada escenario de la mejora ambiental (GWh)</i> .....	94
Tabla 68 <i>Producción de energía eléctrica para distintas probabilidades de excedencia del escenario 6</i> .....	95
Tabla 69 <i>Mejora en el recurso solar aprovechable entre el escenario 1 y 6</i> .....	95
Tabla 70 <i>Mejora en la producción de energía eléctrica entre el escenario 1 y 6</i> .....	96

## Lista de figuras

	Pág.
Figura 1 <i>Irradiación Solar Extraterrestre durante 26 años y el promedio de <math>1367 \text{ W/m}^2</math>....</i>	9
Figura 2 <i>Relación Geométrica entre el Sol y la Tierra que muestra los valores más importante geométricos de forma.....</i>	10
Figura 3 <i>Componentes de la Radiación Solar para conocer la Radiación Global.....</i>	11
Figura 4 <i>Componentes de la Radiación Solar Terrestre como vectores hacia un sistema de captación .....</i>	12
Figura 5 <i>Irradiación Global Horizontal en el Perú con promedios diarios y anuales en <math>\text{kWh/m}^2</math> .....</i>	15
Figura 6 <i>Coordenadas Solares de acuerdo con la trayectoria solar vista desde un punto .....</i>	16
Figura 7 <i>Ángulos de Coordenadas Solares.....</i>	17
Figura 8 <i>Declinación Solar en los solsticios y equinoccios con el movimiento elíptico de la Tierra alrededor del solar.....</i>	19
Figura 9 <i>Efecto Fotoeléctrico: Proceso de liberación de electrones por impacto de radiación .....</i>	19
Figura 10 <i>Movimiento de electrones tras la incidencia de radiación en un material con dopaje tipo N y tipo P para dar lugar al efecto fotovoltaico.....</i>	21
Figura 11 <i>Componentes Principales de un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red .....</i>	23
Figura 12 <i>Esquema de un Sistema Fotovoltaico Aislado .....</i>	24
Figura 13 <i>Esquema de un Sistema Fotovoltaico Híbrido y sus componentes trabajando en paralelo con un generador en la barra AC .....</i>	26
Figura 14 <i>Isométrico de inversor central Huawei .....</i>	29
Figura 15 <i>Vista frontal de inversor tipo String de 330 kW de Red Huawei.....</i>	30
Figura 16 <i>Vista isométrica de un Centro de Transformación Compacto (STS) de 3,3 MVA .....</i>	32

Figura 17 <i>Vista isométrica de Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS)</i> <i>de 2 MWh</i> .....	33
Figura 18 <i>Potencial de Irradiación en el departamento peruano de Ica en kWh/m<sup>2</sup></i> .....	40
Figura 19 <i>Lugares analizados de potencial solar en el departamento de Ica</i> .....	41
Figura 20 <i>Cielo nublado, con sol y días de precipitación para Ica</i> .....	63

## **Introducción**

El presente trabajo tiene como finalidad analizar y mejorar ambiental y tecnológicamente una planta solar fotovoltaica de 13MWp para poder incrementar su producción de energía eléctrica, para lo cual se ha estructurado el contenido en seis partes que se presentan a continuación.

El Capítulo I se titula generalidades. En este se habla de los antecedentes investigativos, la descripción de la realidad problemática, la justificación e importancia de la investigación y los objetivos.

El Capítulo II, que se titula marcos teórico y conceptual, se describen los conceptos teóricos que fundamentan el presente trabajo; además, se precisan los términos más que se utilizan durante el desarrollo.

El Capítulo III, consiste en la hipótesis y la operacionalización de variables. Donde se formulan la hipótesis general y las hipótesis específicas, y que guardan relación con los objetivos; también, se caracterizan las propiedades de las variables.

En el Capítulo IV, metodología de la investigación, se aborda la unidad de análisis y el tipo, nivel, enfoque y diseño de la investigación.

El Capítulo V, titulado desarrollo del trabajo, aborda el análisis de los factores climáticos, el diseño de la planta con sus componentes principales, la selección y comparativa de componentes principales y la simulación de la mejora ambiental y tecnológica propuesta.

En adición a ello, el Capítulo VI, contiene el análisis y discusión de resultados de la investigación.

En el título conclusiones, se sustenta la validez de la hipótesis propuesta en esta investigación y se muestran las mejoras evaluadas para abordar la problemática del proyecto.

En el título recomendaciones, se propone enfoques nuevos de mejoras para la profundización del análisis en este tema.

# Capítulo I: Generalidades

## 1.1 Antecedentes Investigativos

Según Rojas Bismarck (2017)<sup>1</sup> que realizó el diseño de una Central Fotovoltaica de 30MW, ubicado en Tacna, el problema aborda la problemática de la emisión de gases de efecto invernadero; menciona que la coyuntura en el año de su investigación eran las políticas enfocadas hacia una matriz de predominancia renovable. La justificación radica en la importancia de realizar este tipo de investigaciones ya que no se contaba con históricos técnicos para la construcción de este tipo de plantas. El objetivo general es analizar técnica, operativa y económicamente el diseño de una central fotovoltaica de 30MW. La metodología empleada tiene un enfoque analítico descriptivo, el diseño es experimental, la población es todas las Centrales de Generación que estaban generando energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante SEIN) y la muestra son las Centrales de Generación de tipo Fotovoltaicas que estaban evacuando energía en el SEIN. La investigación estudió el recurso solar en la ubicación proyectada para la construcción de la Central Fotovoltaica Taca y determinó que la irradiación global resultó 2,234 kWh/m<sup>2</sup>. Se diseñó la Central Fotovoltaica y se obtuvo como resultados que la central tendrá 98,400 módulos fotovoltaicos de 315Wp, y 15 Inversores de 2 000kW, con esto la planta generaría 73,257MWh/año con un factor de rendimiento de 83%, y un factor de planta de 27,88%. Posteriormente se analizó y determinó mediante el software DigSILENT que la operación de la central solar no afectaría la operación ni seguridad del equipamiento del SEIN. Finalmente, se realizó un análisis económico de la planta el cual determinó que esta planta era viable económicamente.

---

<sup>1</sup> Rojas Bismarck, J. (2017). "DISEÑO DE UNA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE 30MW, PARA SU ANÁLISIS TÉCNICO, OPERATIVO Y ECONÓMICO EN EL SEIN; UBICADA EN TACNA – 2017". [Tesis de titulación, UNIVERSIDAD SEÑOR DE SIPÁN]. Obtenido de <https://hdl.handle.net/20.500.12802/4873>.

Además, Rojas Feris (2020)<sup>2</sup> llevó a cabo una investigación con el objetivo de optimizar el rendimiento de sistemas fotovoltaicos mediante la implementación de un prototipo de mecanismo seguidor con cuerdas para la orientación solar automática MSCOSA. En este estudio bajo el contexto colombiano, se justifica la necesidad de contar con sistemas fotovoltaicos con seguidores para ser competitivos frente a otras tecnologías de generación; además, menciona que investigaciones como la desarrollada aportan a que se reduzcan el LCOE (levelized cost of energy) de las plantas fotovoltaicas. El objetivo principal se enfoca en modelar el rendimiento energético de grupo generador FV – Mecanismo de seguidor con cuerdas para orientación solar automática. La investigación hace énfasis en que el sistema se evaluará usando módulos fotovoltaicos policristalinos, el prototipo está limitado a sostener un único módulo fotovoltaico y que está limitada al seguimiento; es decir, no contempla el consumo de energía de los elementos, accesorios y demás equipos que la componen. Los resultados determinan que el uso del prototipo obtiene una diferencia de producción de energía eléctrica de 0.231Wh del seguidor paralelo MSCOSA con respecto al serial; por lo que, se infiere que tiene una ganancia de energía neta mayor.

D'Angles Woolcott (2020)<sup>3</sup> llevó a cabo una investigación, en el cual explica la influencia de ciertos factores en el diseño de una planta fotovoltaica de 40MW ubicado en el Valle del Mantaro. La justificación de esta investigación hace referencia a la necesidad de conocer estos factores para tener un mejor entendimiento e interpretación para impulsar este tipo de proyectos en la zona. El objetivo principal se enfoca en determinar cuáles son los factores que influyen en el diseño de una planta fotovoltaica, analizando los factores

---

<sup>2</sup> Rojas Feris, E. (2020). Optimización del rendimiento de sistemas fotovoltaicos mediante la implementación de un prototipo de mecanismo seguidor con cuerdas para la orientación solar automática MSCOSA. [Tesis de maestría, UNIVERSIDAD DEL NORTE]. Obtenido de <http://hdl.handle.net/10584/10161>.

<sup>3</sup> D'Angles Woolcott, B. (2020). Análisis de los factores que influyen en el diseño de una planta fotovoltaica de 40MW ubicada en el valle del Mantaro. [Tesis de maestría, UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CENTRO DEL PERÚ]. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.12894/6031>.

ambientales, técnicos y económicos. La hipótesis propuesta sugiere que existen factores que tienen influencia en la operación de una planta fotovoltaica de 40MW. La metodología adopta un enfoque Descriptivo-Correlacional, cuya investigación es aplicada de corte longitudinal con un diseño experimental. La población y muestra que se consideran son una planta fotovoltaica de 40MW, un sistema fotovoltaico de 200Wp instalado en la azotea de la Universidad Continental de Huancayo y los datos registrados por este. El tratamiento de datos usó SPSS, Digsilent y Excel. Los resultados obtenidos subrayan que existen tres tipos de factores que incluyen en el diseño de la planta fotovoltaica; la radiación solar en un 83.78%, la nubosidad en un 94.22% y la temperatura en un 87.58%, así mismo se determina que la precipitación tiene poca relevancia teniendo un 5% de influencia., como la relevancia del consumo eléctrico, que compone el 16% de los costes totales del ciclo de vida, así como la importancia del sistema de elevación y la energía eléctrica, que representan el 46% del coste total. Además, se amplía la estructura de ingresos al considerar negociaciones por bonos de carbono y primas por subastas de energía. Finalmente, se determina que la mejor propuesta para la planta son los paneles monocristalinos y estructura con seguidor de un eje, la simulación muestra una producción uniforme donde los meses de febrero y diciembre son los más desfavorables pese a estar en el verano austral.

## **1.2 Descripción de la Realidad Problemática**

En esta última década, la producción de energía eléctrica ha ido cada vez más de la mano de los recursos renovables, ya que el cambio climático y calentamiento global son uno de los principales problemas a afrontar en los siguientes años. Bajo este contexto, los países con mayor tecnología han desarrollado formas más eficientes de fabricar los componentes principales para plantas renovables y al mismo tiempo han optimizado sus costos. Por ejemplo, en el último quinquenio China ha liderado la fabricación de los equipos principales que forman parte de una planta solar fotovoltaica (módulos fotovoltaicos, inversores, centros de transformación, estructuras, conductores, etc.), lo que ha dado paso

a minimizar los costos de desarrollo de este tipo de plantas de generación y gracias a esto, se ha logrado masificar el uso de la tecnología fotovoltaica alrededor del mundo donde se ha pasado de tener plantas de mega watts a tener plantas de giga watts. Así mismo, la masificación de este tipo de tecnología ha diversificado las empresas productoras de estos equipos principales, lo cual a su vez ha dado paso al desarrollo tecnológico en cada una de estas empresas; por ejemplo, hasta hace 5 años se podía observar módulos fotovoltaicos de 200 a 300 watts, ahora por el contrario se observa potencias de hasta 700 watts. Es así, como la tendencia actual de producción de energía eléctrica está cada vez más encaminada por las fuentes renovables.

El Perú se ha destacado por ser uno de los países con una de las matrices eléctricas más limpias y de menor precio de energía de la región, gracias a la cantidad de centrales hidroeléctricas que forman la base de esta matriz. Este tipo de centrales al tener costos variable casi nulos hacen posible mantener el costo marginal (CMg). Sin embargo, los 3 últimos años se ha atravesado un incremento consistente de los costos marginales debido a la indisponibilidad de centrales hidroeléctricas en épocas de estiaje; y esto, sumado al cambio climático debido a las emisiones de gases de efecto invernadero que agravan las sequías a nivel nacional. Es por ello que, la producción de energía eléctrica renovable ha tenido un desarrollo más consistente y sostenible estos últimos años. La tecnología solar fotovoltaica en específico ha tenido un gran avance debido a que la importación directa de componentes principales desde China ha reducido considerablemente los costos de inversión y, además, esto permite tener la más reciente tecnología al alcance del mercado peruano. En este marco, Solarpack presenta el desarrollo y la construcción del proyecto San Martín que tiene una potencia de 300MW en el Perú, este proyecto permitirá la producción de energía eléctrica de alrededor de 830 GWh al año y evitará más de 564 000 toneladas de emisiones de CO<sub>2</sub> al año; así mismo, se destaca la inversión de diferentes empresas peruanas con el fin de construir centrales solares fotovoltaicas que ayudarán al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante SEIN).

Las empresas distribuidoras y consumidoras de energía realizan negociaciones de contratos de potencia y energía para abastecer y cubrir respectivamente, su demanda. Los contratos de potencia y energía pueden ser negociados principalmente con las diferentes generadoras del país; sin embargo, en los últimos años ha habido un incremento sustancial en el precio de energía de estos contratos; por lo que, empresas de distribución y empresa con gran demanda han tenido que desarrollar proyectos de producción de energía eléctrica para abastecer parte de su demanda. Es así que una distribuidora ubicada en Ica desarrolló un proyecto solar fotovoltaico de 13MWp para abastecer parte de su demanda en el horario diurno, la principal economía de Ica se basa en la agricultura que tiene un consumo exhaustivo de energía durante el día, llegando a la demanda máxima entre las 10 horas y las 15 horas debido al uso de bombas de agua para el riego de cultivos. Es por ello que, surge la necesidad de mejorar tecnológicamente el diseño de la planta solar fotovoltaica de 13MWp con el fin de obtener la mayor cantidad de producción de energía eléctrica posible durante las horas solares. Finalmente, la modificatoria de la Ley N° 28832 que se aprobó en el 2024, permite la participación de la producción de energía eléctrica por fuente solar en las licitaciones eléctricas; es por ello, la necesidad de conocer la ganancia de producción de energía eléctrica mejorando tecnológica y ambientalmente una planta solar fotovoltaica convencional.

### **1.3 Formulación del Problema**

#### **1.3.1 Problema General**

¿De qué manera se incrementa la producción de energía eléctrica de una planta solar fotovoltaica de 13MWp?

#### **1.3.2 Problemas Específicos**

- 1) ¿De qué manera se determina la influencia de factores ambientales y tecnológicos en la producción de energía eléctrica de una planta solar fotovoltaica de 13MWp?
- 2) ¿De qué manera se cuantifica la mejora ambiental y tecnológica de una planta solar fotovoltaica de 13MWp en su producción de energía eléctrica?

#### **1.4 Justificación e Importancia de la Investigación**

El presente trabajo contribuye a determinar el análisis y la mejora ambiental y tecnológica de una planta solar fotovoltaica de 13MWp, incrementando la producción de energía eléctrica para aumentar la competitividad de este tipo de instalaciones frente a otras tecnologías de producción de energía eléctrica en el bloque horario diurno. El principal beneficiario es la empresa propietaria del proyecto, ya que se incrementará la producción de energía eléctrica; por lo tanto, se tendrá más ahorro de lo proyectado inicialmente.

De igual forma, este trabajo es fundamental debido a qué se determinará los elementos más relevantes de una planta fotovoltaica y la influencia del avance tecnológico con respecto a estos. Es decir, a través de este trabajo los lectores, investigadores, profesionales del sector fotovoltaico, etc. tendrán una noción clara de cuanto influye en la producción de energía eléctrica el tipo de tecnología usada para el dimensionamiento de una planta solar fotovoltaica. Esto también, servirá como un indicador para las empresas que desarrollan equipos principales de un sistema fotovoltaico, ya que podrán observar cómo es el comportamiento y el rendimiento conjunto de estos elementos. Por otro lado, el trabajo sumará información valiosa para el desarrollo de próximas centrales solares fotovoltaicas de las distintas empresas en el sector de energía e industrias, ya que se conocerá qué aspectos de relevancia contribuyen al incremento de producción de energía eléctrica de una planta solar fotovoltaica; por lo que, no será necesario tener una optimización de diseño sino tener un diseño óptimo de la planta desde su concepción.

Este trabajo es de vital importancia en el lado económico para la empresa propietaria; debido a que, se determinará el impacto del incremento de energía generada a través de la mejora ambiental y tecnológica de la planta solar fotovoltaica; es decir, cuantificará la ganancia de energía que se usará para la comparación frente a la inversión asociada a esta, estos datos se incluirán en el flujo económico – financiero del proyecto

que determinará la viabilidad económica e indicadores financieros para la toma de decisión del comité de gerencias.

En el aspecto social y ambiental, este trabajo es relevante porque comprende un proceso de sostenibilidad ambiental, ya que se incrementará la producción de energía eléctrica sin aumentar el número de componentes principales; es así que, el balance de la disminución de emisiones de CO<sub>2</sub> respecto a la huella de carbono de la planta solar fotovoltaica será más sostenible. Así mismo, la inclusión del estado de arte de los componentes principales ayudará a que las universidades aledañas puedan tener conocimiento y referencia de este tipo de tecnologías, lo cual beneficiará directamente a los estudiantes y profesionales cercanas al área del proyecto.

## **1.5 Objetivos**

### **1.5.1 Objetivo General**

Analizar y mejorar ambiental y tecnológicamente una planta solar fotovoltaica de 13MWp para incrementar la producción de energía eléctrica.

### **1.5.2 Objetivos Específicos**

- 1) Analizar los factores ambientales y tecnológicos de la planta solar fotovoltaica de 13MWp para determinar su influencia en la producción de energía eléctrica.
- 2) Determinar el incremento de la producción de energía eléctrica para cuantificar la mejora ambiental y tecnológica de la planta solar fotovoltaica de 13MWp.

## Capítulo II: Marco teórico y conceptual

### 2.1 Bases teóricas

#### 2.1.1 Energía Solar

La energía solar es una de las principales fuentes de energía que es catalogada como energía primaria y al mismo tiempo es una de las fuentes más abundantes que llega al planeta:

La energía solar es aquella que se obtiene de la radiación solar que llega a la Tierra en forma de luz, calor o rayos ultravioleta. Es un tipo de energía limpia y renovable, pues su fuente, el Sol, es un recurso ilimitado. (Significados, Equipo, 2023)<sup>4</sup>.

La energía solar puede aprovecharse principalmente para la conversión térmica y conversión fotovoltaica; es decir, la energía solar se transforma en energía térmica y además, se transforma en energía eléctrica. Algunos autores también clasifican la energía solar en 2 tipos. El primer tipo es la energía solar activa, que hace referencia al aprovechamiento de la luz para generar energía eléctrica y/o mecánica mediante el uso de equipamiento, y, el segundo tipo es la energía solar pasiva, que hace referencia al aprovechamiento de la luz de forma directa; es decir, sin necesidad de algún equipamiento adicional, como es el caso de la arquitectura bioclimática.

##### 2.1.1.1 La constante solar

La constante solar, es la radiación solar que llega de forma constante al exterior de la atmosfera terrestre, tiene un valor aproximado de 1367 W/m<sup>2</sup>, el cual es de utilidad en las investigaciones e ingeniería referentes a la energía solar. (Basurto Siuce & Torre Salazar, 2019, pág. 11)<sup>5</sup>.

---

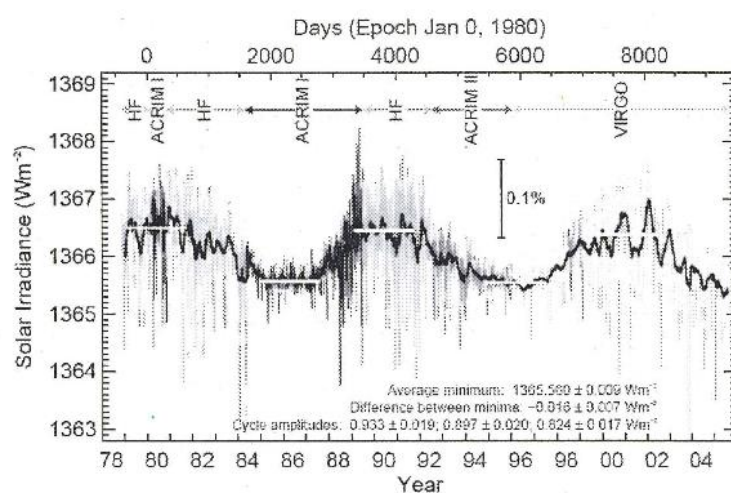
<sup>4</sup> Significados, Equipo. (20 de 09 de 2023). Recuperado el 30 de 04 de 2024, de <https://www.significados.com/energia/>.

<sup>5</sup> Woolcott, B. (2020). Análisis de los factores que influyen en el diseño de una planta fotovoltaica de 40MW ubicada en el valle del Mantaro. [Tesis de maestría,

El valor de la constante solar de 1367 W/m<sup>2</sup> ha sido adoptado según la World Radiation Center (WRC); sin embargo, existen pequeñas variaciones de la constante en el año, debido al movimiento elíptico de la órbita terrestre que a su vez está relacionado con las estaciones del año. Los valores de la irradiancia solar oscilan entre los 1395 W/m<sup>2</sup> en el perihelio y los 1308 W/m<sup>2</sup> en el afelio. La Figura 1 muestra la variación de la radiación solar extraterrestre entre los años 1978 y 2004.

**Figura 1**

*Irradiación Solar Extraterrestre durante 26 años y el promedio de 1367 W/m<sup>2</sup>*

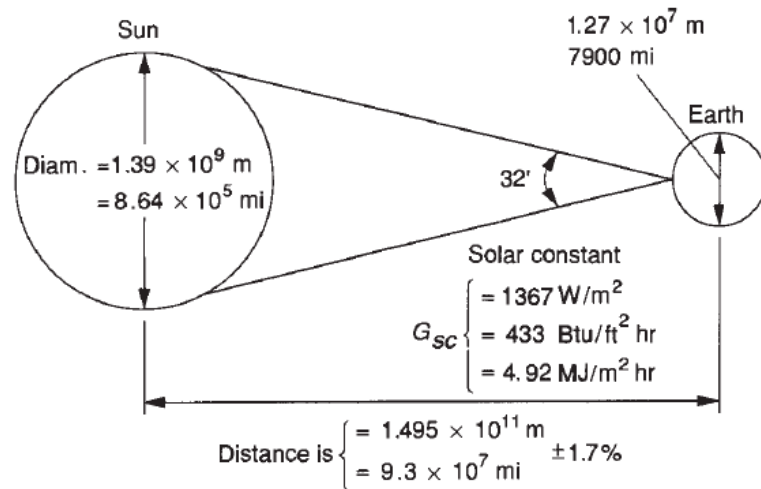


Fuente: Plasencia Sánchez E., Posadas, A., & Cabrera C. (2006). Estimación de la Irradiancia Solar Total Extraterrestre en función del número de manchas solares.

Así mismo, la Figura 2 muestra esquemáticamente la relación geométrica entre el Sol y la Tierra. Además, se observa que la distancia varía en 1.7% lo que produce la pequeña variación de la constante solar antes mencionada.

**Figura 2**

*Relación Geométrica entre el Sol y la Tierra que muestra los valores más importante geométricos de forma*



Fuente: Duffie J. & Beckam W. (2013). Engineering of Thermal Processes.

### 2.1.1.2 Radiación Solar

La radiación solar, es el flujo de energía que recibe toda la Tierra proveniente del Sol y está conformada por las ondas electromagnéticas, radiación ultravioleta y radiación infrarroja. La radiación solar tarda 8 minutos aproximadamente en llegar a la Tierra (viaja a la velocidad de la luz,  $300\,000 \text{ km/s}$ ); en el trayecto, 31% se pierde como reflexión y 17.4% por absorción, haciendo un total de 48.4%. En conclusión, solo un 51.6% de toda la radiación solar llega a la superficie terrestre. (Larrea Luzuriaga & Bayas López, 2011, pág. 8)<sup>6</sup>.

Para el estudio de la radiación se tienen algunas definiciones importantes, a continuación:

- Radiación: es la energía que se emite en forma de ondas electromagnéticas.

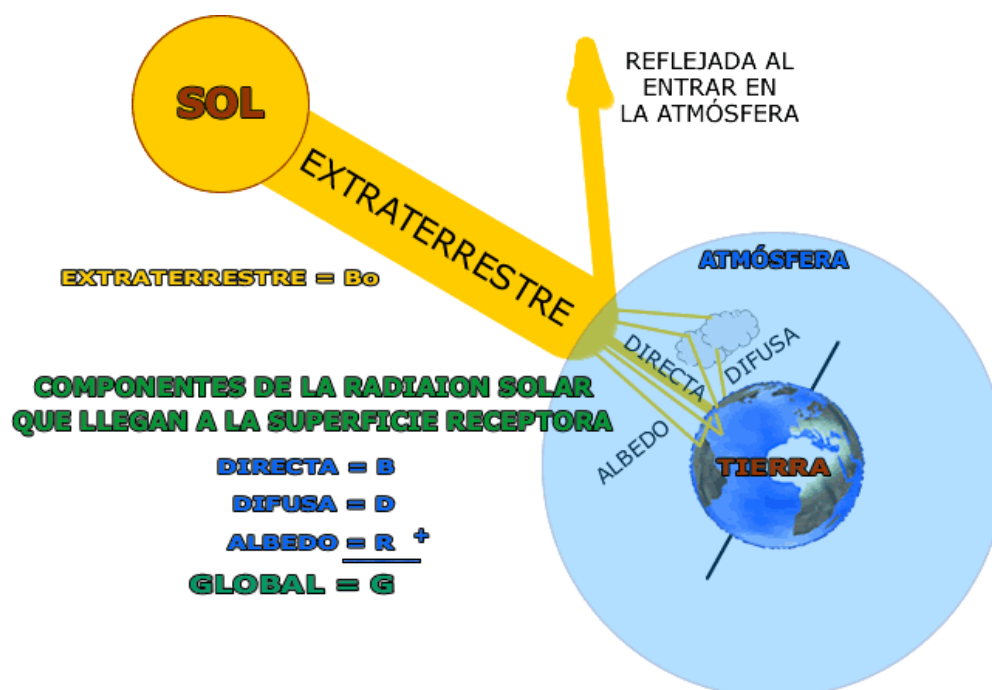
<sup>6</sup> Larrea Luzuriaga, G. F. & Bayas López, H. A. (2011). DISEÑO DE UN SISTEMA SOLAR TÉRMICO PARA LA PRODUCCIÓN DE QUESOS EN LAS COMUNIDADES: CHIMBORAZO, SANTA ISABEL-SAN JUAN-CHIMBORAZO. Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.

- Radiación Solar: es la energía emitida por el Sol en forma de ondas electromagnéticas.
- Irradiancia: es la densidad de potencia que incide sobre la superficie, su unidad de medida es W/m<sup>2</sup>.
- Irradiación: es la energía que incide sobre la superficie en el tiempo, su unidad de medida es kWh/m<sup>2</sup> o MJ/m<sup>2</sup>.

La radiación solar que llega a la superficie terrestre puede subdividirse como se muestra en la Figura 3 y Figura 4.

**Figura 3**

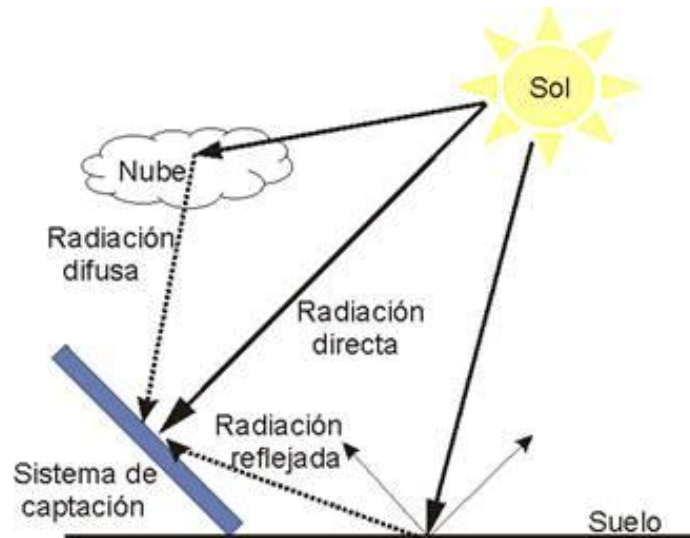
*Componentes de la Radiación Solar para conocer la Radiación Global*



Fuente: IDEAM (2024). Tiempo y clima: la radiación solar y su paso por la atmósfera.

#### Figura 4

*Componentes de la Radiación Solar Terrestre como vectores hacia un sistema de captación*



Fuente: Hernández, Pedro (2014). Arquitectura eficiente: Radiación Directa, Difusa y Reflejada.

##### 2.1.1.3 Radiación directa

La radiación directa “Es la radiación solar sin haber sido esparcidos por la atmósfera. (La radiación de haz a menudo se denomina radiación solar directa; para evitar la confusión entre los subíndices de directo y difuso, usamos el término haz radiación)”. (Duffie & Beckman, 2013, pág. 10)<sup>7</sup>.

##### 2.1.1.4 Radiación difusa

La radiación difusa “Es la radiación solar recibida luego de que su dirección haya sido cambiada por la dispersión en la atmosfera” (Duffie & Beckman, 2013, pág. 10)<sup>8</sup>. Se puede decir también que, es aquella que proviene de la atmosfera luego de ser absorbida y/o reflejada por las nubes, el aire, vapor, contaminantes, etc.

<sup>7 8</sup> Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). Solar Engineering of Thermal Processes (Vol. 4). Editorial: Wiley.

#### **2.1.1.5 Radiación reflejada**

La radiación reflejada o de albedo “Es aquella fracción de radiación solar que es reflejada por la propia superficie terrestre, en un fenómeno conocido como efecto albedo.” (Iberdrola, 2024)<sup>9</sup>.

#### **2.1.1.6 Radiación global**

Según el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Colombia: “La radiación global es toda la radiación solar que llega a la tierra y que se mide sobre una superficie horizontal en un ángulo de 180 grados, resultado de la componente vertical de la radiación directa más la radiación difusa.” (IDEAM, 2024)<sup>10</sup>. Sin embargo, algunos autores también incluyen la radiación reflejada como parte de la radiación global, y es la que se usará finalmente en el desarrollo de la tesis.

#### **2.1.1.7 Radiación solar extraterrestre (S)**

La radiación extraterrestre es la que llega a la Tierra directamente del Sol, puede ser reflejada al entrar a la atmosfera por la presencia de nubes principalmente, vapor de agua y otros componentes; y, es dispersada por el polvo en suspensión, moléculas de agua, contaminantes, etc.

Según el “Estudio de la Irradiancia Solar Total Extraterrestre en Función del Número de Manchas Solares”, la radiación solar extraterrestre también se puede definir como:

La irradiación Solar Total Extraterrestre (TSI) es la cantidad total de energía solar por unidad de área presente en cada momento fuera de la atmósfera terrestre; por lo tanto, varia a lo largo del año, sin embargo, para muchos fines prácticos se la

---

<sup>9</sup> Iberdrola. (2024). Radiación solar. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/compromiso-social/radiacion-solar>.

<sup>10</sup> IDEAM. (2024). La radiación solar y su paso por la atmósfera. Obtenido de <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/la-radiacion-solar-y-su-paso-por-la-atmosfera>.

considera constante y se le asigna un valor llamado Constante Solar ( $1367 \text{ W/m}^2$ ). (Plasencia Sánchez, Posadas, & Cabrera, 2006)<sup>11</sup>.

### **2.1.2 Potencial solar en el Perú**

El Perú posee 3 grandes regiones marcadas que son la costa, sierra y selva; así mismo, presenta relieves con distintas altitudes que van desde los 0 msnm hasta más de los 6,768 msnm, este último perteneciente al Huascarán, esto influye y se refleja en el potencial solar que se encuentra en todo el Perú.

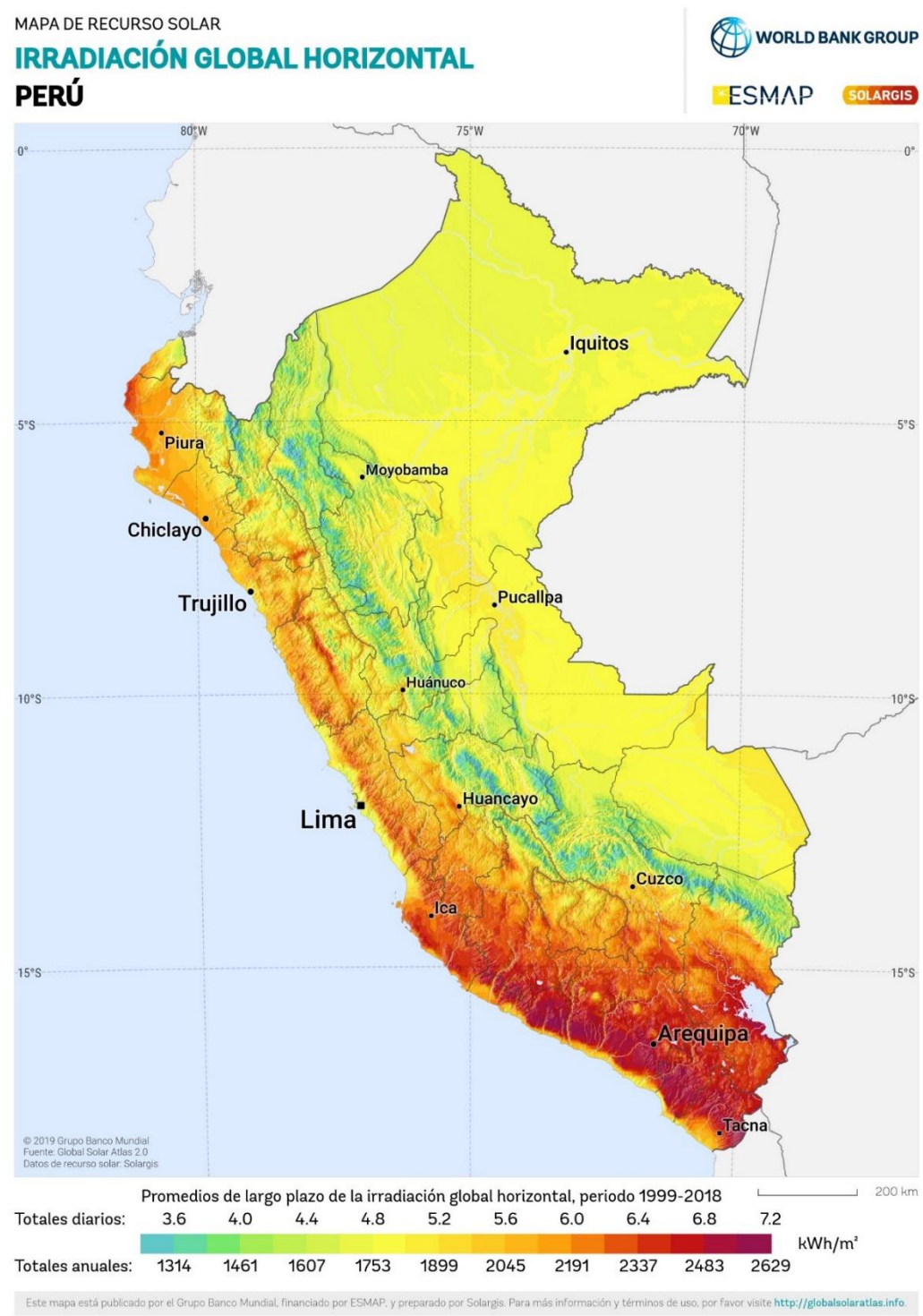
Según el mapa de recurso solar actualizado en el periodo de 1999 – 2018, “Irradiación global horizontal, Perú” (ver Figura 5), de SolarGis podemos observar que el mayor potencial solar se concentra en el sur del Perú entre los departamentos de Moquegua, Arequipa y Tacna, teniendo irradiancias superiores a los  $5.6 \text{ kWh/m}^2$  hasta los  $7.2 \text{ kWh/m}^2$ . De igual forma, se observa que la costa peruana presenta una irradiación promedio superior a los  $5.2 \text{ kWh/m}^2$ , la sierra presenta irradiaciones inferiores a los  $4.8 \text{ kWh/m}^2$  y la selva se mantiene constante con un promedio de  $5 \text{ kWh/m}^2$ .

---

<sup>11</sup> Plasencia Sánchez, E., Posadas, A., & Cabrera, C. (01 de 12 de 2006). Estimación de la Irrandiancia Solar Total Extraterrestre en una función del número de manchas solares. TECNIA. doi: <https://doi.org/10.21754/tecnia.v16i2.388>.

Figura 5

Irradiación Global Horizontal en el Perú con promedios diarios y anuales en kWh/m<sup>2</sup>



Fuente: Solargis (2017). Mapas de Recursos Solares del Perú.

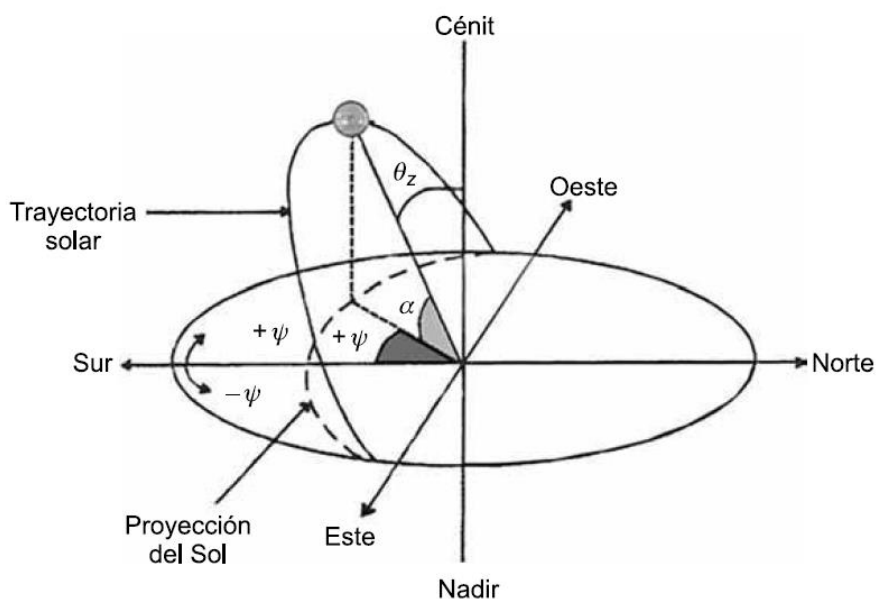
En conclusión, el Perú posee un potencial solar amplio a lo largo de todo su territorio siendo el óptimo en la zona sur, ya que posee niveles de irradiación cercanos a las 7 kWh/m<sup>2</sup> que son comparables a los más altos mundialmente; y, la costa peruana, ya que presenta niveles de irradiación por encima del promedio mundial.

### 2.1.3 Coordenadas solares

La posición del Sol respecto a su observador o punto de referencia, para este caso una central solar fotovoltaica, es de suma importancia. Por ello, es necesario suponer que es el sol quien se mueve alrededor de la tierra como se muestra en la Figura 6, ya que facilita la comprensión del sistema anteriormente mencionado. (Carta Gonzáles, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009)<sup>12</sup>.

**Figura 6**

*Coordenadas Solares de acuerdo con la trayectoria solar vista desde un punto*



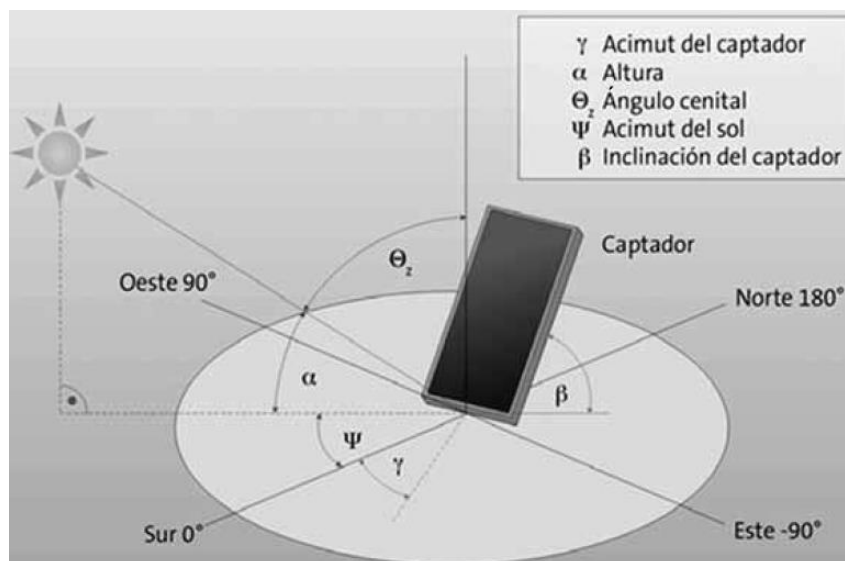
Fuente: Carta Gonzáles, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M.A. (2009). Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables.

<sup>12</sup> Carta Gonzáles, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M.-A. (2009). Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables. Madrid: Pearson Education S.A.

Para ubicar correctamente una central solar fotovoltaica, es importante conocer los ángulos más importantes de la posición del Sol, respecto de la tierra y los módulos fotovoltaicos. A continuación, se presenta las definiciones de los ángulos más importantes para la ubicación correcta de las coordenadas como se muestra en la Figura 7.

**Figura 7**

*Ángulos de Coordenadas Solares*



Fuente: Carta Gonzáles, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M.A. (2009). Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables.

- **Ángulo acimutal o acimut ( $\psi$ ):** Ángulo resultante de la proyección de la recta sol – tierra sobre la superficie horizontal del punto de observación con respecto a la recta Norte – Sur terrestre. El hemisferio norte se mide hacia el Sur y hacia el Oeste, mientras que el hemisferio sur es lo contrario. (Carta Gonzáles, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009, pág. 157)<sup>13</sup>
- **Ángulo o distancia cenital ( $\theta_z, \theta$ ):** Ángulo formado entre la línea Sol – Tierra con la vertical del punto de observación. El complemento de este

<sup>13</sup> Carta Gonzáles, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M.-A. (2009). Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables. Madrid: Pearson Education S.A.

ángulo es la altura solar. (Carta Gonzáles, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009, pág. 158)<sup>14</sup>

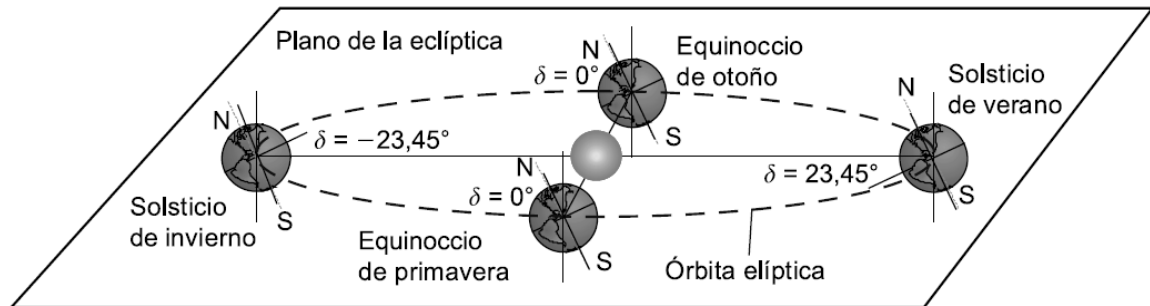
- **Altura solar (h):** Ángulo formado entre la recta Sol – Tierra con el plano que contiene la superficie del punto de observación. Es decir, se puede calcular la altura trazando un cuarto de círculo entre el cénit y el punto de salida del Sol y cruzándolo. (Carta Gonzáles, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009, pág. 158)<sup>15</sup>
- **Ángulo de inclinación de la superficie captadora ( $\beta$ ):** Ángulo formado por el plano del observador con el plano horizontal. La Figura 7 muestra la ubicación del observador (central fotovoltaica). (Carta Gonzáles, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009, pág. 158)<sup>16</sup>
- **Acimut del panel ( $\gamma$ ):** Ángulo formado entre la superficie del observador o colector y la línea norte – sur de la tierra. (Carta Gonzáles, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009, pág. 158)<sup>17</sup>.
- **Declinación ( $\delta$ ):** Ángulo formado por el plano ecuatorial de la Tierra con la recta imaginaria que une los centros del Sol y la Tierra, este ángulo varía entre  $+23,45^\circ$  (solsticio de verano) y  $-23,45^\circ$  (solsticio de invierno). Además, en la Figura 8 podemos observar que en los equinoccios la declinación solar es  $0^\circ$ .

---

<sup>14</sup> <sup>15</sup> <sup>16</sup> <sup>17</sup> Carta Gonzáles, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M.-A. (2009). Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables. Madrid: Pearson Education S.A.

**Figura 8**

*Declinación Solar en los solsticios y equinoccios con el movimiento elíptico de la Tierra alrededor del solar*



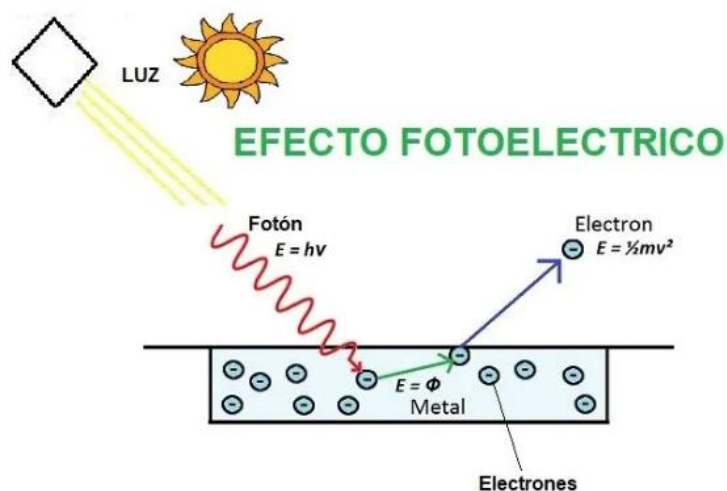
Fuente: Carta Gonzáles, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M.A. (2009). Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables.

#### 2.1.4 Efecto fotoeléctrico

Es el fenómeno por el cual existe una movilización de electrones de una superficie de algún material por la incidencia de la luz (fotones, portadores de radiación electromagnética). Es decir, los fotones ceden su energía a los electrones para impulsarlas hacia otros átomos, produciendo una corriente eléctrica. La Figura 9 ilustra el efecto fotoeléctrico anteriormente mencionado.

**Figura 9**

*Efecto Fotoeléctrico: Proceso de liberación de electrones por impacto de radiación*



Fuente: Suncore Solar Energy (2023). Diferencias entre efecto fotoeléctrico y efecto fotovoltaico.

Es importante mencionar algunas diferencias con el efecto fotovoltaico. En primer lugar, la energía de los fotones no depende de la intensidad de la radiación, sino de la longitud de su onda; así mismo, a pesar de la creación de corriente eléctrica, este efecto no es propiamente una producción de energía eléctrica utilizable, ya que no posee efectos externos. Sin embargo, el efecto fotoeléctrico es parte del efecto fotovoltaico y este no puede existir sin el primero.

## **2.1.5 Efecto fotovoltaico y energía solar fotovoltaica**

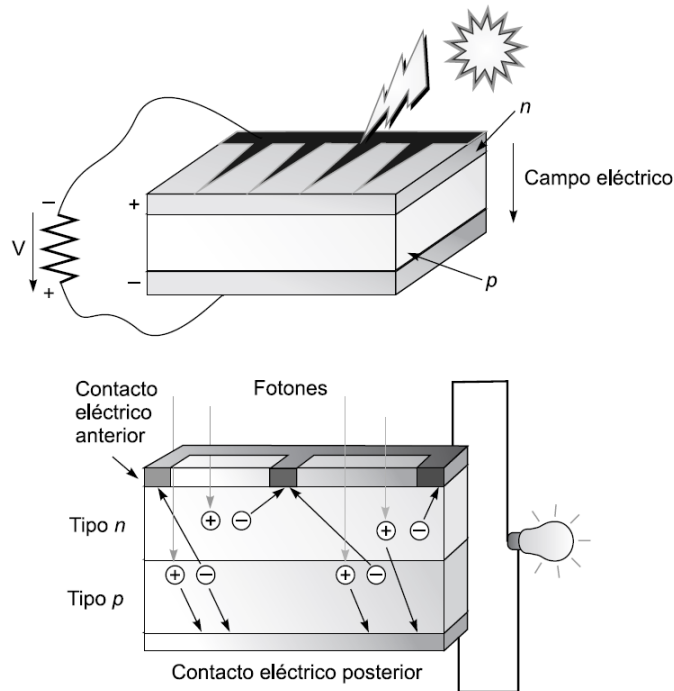
### **2.1.5.1 Efecto fotovoltaico**

Este efecto se define como la generación de una diferencia de potencial cuando un material es impactado por radiación electromagnética. El efecto fotovoltaico tiene mayor relevancia al momento de la producción de energía eléctrica; además, tiene un proceso más complejo.

El efecto fotovoltaico se fundamenta en la unión de dos semiconductores, uno dopado con impurezas tipo N y el otro con las del tipo P. La radiación electromagnética produce la liberación de electrones, creando un campo eléctrico y generando una diferencia de potencial. Al conectar estos dos puntos, se crea una corriente eléctrica, y al incorporar una carga, se obtiene electricidad utilizable. La Figura 10, ilustra el campo eléctrico formado por los fotones para dar paso al efecto fotovoltaico.

### Figura 10

*Movimiento de electrones tras la incidencia de radiación en un material con dopaje tipo N y tipo P para dar lugar al efecto fotovoltaico*



Fuente: Carta Gonzáles, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M.A. (2009). Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables.

#### 2.1.5.2 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se define como la transformación de la radiación solar en electricidad mediante el uso de módulos fotovoltaicos; es decir, usando la tecnología basada en el efecto fotovoltaico.

Para el IDAE (Instituto de la Diversificación y Ahorro de Energía de España), la energía solar fotovoltaica es aquella que aprovecha la radiación solar transformándola directamente en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico, que consiste en la emisión de electrones por un material semiconductor cuando se le ilumina con radiación electromagnética.

#### 2.1.6 Sistema fotovoltaico

El sistema fotovoltaico es un conjunto de equipos (módulos fotovoltaicos, inversores, centros de transformación, conductores, etc.) que dan lugar a la transformación

de energía solar en energía eléctrica continua y posteriormente en energía eléctrica alterna, la cual es aprovechada por usuarios residenciales, industriales o puede ser inyectada a algún sistema interconectado eléctrico.

#### **2.1.6.1 Tipos de sistemas fotovoltaicos**

Los sistemas fotovoltaicos tradicionalmente se subdividen en los siguientes.

##### **2.1.6.1.1 Sistemas fotovoltaicos conectados a red (On Grid)**

Un sistema conectado a red es aquel que, como su nombre lo dice, está interconectado a la red eléctrica. Se caracteriza principalmente porque utiliza un inversor conectado a la red y no contempla almacenamiento; es decir, no tiene acumuladores o baterías.

Este tipo de sistemas son ideales para zonas residenciales e industrias que ya cuentan con conexión a la red eléctrica, ya que son simples de diseñar y bastante rentables porque no poseen baterías que tienden a encarecen la instalación. Por ende, los objetivos principales de los sistemas fotovoltaicos conectados a red son de reducir las facturas eléctricas y tener algún beneficio o incentivo por la producción de energía eléctrica verde.

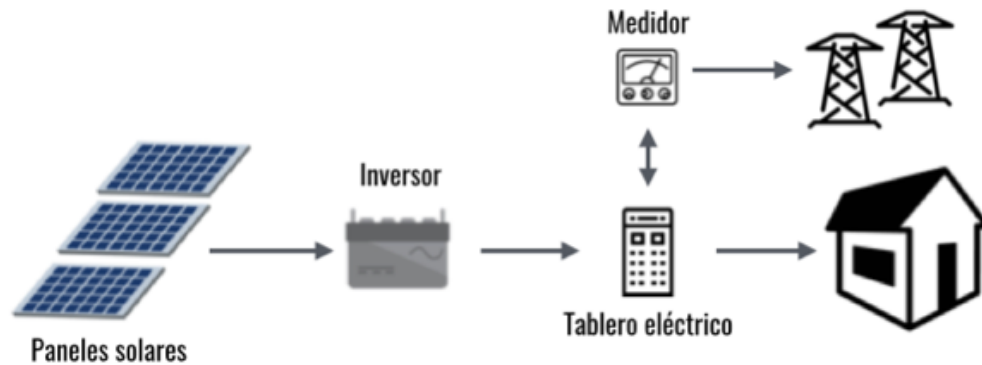
Los componentes principales de un sistema fotovoltaico conectado a red son:

- Módulos fotovoltaicos
- Inversor de red
- Estructuras de soporte
- Cables o conductores
- Protecciones
- Conectores
- Accesorios de conexionado

La Figura 11, muestra los componentes principales de un sistema fotovoltaico conectado a red.

### Figura 11

*Componentes Principales de un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red*



Fuente: SunSupply (2021). Tipos de sistemas solares fotovoltaicos y sus aplicaciones.

#### 2.1.6.1.2 Sistemas fotovoltaicos aislados (Off Grid)

Un sistema fotovoltaico aislado, fuera de red o autónomo es aquel que no tiene interconexión a la red eléctrica. Se caracteriza principalmente por utilizar un sistema de acumuladores o baterías que brindan energía cuando los módulos fotovoltaicos no generan, específicamente fuera del horario solar y en días muy nublados.

Este tipo de sistemas son ideales para establecimientos que no cuenten con conexión a la red eléctrica, debido a las condiciones geográficas, zonas rurales o de difícil acceso o con altos costos de conexión. Por ende, el objetivo principal de los sistemas aislados es de proveer energía las veinticuatro horas del día a establecimientos que no cuenten con electrificación, especialmente para hospitales o escuelas rurales.

Por otro lado, los sistemas fotovoltaicos aislados pueden ser modulares; es decir, se puede incrementar la capacidad de producción de energía eléctrica y almacenamiento.

Los componentes principales de un sistema fotovoltaico conectado a red son:

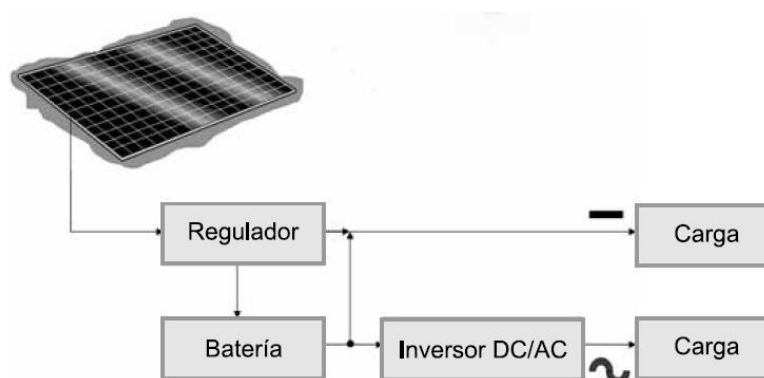
- Módulos fotovoltaicos

- Estructuras de soporte
- Regulador de carga
- Inversor solar
- Cables
- Protecciones
- Conectores
- Accesorios de conexionado

La Figura 12, muestra los componentes principales de un sistema off grid o aislado.

**Figura 12**

*Esquema de un Sistema Fotovoltaico Aislado*



Fuente: Carta Gonzáles, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M.A. (2009). Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables.

#### **2.1.6.1.3 Sistemas fotovoltaicos híbridos**

Un sistema fotovoltaico híbrido es aquel que tiene interconexión a la red eléctrica y a la vez, usa baterías para acumular energía para los momentos de demanda. Se caracteriza principalmente por proveer energía en el horario solar tanto para la demanda energética como para almacenar energía en el sistema de acumuladores o baterías, el cual brinda energía cuando el establecimiento lo determine. Esta energía almacenada puede servir como respaldo ante cualquier caída de la red o para ser utilizada en el horario de

punta (desde las 18 horas hasta las 23 horas, en el caso peruano) que es cuando la energía tiene mayor costo.

Este tipo de sistemas son ideales para establecimientos que cuenten con una red eléctrica deficiente y para aquellos que tienen un gran consumo en el horario de punta. Por ende, el objetivo principal de los sistemas híbridos es proveer energía el horario de punta y ser el respaldo ante emergencias de la red eléctrica.

Cabe mencionar que, los sistemas fotovoltaicos híbridos también pueden ser considerados aquellos sistemas aislados que cuenten con una producción de energía eléctrica térmica. Este tipo de sistemas está enfocado para los establecimientos que tienen un consumo intensivo de energía las veinticuatro horas del día. Sin embargo, se ha de considerar la contaminación generada por la producción de energía eléctrica térmica en el ciclo de vida del sistema.

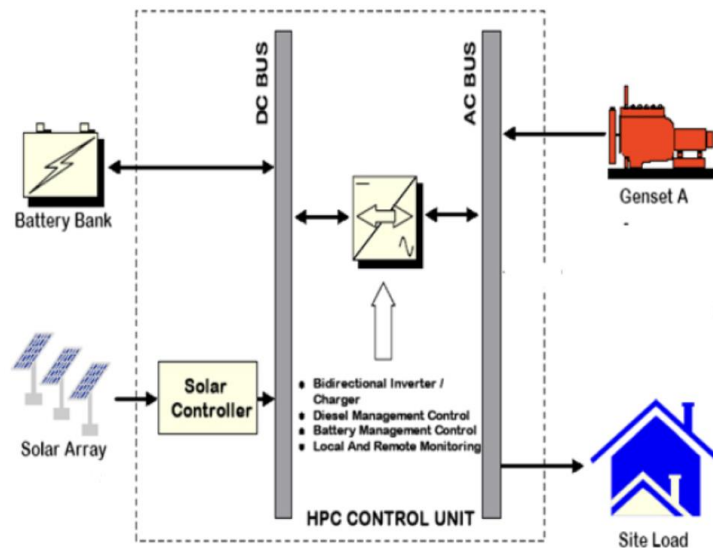
Los componentes principales de un sistema fotovoltaico híbrido son:

- Módulos fotovoltaicos
- Estructuras de soporte
- Inversor híbrido solar
- Baterías y/o generador eléctrico
- Cables
- Protecciones
- Conectores
- Accesorios de conexionado

La Figura 13, muestra los componentes principales de un sistema fotovoltaico híbrido conectado a un generador térmico.

**Figura 13**

*Esquema de un Sistema Fotovoltaico Híbrido y sus componentes trabajando en paralelo con un generador en la barra AC*



Fuente: DS New Energy (2020). Sistema Híbrido Solar Fotovoltaico Y Diésel.

Adicionalmente, los sistemas fotovoltaicos también pueden subdividirse de la siguiente forma:

- Instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo: este tipo de instalaciones busca principalmente satisfacer parcial o totalmente el consumo eléctrico de un determinado establecimiento.
- Instalaciones fotovoltaicas para venta de energía: este tipo de instalaciones busca principalmente generar energía para ser inyectada a la red eléctrica y así poder generar la retribución de esta. Además, este tipo de instalaciones algunas veces cuentan con un sistema de baterías para su almacenamiento o la regulación de la energía inyectada a la red, ya que debe adaptarse a las necesidades de la red.

## **2.1.6.2 Componentes principales de una central solar fotovoltaica**

### **2.1.6.2.1 Módulos fotovoltaicos**

Son los componentes más importantes en la colección de energía solar de una central solar fotovoltaica, también conocidos como paneles solares. Estos, están diseñados para convertir la energía de la radiación solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. Además, son el punto de partida en la cadena de conversión de energía solar en electricidad utilizable.

A lo largo de las últimas décadas, se han estado investigando acerca de la composición y tipo de los módulos fotovoltaicos, ya que se busca tener un rendimiento más elevado y una producción de energía eléctrica mayor.

#### **a) Tipos de módulos fotovoltaicos**

- **Módulos de silicio monocristalino (Mono-Si):** Este tipo de módulos son fabricados a partir de un solo cristal de silicio, su eficiencia esta alrededor de 15 a 22%; además, es ideal para condiciones de baja luz y altas temperaturas.
- **Módulos de silicio policristalino (Poly-Si):** Este tipo de módulos son fabricados a partir de múltiples cristales de silicio, su eficiencia está alrededor de 13 a 18% y tiene un menor costo en comparación a los monocristalinos.
- **Módulos de película delgada (Thin film):** Este tipo de módulos presenta diferentes combinaciones Teluro de Cadmio (CdTe), Silicio amorfo (a-Si) y Cobre-Indio-Galio-Seleniuro (CIGS). La característica principal es que son flexibles y ligeros, su eficiencia está alrededor de 7 a 13%.
- **Módulos bifaciales:** Este tipo de módulos son capaces de captar energía tanto por el anverso como la reversa del panel, pueden aumentar la

producción de energía eléctrica entre un 10 a 30%; sin embargo, son más costosos en comparación a los módulos monofaciales.

- **Módulos híbridos (HIT o HJT):** Este tipo de módulos combinan capas de silicio cristalino con silicio amorfo, su eficiencia está alrededor del 20 a 22% y tienen mejor rendimiento en altas temperaturas.
- **Módulos de órgano-Perovskita:** Este tipo de módulos utiliza materiales orgánicos e inorgánicos para la captación de la energía solar, tienen altas eficiencias, y son flexibles y ligeros.

#### **2.1.6.2.2 Inversores**

Son dispositivos electrónicos fundamentales en una central solar fotovoltaica, ya que son los encargados de la conversión de la corriente continua (CC), generada por los módulos fotovoltaicos, en energía alterna (CA) (50 o 60 Hz, dependiendo del país o lugar de instalación) que es utilizada por los dispositivos eléctricos y compatible con la red eléctrica.

La conversión eléctrica no es un proceso ideal; por lo que, los inversores tienen un porcentaje de eficiencia que generalmente está por encima del 95% dependiendo de la marca, modelo y fabricante. Por otro lado, los armónicos están presentes en este proceso de conversión; sin embargo, cada fabricante propone un tipo de filtro para garantizar la calidad de la energía producida por toda la central.

En las centrales solares fotovoltaicas, se diferencian 2 tipos de inversores que generalmente son seleccionadas por el diseño y la ingeniería propuesta, los cuales se mencionan a continuación:

##### **a) Inversores centrales**

Son aquellos utilizados generalmente en centrales fotovoltaicas de gran potencia, ya que tienen la capacidad de poder convertir una mayor numero de cadenas de módulos

fotovoltaicos y, por ende, una mayor potencia. Este tipo de inversores son conocidos por su alta eficiencia y la capacidad de manejar grandes volúmenes de energía para su conversión. Sin embargo, tener un punto único de gestión de un gran volumen de módulos fotovoltaicos, puede conllevar a la interrupción de una gran potencia ante una falla; así mismo, dado su tamaño y complejidad, la operación y mantenimiento de este tipo de inversores son más difíciles, especializados y costosos. La Figura 14 ilustra la forma de un inversor comúnmente usado en plantas fotovoltaicas.

**Figura 14**

*Isométrico de inversor central Huawei*



Fuente: Huawei (2020). Ficha técnica del inversor centralizado.

#### **b) Inversores de cadena (string inverters)**

Son aquellos utilizados generalmente en centrales fotovoltaicas de pequeña y mediana escala, ya que tienen una flexibilidad mayor a la hora del dimensionamiento de una planta, son fáciles de instalar, la operación y mantenimiento es mucho más simple en comparación a un inversor centralizado y las fallas solo afectan a una cantidad mínima de potencia; es decir, la producción de energía eléctrica no se ve afectada. Sin embargo, es necesario utilizar una gran cantidad de inversores de cadena si la potencia de la central es grande; así mismo, una mayor cantidad de cableado. La Figura 15 ilustra la vista frontal de un inversor de red tipo String.

**Figura 15**

*Vista frontal de inversor tipo String de 330 kW de Red Huawei*



Fuente: Huawei Technologies Co. (2025). Ficha técnica Inversor 330 kW.

#### **2.1.6.2.3 Estructuras**

Son los componentes fundamentales para la fijación o movimiento, soporte y estabilidad de los módulos fotovoltaicos, asegurando la posición correcta para el incremento de la captación de la irradiancia. Las estructuras están dimensionadas y diseñadas de acuerdo con las condiciones generales de la central solar fotovoltaica como: número de paneles en serie, número de cadenas, condiciones geomecánicas del suelo, condiciones de corrosividad del terreno y el ambiente.

Las centrales fotovoltaicas pueden tener estructuras fijas o con seguimiento solar dependiendo del diseño y las necesidades. A continuación, se presentan los tipos de estructuras.

##### **a) Estructuras fijas**

Este tipo de estructuras no presentan ningún movimiento de seguimiento. Se caracterizan por tener un ángulo de ajuste de diseño de acuerdo con la latitud del lugar de la instalación.

## **b) Estructuras con seguidores**

Este tipo de estructuras son las más utilizadas cuando se requiere generar más energía por unidad de área. Generalmente están compuestos por tres elementos fundamentales: los postes que van directamente hincados sobre el suelo, estructura superior que se encarga de la sujeción de los módulos fotovoltaicos y el tubo de torque que permite el seguimiento a través de un motor.

- **Seguimiento de un eje:** Son aquellas estructuras que realizan el movimiento de seguimiento en un solo eje, generalmente siguiendo la trayectoria este – oeste del Sol.
- **Seguimiento de dos ejes:** Son aquellas estructuras que realizan un movimiento simultaneo de seguimiento Azimutal y Cenital.

### **2.1.6.2.4 Centros de transformación o MVS**

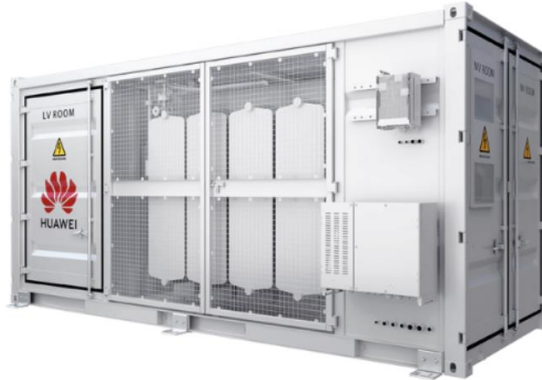
Son los componentes encargados de elevar la tensión de la energía convertida por los inversores y generada por los módulos fotovoltaicos a un voltaje adecuado para su transmisión y distribución. La función principal de los centros de transformación es elevar el voltaje de la corriente alterna (CA), se realiza mediante transformadores que son uno de los componentes principales dentro de este centro de transformación.

La Figura 16 muestra una vista isométrica de una STS (Sistema de Estación de Transformación). Generalmente los centros de transformación tienen los siguientes componentes:

- Transformadores
- Celdas de media tensión
- Protecciones y control
- Equipos auxiliares

**Figura 16**

*Vista isométrica de un Centro de Transformación Compacto (STS) de 3,3 MVA*



Fuente: Huawei Technologies Co. (2025). Ficha técnica de Centro de Transformación Compacto 3,3 MVA.

#### **2.1.6.2.5 Sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS)**

Son componentes complementarios (en la actualidad) en una central solar fotovoltaica que permiten almacenar la energía generada para su uso posterior.

Su principal característica es de mejorar la eficiencia y flexibilidad de la planta, ya que facilita su integración al sistema eléctrico porque pueden inyectar energía incluso fuera del horario solar. Este tipo de sistemas se usan también para reducción de picos de demanda y mejora de la estabilidad de red.

Actualmente, los sistemas de almacenamiento de energía en baterías o BESS no son requisitos para la construcción de una planta fotovoltaica; sin embargo, existen normativas en las cuales si se deben contemplar. Es así como, en este trabajo no formará parte del análisis. La Figura 17 muestra una vista isométrica de un sistema de energía en baterías.

**Figura 17**

*Vista isométrica de Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS) de 2 MWh*



Fuente: Huawei Technologies Co. (2024). Ficha técnica BESS 2MWh.

## **2.2 Marco Conceptual**

- a) **Energía solar fotovoltaica:** Es la energía proveniente de la conversión de la luz (recurso solar) en electricidad por el uso de módulos fotovoltaicos y usando el efecto fotoeléctrico.
- b) **Planta solar fotovoltaica (PSF):** Es una instalación compuesta por una gran cantidad de módulos fotovoltaicos, estructuras, inversores y transformadores principalmente, donde se aprovecha el recurso solar para la producción de energía eléctrica.
- c) **Producción de energía eléctrica:** Es la cantidad de energía utilizable a partir de un diseño de planta y una fuente, en este caso el recurso solar.
- d) **Trackers o seguidores:** Son las estructuras encargadas de la sujeción de los módulos fotovoltaicos que a la vez dan el movimiento de seguimiento al Sol para tener una mejor eficiencia de producción de energía.
- e) **Módulos bifaciales:** Es un módulo fotovoltaico que tiene la capacidad de captar luz solar por ambos lados; es decir, puede captar la luz por la parte frontal y posterior del módulo con la finalidad de incrementar la energía generada.

- f) **Bloque horario:** Periodos del día en los cuales se realiza una proyección de mediano plazo de los bloques de Base, Media y Punta, los cuales tienen una demanda y un Costo de Operación diferenciados.
- g) **Contrato de respaldo de potencia y energía:** Es referido a los contratos entre generadoras y clientes; ya sean clientes libres o distribuidoras, los cuales tienen la condición de brindar una potencia acordada y una cantidad de energía asociada a esta.

## **Capítulo III: Hipótesis y Operacionalización de Variables**

### **3.1 Hipótesis**

#### **3.1.1 Hipótesis General**

El análisis y la mejora ambiental y tecnológica de una planta solar fotovoltaica de 13MWp influyen en el incremento de la producción de energía eléctrica.

#### **3.1.2 Hipótesis Específica**

- 1) El análisis de los factores ambientales y tecnológicos de una planta solar fotovoltaica de 13MWp determinan su influencia en la producción de energía eléctrica.
- 2) La determinación del incremento de producción de energía eléctrica define la cuantificación de la mejora ambiental y tecnológica de la planta solar fotovoltaica de 13MWp.

### 3.2 Operacionalización de variables

**Tabla 1**

*Variables e indicadores*

Variables	Definición Conceptual	Definición Operacional	Operacionalización		Escala
			Dimensiones	Indicadores	
VI: Análisis y mejora ambiental y tecnológica una planta solar fotovoltaica de 13MWp	El análisis y la mejora ambiental y tecnológica del diseño de una planta solar fotovoltaica de 13MWp es el proceso de analizar, mejorar y perfeccionar la disposición, configuración y características técnicas y ambientales de la planta para incrementar su rendimiento, eficiencia y rentabilidad.		1. Capacidad de producción de energía eléctrica 2. Rendimiento de módulo 3. Pérdida de potencia 4. Tipo de estructura 5. Tecnología	1. Energía total generada 2. Eficiencia 3. Degradación anual 4. Incremento de captación 5. Tipo de material de los módulos	1. En MWh/año 2. En % 3. En -%/año 4. En % 5. En capacidad de captación
VD: Incremento de la producción de energía eléctrica	El incremento de producción de energía eléctrica se refiere al objetivo de generar la mayor cantidad de energía posible a partir de la radiación solar incidente, teniendo en cuenta las características específicas de la planta, como su capacidad instalada, eficiencia de conversión, condiciones ambientales y limitaciones operativas.		1. Rendimiento 2. Capacidad de producción de energía eléctrica promedio diario 3. Capacidad de producción de energía eléctrica total	1. Performance ratio 2. Producción específica 3. Producción de energía eléctrica anual	1. En % 2. En kWh/m <sup>2</sup> /día 3. En MWh/año

Fuente: Elaboración propia.

## **Capítulo IV: Metodología de la Investigación**

### **4.1 Unidad de Análisis**

El presente trabajo se desarrollará entorno a las características de una planta solar fotovoltaica de 13MWp en Ica.

### **4.2 Tipo, enfoque, nivel y diseño de Investigación**

#### **4.2.1 Tipo de investigación**

El presente trabajo es de tipo aplicado ya que resolverá un problema de la realidad y área de trabajo aplicando conocimientos científicos y el estado de arte disponible a la fecha.

#### **4.2.2 Enfoque de investigación**

El enfoque es cuantitativo ya que se analiza información objetiva y se manejará cantidades numéricas para plantear la hipótesis y su contrastación.

#### **4.2.3 Nivel de investigación**

El nivel es descriptivo y correlacional, ya que se basa en la medición y observación de las variables para determinar cuál es la influencia en la mejora planteada y correlacional porque hay relación entre las variables.

#### **4.2.4 Diseño de investigación**

El presente trabajo es de diseño no experimental debido a que se basa en el análisis detallado de variables y la aplicación de software de simulación; es decir, se recopilan datos y estos se modelan con herramientas de simulación especializadas para evaluar el resultado.

### **4.3 Periodo de análisis**

El periodo de análisis comprende desde el primer trimestre del 2023 hasta el cuarto trimestre del 2024. Durante este periodo se ha analizado los antecedentes, recolección de datos, análisis y su procesamiento para dar lugar a este presente trabajo.

#### **4.4 Fuentes de información e instrumentos utilizados**

##### **4.4.1 Fuentes de información**

El trabajo se realizó predominantemente con datos primarios, estos provienen de la ingeniería realizada para la planta solar fotovoltaica de 13MWp y la información proporcionada por los fabricantes líderes mundiales de suministro de sistemas fotovoltaicos

##### **4.4.2 Técnicas e instrumentos de recolección de datos**

El presente trabajo se desarrolló principalmente con la información recopilada en el expediente técnico de desarrollo del proyecto de la Central Solar Fotovoltaica de 13MWp. Esta información contempla ingeniería prefactibilidad, ingeniería de factibilidad e ingeniería básica.

Se recopilaron los estudios preliminares de recurso, diseño preliminar de la planta solar fotovoltaica, ingeniería básica, cotizaciones previas y fichas técnicas de los equipos principales.

#### **4.5 Población y muestra**

La población comprende todas las especificaciones técnicas, recurso medido, dimensionamiento, configuración y equipos seleccionados para la ingeniería básica del proyecto de la central solar fotovoltaica de 13MWp.

#### **4.6 Análisis y procesamiento de datos**

Para el análisis y procesamiento de datos, se utilizaron herramientas avanzadas y especializadas como PVcase, PVSyst, PVGIS, Solargis, Atlas Solar Global, Meteonorm, NASA POWER y AutoCAD; además, se utilizó Microsoft Excel. En primer lugar, PVGIS, Solargis, Atlas Solar Global, Meteonorm y NASA POWER permitió la recopilación especializada del recurso solar. Luego, PVcase, PVSyst y AutoCAD permitió el dimensionamiento y simulación de la producción de energía eléctrica basado en los datos del recurso solar. Finalmente, Microsoft Excel permitió realizar análisis detallado de la

información procesada, soportó el análisis crítico de la información recopilada y ayudó en la preparación de datos.

## Capítulo V: Desarrollo del Trabajo de Investigación

### 5.1 Análisis de Factores Ambientales

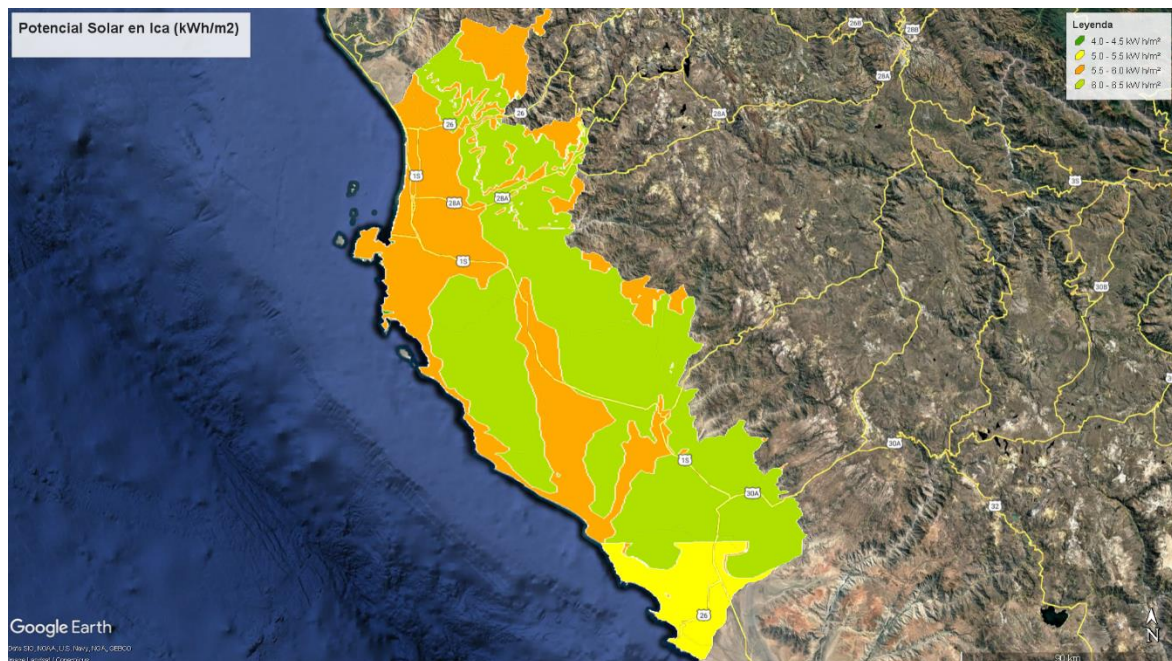
El presente trabajo analizó los factores climatológicos que pudieron tener influencia en la mejora de una planta solar fotovoltaica de 13MWp. Estos factores estaban directamente relacionados al lugar de estudio y su influencia en la mejora de la Planta Solar Fovoltaica (P.S.F.). En este trabajo se consideró la radiación solar superficial, temperatura, nubosidad y el albedo.

#### 5.1.1 Radiación solar superficial global

La irradiación solar superficial global se refiere a la suma de la irradiación directa, difusa y la reflejada o albedo que llega a la superficie, según el marco teórico. A continuación, se presenta un mapa de irradiación solar global promedio para el departamento de Ica.

**Figura 18**

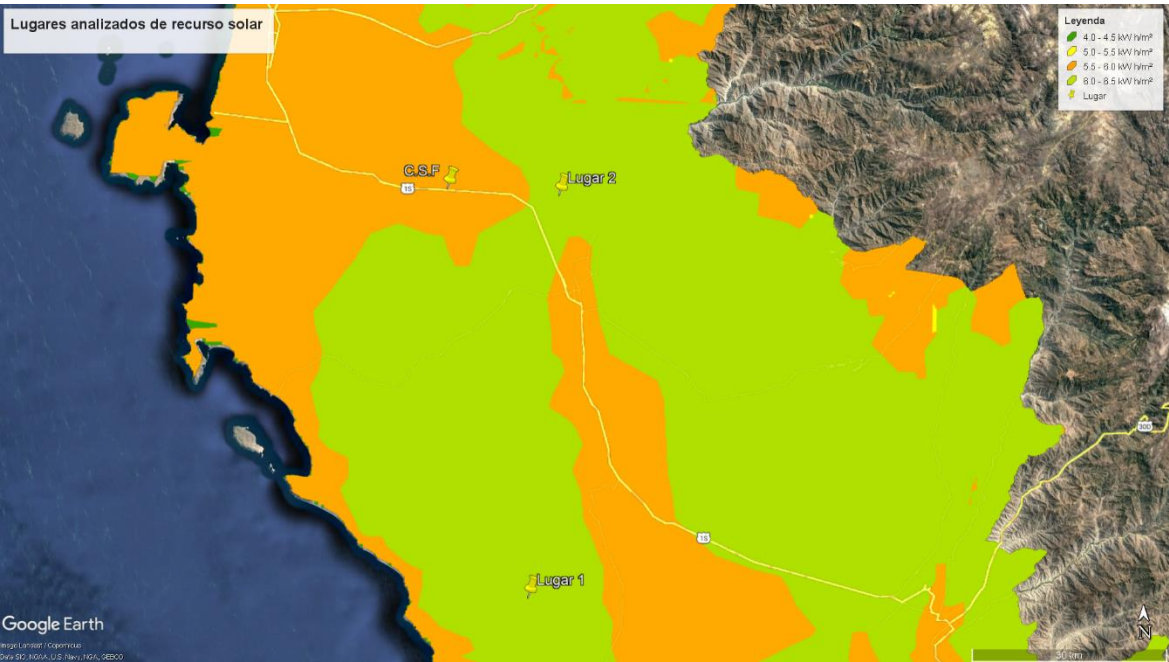
*Potencial de Irradiación en el departamento peruano de Ica en kWh/m<sup>2</sup>*



Fuente: Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (2003). Atlas de energía solar.

De acuerdo con la Figura 19 se puede observar distintos valores de irradiación promedio anual a lo largo del departamento iqueño. Es por ello que, se analizó 3 lugares para obtener los datos de potencial solar específicos de estos. En la Figura 19, se muestra 2 lugares con diferente irradiación global y la ubicación seleccionada para la Planta Solar Fotovoltaica de 13MWp. Además, en la Tabla 2 se muestran los parámetros de irradiancia de estos lugares.

**Figura 19**  
*Lugares analizados de potencial solar en el departamento de Ica*



Fuente: Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (2003). Atlas de energía solar.

**Tabla 2**  
*Ubicación y parámetros principales de irradiación de los tres lugares*

Parámetro	Lugar 1	Lugar 2	Lugar de P.S.F.
Latitud (°)	-14.496894	-13.940000	-13.930000
Longitud (°)	-75.794369	-75.750000	-75.910000
Irradiación normal directa (kWh/m2-día)	4.686	4.736	4.903
Irradiación global horizontal (kWh/m2-día)	6.276	6.216	6.383
Irradiación difusa horizontal (kWh/m2-día)	1.591	1.480	1.480
Elevación (m)	652	495	358
Temperatura promedio (°C)	19.339	21.338	20.927

Fuente: PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (2025). Datos horarios de radiación.

La irradiación global es el parámetro fundamental para la determinación de la producción de energía eléctrica de una planta solar fotovoltaica y existen diferentes fuentes verificadas que brindan los datos minutales, quinceminutales, horarios y promedios mensuales. En este trabajo se determinó el uso de los datos promedios horarios por cada mes para un mejor análisis y comparación. A continuación, se muestran la Tabla 3, Tabla 4 y Tabla 5 de irradiación para los 3 lugares seleccionados en la Figura 19.

**Tabla 3**

*Irradiación global promedio para el lugar 1, 2005 – 2023 (Wh/m2)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	1
06:00	74	48	37	30	17	5	1	16	52	104	129	110
07:00	238	208	202	184	141	104	100	137	204	283	315	281
08:00	443	414	414	385	310	250	249	310	409	515	551	501
09:00	655	622	638	605	505	427	430	527	649	767	790	727
10:00	831	794	809	780	690	605	619	728	851	949	969	903
11:00	933	899	911	877	798	721	743	849	961	1041	1055	997
12:00	950	915	920	884	814	750	777	876	974	1038	1047	1004
13:00	892	868	858	816	749	696	726	815	895	947	958	934
14:00	750	731	704	670	615	573	607	683	746	781	791	778
15:00	558	532	500	474	425	395	430	491	537	560	573	570
16:00	346	322	283	253	210	191	222	266	294	309	331	343
17:00	149	131	93	53	19	14	35	52	69	78	103	132
18:00	12	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (2025). Datos horarios de radiación.

**Tabla 4***Irradiación global promedio para el lugar 2, 2005 – 2023 (Wh/m2)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	1
06:00	91	54	29	20	14	8	2	14	79	149	179	143
07:00	284	230	230	236	207	165	161	209	298	386	415	355
08:00	507	448	454	465	419	362	362	430	537	637	663	590
09:00	705	645	664	678	621	553	559	647	763	856	872	784
10:00	831	774	789	818	775	707	722	815	918	990	998	912
11:00	870	818	831	864	844	789	814	903	986	1031	1031	938
12:00	826	780	785	820	826	791	825	906	962	993	982	888
13:00	726	681	664	712	746	723	762	834	871	881	869	784
14:00	564	527	501	545	596	586	627	687	711	702	686	618
15:00	391	353	327	365	409	404	446	492	504	498	485	430
16:00	233	206	179	191	201	197	232	268	277	273	274	251
17:00	99	83	60	41	19	12	37	54	66	69	83	96
18:00	8	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (2025). Datos horarios de radiación.

**Tabla 5***Irradiación global promedio para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023 (Wh/m2)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0
06:00	84	50	40	36	17	6	1	20	72	137	166	134
07:00	267	217	218	220	189	146	143	189	274	361	390	338
08:00	481	428	435	440	390	330	330	398	506	607	635	568
09:00	684	628	651	655	589	518	524	616	737	837	854	775

<b>10:00</b>	833	774	803	810	753	681	696	795	909	991	1001	921
<b>11:00</b>	903	848	880	883	836	774	799	895	994	1056	1059	983
<b>12:00</b>	894	845	868	870	834	785	818	907	987	1036	1033	965
<b>13:00</b>	816	770	773	781	760	722	760	839	902	934	930	875
<b>14:00</b>	658	621	606	625	617	590	631	699	746	760	753	712
<b>15:00</b>	472	432	410	432	428	408	449	502	534	542	540	508
<b>16:00</b>	286	255	228	228	212	200	235	275	295	298	307	301
<b>17:00</b>	123	104	76	49	22	17	38	58	70	76	94	115
<b>18:00</b>	10	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
<b>19:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>20:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>21:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>22:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>23:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (2025). Datos horarios de radiación.

De la Tabla 3, Tabla 4 y Tabla 5, se puede deducir que el lugar de la P.S.F. es el que cuenta con mayor irradiación. No obstante, los lugares 1 y 2, presentan promedios anuales muy cercanos.

Debido a que el recurso solar es intermitente, a pesar de los promedios mostrados, no se puede saber con certeza el valor final de la irradiación para cada lugar en cada hora. Es por ello que, se muestra la desviación estándar ( $\sigma$ ) para estos tres lugares por cada hora en cada mes en la Tabla 6, Tabla 7 y Tabla 8; estos valores describen la variación que puede tener la irradiación mostrada en la Tabla 3, Tabla 4 y Tabla 5.

**Tabla 6**

*Desviación estándar de la irradiación global para el lugar 1, 2005 – 2023 (Wh/m2)*

<b>Hora</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Set</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>
<b>00:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>01:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>02:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>03:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>04:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>05:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	3
<b>06:00</b>	25	15	8	6	6	4	2	8	18	25	25	27
<b>07:00</b>	68	59	48	40	31	21	20	33	47	56	56	62
<b>08:00</b>	109	102	85	73	61	49	45	62	79	86	84	95
<b>09:00</b>	136	133	102	90	83	76	70	85	93	90	92	110
<b>10:00</b>	141	145	112	88	84	81	81	81	79	75	78	110

<b>11:00</b>	140	145	103	82	71	68	69	60	58	52	64	103
<b>12:00</b>	137	145	102	76	63	52	57	47	44	42	63	98
<b>13:00</b>	122	127	96	71	53	44	48	39	41	41	55	85
<b>14:00</b>	121	115	87	62	40	29	34	34	30	40	62	84
<b>15:00</b>	108	102	79	52	31	22	27	26	26	39	58	82
<b>16:00</b>	83	76	55	36	20	14	18	17	17	30	42	64
<b>17:00</b>	41	37	23	15	9	4	6	6	5	10	19	33
<b>18:00</b>	2	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
<b>19:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>20:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>21:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>22:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>23:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (2025). Datos horarios de radiación.

**Tabla 7**

*Desviación estándar de la irradiación global para el lugar 2, 2005 – 2023 (Wh/m2)*

<b>Hora</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Set</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>
<b>00:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>01:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>02:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>03:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>04:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>05:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	3
<b>06:00</b>	27	16	12	4	2	4	4	3	25	26	25	32
<b>07:00</b>	66	57	49	33	27	19	16	30	42	47	51	65
<b>08:00</b>	103	93	84	54	46	34	31	46	57	63	69	89
<b>09:00</b>	128	122	104	69	56	44	44	55	61	66	78	108
<b>10:00</b>	139	136	115	77	55	44	48	57	58	72	86	114
<b>11:00</b>	141	144	113	86	55	46	46	52	60	85	103	123
<b>12:00</b>	141	142	120	98	62	46	45	50	72	98	120	133
<b>13:00</b>	143	148	124	101	61	45	46	49	75	107	127	137
<b>14:00</b>	133	129	109	95	57	42	42	49	71	99	114	127
<b>15:00</b>	111	103	86	77	45	35	34	38	59	85	100	109
<b>16:00</b>	76	68	51	45	25	18	22	23	36	55	65	73
<b>17:00</b>	35	30	19	12	9	1	6	7	8	14	22	31
<b>18:00</b>	2	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
<b>19:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>20:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>21:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>22:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>23:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (2025). Datos horarios de radiación.

**Tabla 8**

*Desviación estándar de la irradiación global para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023*  
(Wh/m<sup>2</sup>)

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0
06:00	26	15	9	6	9	4	3	11	22	24	22	29
07:00	68	60	51	33	26	19	17	28	40	45	49	61
08:00	109	101	91	57	47	38	35	47	57	67	68	87
09:00	139	132	113	73	60	53	50	60	64	67	75	103
10:00	151	154	125	77	58	52	55	59	58	61	77	109
11:00	150	164	119	81	54	47	49	48	48	53	78	105
12:00	147	158	121	83	52	41	41	40	46	53	80	107
13:00	141	152	119	83	47	37	41	35	44	61	83	108
14:00	141	138	110	79	41	31	31	31	37	59	83	108
15:00	120	116	93	66	32	24	25	24	33	57	77	100
16:00	88	81	59	43	19	15	17	15	21	41	54	71
17:00	41	37	23	14	9	7	6	7	5	12	20	33
18:00	2	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (2025). Datos horarios de radiación.

Conocer la incertidumbre sobre los datos de irradiación es de suma importancia, ya que cuando la desviación sea mayor, mayor será el riesgo de tener valores altos de irradiación que no necesariamente ocurran. Es por ello que, en esta sección se analiza el comportamiento y riesgo de acuerdo a la probabilidad de que un evento ocurra, esto se conoce como probabilidad de excedencia ( $p$ ).

Para calcular esta probabilidad se ha optado por usar la distribución normal. En la ecuación (1) se describe el cálculo seguido para evaluar distintos escenarios del comportamiento de la irradiación solar. Las excedencias evaluadas son P99, P90, P75 y

P50, que corresponden a  $p = 0.99; p = 0.90, p = 0.75$  y  $p = 0.50$ , respectivamente. Este último corresponde al promedio que ya se mostró en esta sección (Penn State, 2023).

$$I_{GHI(p)} = \mu + \sigma \cdot \Phi^{-1}(1 - p) \quad (1)$$

Donde:

$I_{GHI(p)}$  es el valor de la irradiación solar global de acuerdo a la probabilidad de excedencia deseada.

$\mu$  es el promedio de la irradiación solar global.

$\sigma$  es la desviación estándar.

$\Phi^{-1}$  es la función de distribución normal inversa, se muestra la distribución normal en la ecuación (20) (Penn State, 2023).

$$\Phi(1 - p) = \int_{-\infty}^{1-p} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{u^2}{2}} du \quad (2)$$

A continuación, se muestran los resultados para los tres lugares a tres niveles de probabilidad de excedencia en la Tabla 9, Tabla 10, Tabla 11, Tabla 12, Tabla 13, Tabla 14, Tabla 15, Tabla 16 y Tabla 17.

**Tabla 9**

*Irradiación global en P99 para el lugar 1, 2005 – 2023 (Wh/m2)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00												
01:00												
02:00												
03:00												
04:00												
05:00												
06:00	17	13	17	16	2				10	46	70	48
07:00	80	72	90	91	70	54	54	60	95	152	185	138
08:00	190	177	216	215	167	136	143	165	226	314	356	281

<b>09:00</b>	339	314	400	396	312	250	267	329	432	557	577	471
<b>10:00</b>	504	457	549	576	495	416	429	539	667	775	787	648
<b>11:00</b>	607	562	672	686	634	563	583	710	825	920	907	759
<b>12:00</b>	631	578	684	706	666	631	645	767	872	941	901	775
<b>13:00</b>	607	573	634	651	624	594	614	725	800	852	830	737
<b>14:00</b>	468	464	501	525	522	504	527	604	675	689	648	583
<b>15:00</b>	307	295	316	354	352	343	367	430	477	469	439	379
<b>16:00</b>	152	145	156	170	164	158	181	225	254	240	232	194
<b>17:00</b>	54	45	39	18		4	22	38	57	55	59	57
<b>18:00</b>	7											
<b>19:00</b>												
<b>20:00</b>												
<b>21:00</b>												
<b>22:00</b>												
<b>23:00</b>												

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 10**

*Irradiación global en P90 para el lugar 1, 2005 – 2023 (Wh/m2)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
<b>00:00</b>												
<b>01:00</b>												
<b>02:00</b>												
<b>03:00</b>												
<b>04:00</b>												
<b>05:00</b>											3	
<b>06:00</b>	43	29	26	22	9			6	29	72	97	76
<b>07:00</b>	151	133	140	133	102	76	75	95	144	211	244	202
<b>08:00</b>	304	283	305	292	231	187	190	230	308	404	443	380
<b>09:00</b>	481	452	507	490	399	330	340	418	530	651	673	586
<b>10:00</b>	651	608	666	668	582	501	514	624	750	853	869	762
<b>11:00</b>	754	713	779	772	708	634	655	773	886	975	973	866
<b>12:00</b>	774	730	790	786	733	684	704	816	918	985	966	878
<b>13:00</b>	735	705	735	725	680	640	664	765	843	895	888	825
<b>14:00</b>	595	584	592	590	564	535	563	639	707	730	712	670
<b>15:00</b>	420	402	399	408	385	366	396	457	504	510	499	465
<b>16:00</b>	239	225	213	207	184	172	199	243	272	271	276	261
<b>17:00</b>	97	84	63	34	7	9	28	44	63	66	79	91
<b>18:00</b>	9											
<b>19:00</b>												
<b>20:00</b>												
<b>21:00</b>												
<b>22:00</b>												
<b>23:00</b>												

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 11***Irradiación global en P75 para el lugar 1, 2005 – 2023 (Wh/m2)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00												
01:00												
02:00												
03:00												
04:00												
05:00											5	
06:00	58	38	31	26	12	2		11	40	87	112	92
07:00	192	168	170	157	120	89	87	115	173	245	278	240
08:00	370	345	357	336	268	217	218	268	356	456	494	437
09:00	563	533	569	544	449	376	382	469	587	706	728	653
10:00	736	696	734	721	633	550	564	673	798	898	917	829
11:00	839	801	841	822	751	675	697	809	922	1006	1012	928
12:00	857	818	852	832	771	716	739	845	945	1010	1005	938
13:00	810	783	793	768	713	666	693	789	867	920	921	877
14:00	668	654	645	628	588	553	584	660	725	754	749	721
15:00	485	463	447	440	404	380	412	473	520	534	534	515
16:00	290	271	247	229	196	181	210	254	283	289	302	300
17:00	121	106	78	43	13	11	31	48	66	72	90	110
18:00	10	3										
19:00												
20:00												
21:00												
22:00												
23:00												

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 12***Irradiación global en P99 para el lugar 2, 2005 – 2023 (Wh/m2)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00												
01:00												
02:00												
03:00												
04:00												
05:00												
06:00	29	16	1	12	9			6	20	88	120	67
07:00	131	96	115	159	145	121	123	140	200	277	296	204
08:00	267	232	258	340	313	282	289	323	403	491	501	384
09:00	407	362	421	517	491	450	457	518	621	703	691	532
10:00	507	458	521	639	646	604	611	682	782	823	798	647
11:00	542	484	567	664	717	683	706	781	846	834	792	653

<b>12:00</b>	499	450	506	591	683	685	720	790	793	766	704	578
<b>13:00</b>	394	336	376	477	605	617	655	720	697	633	572	465
<b>14:00</b>	253	226	248	324	462	488	528	574	546	471	420	323
<b>15:00</b>	134	114	126	186	304	324	367	402	366	301	252	178
<b>16:00</b>	56	49	60	85	144	155	182	215	194	145	123	80
<b>17:00</b>	18	13	15	13		9	24	38	47	35	31	23
<b>18:00</b>	4											
<b>19:00</b>												
<b>20:00</b>												
<b>21:00</b>												
<b>22:00</b>												
<b>23:00</b>												

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 13**

*Irradiación global en P90 para el lugar 2, 2005 – 2023 (Wh/m2)*

<b>Hora</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Set</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>
<b>00:00</b>												
<b>01:00</b>												
<b>02:00</b>												
<b>03:00</b>												
<b>04:00</b>												
<b>05:00</b>											2	
<b>06:00</b>	57	33	13	15	11	2		10	47	116	146	101
<b>07:00</b>	200	156	167	193	173	141	140	171	244	326	349	272
<b>08:00</b>	375	329	346	396	361	318	322	371	463	557	574	476
<b>09:00</b>	541	489	530	590	549	496	503	576	685	772	772	645
<b>10:00</b>	652	600	641	719	704	651	661	742	843	898	888	766
<b>11:00</b>	689	634	685	754	774	731	755	836	909	922	899	781
<b>12:00</b>	646	598	631	693	747	732	767	842	869	868	829	717
<b>13:00</b>	543	491	506	583	668	665	703	771	775	744	705	608
<b>14:00</b>	393	361	362	423	522	532	573	625	620	575	539	456
<b>15:00</b>	249	222	216	267	351	360	403	442	428	390	357	291
<b>16:00</b>	136	119	113	133	170	174	205	239	231	202	190	157
<b>17:00</b>	54	45	35	25	8	11	30	45	55	50	55	56
<b>18:00</b>	6											
<b>19:00</b>												
<b>20:00</b>												
<b>21:00</b>												
<b>22:00</b>												
<b>23:00</b>												

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 14***Irradiación global en P75 para el lugar 2, 2005 – 2023 (Wh/m2)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00												
01:00												
02:00												
03:00												
04:00												
05:00											5	
06:00	73	43	21	18	12	5		12	62	132	162	121
07:00	240	191	196	213	189	152	150	189	269	354	380	311
08:00	437	386	397	429	388	339	341	399	498	595	616	530
09:00	619	563	593	632	583	523	529	610	722	812	819	711
10:00	737	682	711	766	737	677	690	776	878	942	940	836
11:00	775	721	754	806	808	759	783	867	945	974	962	856
12:00	731	684	704	753	785	760	794	872	913	927	901	798
13:00	630	581	581	644	705	692	731	801	820	809	783	692
14:00	474	440	428	481	557	557	599	655	663	635	609	533
15:00	316	284	269	313	379	381	423	466	464	441	417	357
16:00	182	160	144	160	185	185	218	253	253	236	230	201
17:00	75	63	47	33	13	11	33	49	60	59	68	75
18:00	7	1										
19:00												
20:00												
21:00												
22:00												
23:00												

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 15***Irradiación global en P99 para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023 (Wh/m2)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00												
01:00												
02:00												
03:00												
04:00												
05:00												
06:00	23	15	19	23					21	80	114	66
07:00	109	78	100	143	129	102	103	123	181	256	275	195
08:00	226	193	224	308	281	241	249	288	374	452	477	365
09:00	361	321	388	485	450	396	407	478	588	682	679	535
10:00	483	416	512	631	618	560	567	659	775	849	822	666
11:00	554	466	603	695	711	664	685	783	881	933	877	738

<b>12:00</b>	551	477	587	677	714	691	722	814	880	912	847	716
<b>13:00</b>	488	417	495	587	650	636	664	758	799	793	737	624
<b>14:00</b>	330	300	350	441	521	518	558	626	660	623	561	461
<b>15:00</b>	192	162	193	278	354	352	391	448	457	409	360	276
<b>16:00</b>	83	68	89	129	168	166	195	240	247	203	181	134
<b>17:00</b>	27	18	23	17		1	25	40	58	48	47	38
<b>18:00</b>	5											
<b>19:00</b>												
<b>20:00</b>												
<b>21:00</b>												
<b>22:00</b>												
<b>23:00</b>												

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 16**

*Irradiación global en P90 para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023 (Wh/m2)*

<b>Hora</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Set</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>
<b>00:00</b>												
<b>01:00</b>												
<b>02:00</b>												
<b>03:00</b>												
<b>04:00</b>												
<b>05:00</b>												
<b>06:00</b>	50	30	28	29	7	1		5	44	106	137	96
<b>07:00</b>	180	140	153	177	156	122	121	152	223	303	327	259
<b>08:00</b>	341	299	319	367	330	281	285	337	433	522	548	456
<b>09:00</b>	506	459	506	561	512	451	460	540	655	751	758	642
<b>10:00</b>	640	577	643	711	679	614	625	720	835	913	902	781
<b>11:00</b>	711	637	727	779	768	713	736	833	932	988	958	848
<b>12:00</b>	705	642	714	763	768	734	765	856	928	968	931	828
<b>13:00</b>	635	575	620	674	700	675	707	794	845	856	824	737
<b>14:00</b>	477	444	465	523	564	550	590	659	699	685	648	574
<b>15:00</b>	318	283	291	347	387	377	417	472	492	469	441	380
<b>16:00</b>	174	152	152	174	188	181	213	256	268	246	238	209
<b>17:00</b>	70	57	47	31	10	9	31	48	63	60	68	73
<b>18:00</b>	7											
<b>19:00</b>												
<b>20:00</b>												
<b>21:00</b>												
<b>22:00</b>												
<b>23:00</b>												

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 17***Irradiación global en P75 para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023 (Wh/m<sup>2</sup>)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00												
01:00												
02:00												
03:00												
04:00												
05:00											2	
06:00	66	39	34	33	13	3		12	57	121	151	114
07:00	221	177	184	197	171	134	131	170	247	331	357	297
08:00	407	360	374	402	358	304	307	366	467	562	589	509
09:00	590	539	575	605	549	483	490	576	694	792	804	705
10:00	732	671	719	758	714	645	659	756	870	950	949	847
11:00	802	737	800	828	800	742	766	863	961	1021	1006	912
12:00	795	738	787	814	799	758	791	880	956	1000	979	893
13:00	721	668	692	725	728	697	732	816	872	893	874	802
14:00	563	528	532	571	589	569	609	678	721	721	698	639
15:00	391	354	347	388	406	392	432	487	512	504	488	441
16:00	227	201	188	200	199	190	223	265	281	270	271	252
17:00	95	79	61	40	15	13	35	53	67	68	81	93
18:00	9	2										
19:00												
20:00												
21:00												
22:00												
23:00												

Fuente: Elaboración propia.

El lugar de la P.S.F. tiene mayores valores de irradiación con las probabilidades de excedencia evaluadas. El lugar 1, tiene en promedio valores de 4.58, 5.34 y 5.78 kWh/m<sup>2</sup>-día, para P99, P90 y P75, respectivamente; el lugar 2 con 4.39, 5.21 y 5.69 kWh/m<sup>2</sup>-día, para P99, P90 y P75, respectivamente y; el lugar de la P.S.F. con 4.68, 5.44 y 5.89 kWh/m<sup>2</sup>-día, para P99, P90 y P75, respectivamente.

### 5.1.2 Temperatura

La temperatura es un factor fundamental en el rendimiento de una planta solar fotovoltaica, ya que influye directamente en el funcionamiento de los equipos principales;

sin embargo, en este trabajo analizaremos principalmente el efecto que tiene este factor sobre los módulos fotovoltaicos e inversores. Para ello, se muestra en la Tabla 18 la temperatura máxima y promedio de cada lugar.

**Tabla 18**  
*Temperatura máxima y promedio para los tres lugares evaluados*

Parámetro	Lugar 1	Lugar 2	Lugar de P.S.F.
Latitud (°)	-14.496894	-13.940000	-13.930000
Longitud (°)	-75.794369	-75.750000	-75.910000
Temperatura máxima (°C)	31.84	32.40	33.20
Temperatura promedio (°C)	19.339	21.338	20.927

Fuente: PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (2025). Datos horarios de radiación.

### 5.1.2.1 Influencia sobre los módulos fotovoltaicos

En línea con las fichas técnicas y manuales de los fabricantes, el rendimiento de los módulos fotovoltaicos tiene como uno de los principales condicionantes la temperatura. A través del coeficiente de temperatura, dado por el fabricante, se pudo cuantificar las pérdidas que se presentan por este factor. Entonces, para el análisis de la influencia de la temperatura en la mejora en factores ambientales y tecnológicos de la planta solar fotovoltaica de 13MWp, se evaluó la afección de la temperatura máxima de la zona respecto del coeficiente de temperatura para el modelo de módulo fotovoltaico usado en la P.S.F. para los 3 lugares descritos en la sección 5.1.1.

Se presenta la temperatura máxima para las 3 ubicaciones seleccionadas (ver Tabla 19, Tabla 20 y Tabla 21).

**Tabla 19**  
*Temperatura ambiente máxima horaria para el lugar 1, 2005 – 2023 (°C)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00	23.64	24.20	23.87	23.28	20.27	17.26	17.12	16.93	17.24	19.61	18.83	20.70
01:00	23.14	23.80	23.66	22.78	20.43	17.27	17.28	16.99	16.80	18.91	18.23	20.40
02:00	22.99	23.40	23.29	22.17	19.93	17.30	16.55	16.50	16.54	18.22	17.65	20.38
03:00	22.92	23.13	23.07	21.94	19.58	17.13	16.16	16.63	16.44	17.74	17.47	20.23
04:00	22.83	23.17	23.13	21.97	19.20	17.36	16.41	16.61	16.59	17.42	17.50	20.17

<b>05:00</b>	22.71	23.17	23.13	22.11	19.09	17.60	16.29	16.42	16.48	17.32	17.69	20.00
<b>06:00</b>	22.70	23.17	23.06	22.22	19.13	17.13	15.65	16.02	16.28	17.39	17.68	20.06
<b>07:00</b>	22.99	23.58	23.30	22.48	19.16	16.61	15.53	15.83	16.84	18.70	19.02	20.94
<b>08:00</b>	24.05	23.99	24.40	24.06	20.53	17.48	16.69	17.32	17.88	20.79	21.36	22.62
<b>09:00</b>	25.72	25.99	26.10	26.24	23.03	20.46	19.20	19.70	20.52	23.09	23.64	24.29
<b>10:00</b>	27.79	27.98	28.05	28.30	25.18	22.28	21.04	22.18	22.82	25.22	25.67	26.17
<b>11:00</b>	29.39	29.53	29.56	29.72	26.54	24.25	22.86	24.13	24.81	26.94	27.15	27.76
<b>12:00</b>	30.86	30.81	30.78	30.53	27.87	25.64	24.27	25.91	26.34	28.06	27.88	28.57
<b>13:00</b>	31.35	31.36	31.44	30.56	28.64	26.93	25.06	26.96	27.11	29.24	28.42	29.58
<b>14:00</b>	30.91	31.64	31.84	30.23	28.21	26.76	24.92	26.50	27.39	27.95	27.60	29.80
<b>15:00</b>	29.82	30.76	31.16	29.53	27.67	26.24	24.48	25.91	26.51	27.08	26.93	29.24
<b>16:00</b>	29.25	29.90	29.83	28.69	26.41	26.15	23.59	24.69	25.25	25.46	25.87	28.25
<b>17:00</b>	28.30	28.69	28.58	27.20	24.95	24.03	22.08	22.91	23.41	23.86	24.43	26.80
<b>18:00</b>	26.85	26.91	26.88	25.76	23.48	21.17	19.85	20.89	21.27	21.69	22.64	24.89
<b>19:00</b>	25.62	25.68	25.44	25.18	22.70	20.29	18.52	19.44	19.80	20.56	21.36	23.33
<b>20:00</b>	24.93	25.12	24.87	24.64	21.99	19.69	18.25	18.50	19.18	20.15	20.51	22.44
<b>21:00</b>	24.71	24.80	24.47	24.25	21.44	19.01	18.03	18.16	18.84	20.49	20.05	21.66
<b>22:00</b>	24.52	24.47	24.20	23.95	21.00	18.53	17.69	17.64	18.38	20.57	19.74	21.28
<b>23:00</b>	24.18	24.37	24.05	23.63	20.64	17.91	17.55	16.98	17.88	20.22	19.35	20.99

Fuente: PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (2025). Datos horarios de radiación.

**Tabla 20**

*Temperatura ambiente máxima horaria para el lugar 2, 2005 – 2023 (°C)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
<b>00:00</b>	22.90	23.76	23.57	23.68	23.14	21.50	22.33	21.71	21.24	23.21	22.02	23.32
<b>01:00</b>	22.75	23.49	23.40	23.44	22.81	21.11	21.44	21.57	20.81	22.67	21.62	22.78
<b>02:00</b>	23.58	23.48	23.24	23.28	22.42	20.98	21.73	20.80	20.91	22.49	21.92	22.71
<b>03:00</b>	22.87	23.61	23.46	22.93	22.33	21.11	21.44	20.80	20.35	22.26	21.64	22.61
<b>04:00</b>	22.43	23.75	23.37	22.66	21.58	20.97	21.43	20.67	20.21	21.89	21.22	22.48
<b>05:00</b>	22.24	23.41	23.53	22.76	21.52	20.59	21.12	20.44	20.55	21.65	21.05	22.34
<b>06:00</b>	22.47	22.96	23.23	22.71	21.44	20.31	20.94	20.12	20.53	21.32	21.36	22.53
<b>07:00</b>	23.21	23.23	23.37	22.69	21.64	20.50	20.91	20.19	21.34	22.82	22.10	23.46
<b>08:00</b>	24.53	24.64	24.56	24.53	23.54	23.00	22.18	21.79	22.97	25.09	24.39	24.81
<b>09:00</b>	26.41	26.01	26.00	26.39	25.38	24.12	24.21	24.03	24.26	27.17	26.50	26.32
<b>10:00</b>	28.15	27.58	27.74	28.16	26.95	25.53	25.44	25.90	26.00	28.87	28.20	27.65
<b>11:00</b>	29.24	29.23	29.07	29.59	28.02	27.16	26.49	27.31	27.65	30.45	29.37	29.33
<b>12:00</b>	30.31	30.49	30.32	30.67	29.09	28.07	27.88	28.56	28.72	31.64	29.84	30.62
<b>13:00</b>	31.12	32.07	31.28	31.26	29.74	28.65	28.65	29.30	29.55	32.30	30.23	31.41
<b>14:00</b>	31.02	31.91	31.80	30.84	29.68	28.64	28.87	28.97	29.25	32.40	29.77	31.04
<b>15:00</b>	30.95	31.94	31.48	30.91	29.44	28.36	29.55	28.82	29.21	32.11	29.44	30.57
<b>16:00</b>	30.59	31.12	30.81	30.04	28.66	27.30	28.39	27.75	28.33	31.08	28.47	30.00
<b>17:00</b>	28.87	29.64	29.41	28.54	27.98	26.02	25.37	26.06	26.84	29.23	27.04	28.82
<b>18:00</b>	27.08	27.55	27.33	26.58	25.66	23.71	23.69	24.28	24.91	27.04	25.04	26.77

<b>19:00</b>	25.32	26.05	26.26	25.66	23.86	22.30	22.85	23.06	23.34	25.58	23.39	25.07
<b>20:00</b>	24.28	25.18	25.18	25.22	23.44	21.74	22.57	22.55	22.84	24.59	22.58	23.98
<b>21:00</b>	23.93	24.91	24.85	24.65	23.22	21.57	22.19	22.64	21.78	24.28	22.23	23.57
<b>22:00</b>	23.70	24.64	24.16	24.01	23.07	21.76	22.19	22.56	21.67	23.78	22.21	23.42
<b>23:00</b>	23.48	24.21	23.90	23.74	23.14	21.05	22.30	22.05	21.55	23.22	21.97	23.65

Fuente: PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (2025). Datos horarios de radiación.

**Tabla 21**

*Temperatura ambiente máxima horaria para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023 (°C)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
<b>00:00</b>	23.13	24.73	24.09	24.09	22.95	18.90	19.28	20.01	19.67	21.68	20.43	23.07
<b>01:00</b>	22.67	24.49	23.72	23.82	22.09	18.50	18.83	19.17	19.36	21.20	19.92	22.51
<b>02:00</b>	22.75	24.25	23.88	23.20	21.44	18.60	19.00	18.69	18.95	20.14	19.61	21.75
<b>03:00</b>	22.34	23.80	23.39	23.18	20.85	18.41	17.96	18.47	18.36	19.55	19.41	21.28
<b>04:00</b>	22.58	23.27	23.44	23.14	20.15	18.33	17.66	18.19	18.73	19.51	19.66	21.03
<b>05:00</b>	22.48	23.16	23.15	22.83	20.06	18.19	17.72	17.77	18.52	19.21	19.65	21.24
<b>06:00</b>	22.43	22.91	23.40	22.81	20.24	17.83	17.66	17.53	17.56	19.30	19.38	21.25
<b>07:00</b>	22.92	23.20	23.47	22.99	20.45	19.65	19.09	17.66	18.77	21.17	20.40	21.97
<b>08:00</b>	24.58	24.99	24.76	24.99	22.86	20.05	18.96	19.64	20.68	24.07	23.28	23.98
<b>09:00</b>	26.93	27.10	26.81	26.80	25.23	21.74	21.06	22.37	22.93	26.88	25.91	25.98
<b>10:00</b>	29.07	28.96	28.72	28.61	27.25	24.34	23.06	24.82	25.40	29.09	27.96	27.85
<b>11:00</b>	30.67	30.75	30.20	30.42	28.52	26.21	25.58	26.92	27.47	31.09	29.17	29.42
<b>12:00</b>	31.73	32.08	31.47	31.56	29.30	27.03	26.73	28.49	28.91	32.40	30.22	30.80
<b>13:00</b>	32.82	32.81	32.23	32.10	30.35	27.94	27.77	29.42	29.73	33.13	30.85	31.52
<b>14:00</b>	32.23	33.20	32.69	31.94	29.88	28.08	28.94	29.00	29.85	33.09	30.55	31.57
<b>15:00</b>	31.73	32.92	32.46	31.62	29.29	27.74	29.41	28.76	29.81	32.60	30.16	30.95
<b>16:00</b>	30.88	31.80	31.59	30.86	29.18	26.78	27.28	28.02	29.00	31.25	28.89	30.15
<b>17:00</b>	29.45	30.32	30.46	29.54	28.01	25.53	25.07	26.55	27.14	28.88	27.30	28.72
<b>18:00</b>	27.91	28.47	28.96	27.84	25.50	23.27	23.44	24.69	24.92	26.25	25.27	27.10
<b>19:00</b>	26.06	27.43	27.43	26.96	24.93	21.92	22.17	23.17	23.03	24.78	23.40	25.14
<b>20:00</b>	25.23	26.68	26.39	26.60	24.43	21.08	21.41	22.04	21.66	23.98	22.47	24.01
<b>21:00</b>	24.86	26.26	25.65	26.20	23.99	20.25	20.81	21.24	20.73	23.44	21.95	23.64
<b>22:00</b>	24.54	25.91	25.25	25.57	23.40	19.71	19.81	20.53	20.02	23.07	21.66	23.56
<b>23:00</b>	24.12	25.38	24.67	24.82	23.15	19.22	19.54	20.64	19.90	22.44	20.89	23.38

Fuente: PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (2025). Datos horarios de radiación.

A continuación, en la Tabla 22, se presenta los datos de la ficha técnica del módulo fotovoltaico monofacial (Trina Solar DE).

**Tabla 22**

*Datos de la ficha técnica de los coeficientes de temperatura*

Parámetro	BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE
Denominación	Trina Solar DE
Temperatura nominal de operación de la célula (NOCT) (°C)	43
Coeficiente de temperatura de potencia máxima $\gamma$ (%/°C)	-0.34
Coeficiente de temperatura de tensión en circuito abierto $\beta$ (%/°C)	-0.25
Coeficiente de temperatura de corriente de cortocircuito $\alpha$ (%/°C)	0.04

Fuente: Trinasolar (2025). hojas de datos los módulos fotovoltaicos.

De la Tabla 19, Tabla 20, Tabla 21 y Tabla 22, podemos calcular las pérdidas de potencia de acuerdo al coeficiente mostrado. Para ello, primero se estimará la temperatura del panel con la ecuación (3). Luego, el incremento de temperatura respecto a las condiciones estándar (STC) como se observa en la ecuación (4). Y finalmente, se usará el coeficiente  $\gamma$  para el cálculo de pérdidas de potencia tal como se ve en la ecuación (5) (Green Solutions, 2023).

$$T_{\text{módulo}} = T_{\text{amb}} + \left( \frac{I_{GHI}}{800 \frac{W}{m^2}} \right) \cdot (NOCT - T_{NOCT_{\text{amb}}}) \quad (3)$$

Dónde:

$T_{\text{módulo}}$  es la temperatura del módulo, en °C.

$T_{\text{amb}}$  es la temperatura ambiente, en °C

$I_{GHI}$  es la irradiancia solar, en W/m<sup>2</sup>

$NOCT$  es la temperatura nominal de operación de la celda, en °C

$T_{NOCT_{\text{amb}}}$  es la temperatura ambiente nominal de operación, en °C

$$\Delta T = T_{\text{módulo}} - T_{STC} \quad (4)$$

Dónde:

$\Delta T$  es el incremento de temperatura respecto de  $T_{STC}$ , en °C

$T_{módulo}$  es la temperatura del módulo, en °C.

$T_{STC}$  es la temperatura a condiciones estándar, en °C

$$P_{\%Pérdida} = \gamma \cdot \Delta T \quad (5)$$

Dónde:

$\Delta T$  es el incremento de temperatura respecto de  $T_{STC}$ , en °C

$\gamma$  es el coeficiente de temperatura de potencia máxima, en %/°C

$P_{\%Pérdida}$  es la potencia perdida en %

Realizamos este proceso de cálculo para las pérdidas de temperatura para cada ubicación seleccionada utilizando los datos de la ficha técnica del módulo fotovoltaico (ver Tabla 23, Tabla 24 y Tabla 25).

**Tabla 23**

*Pérdidas por temperatura en el lugar 1 con el panel Trina Solar DE (%)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00												
01:00												
02:00												
03:00												
04:00												
05:00												
06:00												
07:00	1.64	1.55	1.40	0.94						0.63	1.05	1.37
08:00	4.01	3.71	3.84	3.45	1.51			0.42	1.58	3.60	4.14	4.09
09:00	6.65	6.42	6.61	6.33	4.27	2.63	2.23	3.35	4.82	6.84	7.26	6.87

10:00	9.07	8.77	8.95	8.75	6.80	4.99	4.70	6.16	7.58	9.35	9.70	9.23
11:00	10.62	10.33	10.45	10.18	8.33	6.79	6.54	8.01	9.33	10.84	11.05	10.69
12:00	11.28	10.92	10.96	10.52	8.93	7.55	7.35	8.87	9.98	11.19	11.21	11.03
13:00	10.88	10.65	10.58	9.87	8.55	7.45	7.11	8.63	9.46	10.70	10.53	10.69
14:00	9.34	9.41	9.21	8.33	7.10	6.20	5.91	7.18	8.10	8.64	8.61	9.24
15:00	7.09	7.16	6.98	6.18	5.06	4.28	4.03	5.11	5.76	6.18	6.26	7.01
16:00	4.83	4.82	4.41	3.73	2.53	2.25	1.69	2.49	2.96	3.18	3.53	4.45
17:00	2.57	2.54	2.13	1.27	0.17				0.14	0.38	0.81	1.91
18:00	0.74	0.71										
19:00												
20:00												
21:00												
22:00												
23:00												

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 24**

*Pérdidas por temperatura en el lugar 2 con el panel Trina Solar DE (%)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00												
01:00												
02:00												
03:00												
04:00												
05:00												
06:00	0.03									0.21	0.51	0.55
07:00	2.17	1.65	1.69	1.52	0.88	0.08	0.18	0.41	1.67	3.03	3.07	2.95
08:00	4.80	4.26	4.29	4.38	3.60	2.86	2.58	3.12	4.56	6.26	6.27	5.70
09:00	7.37	6.65	6.83	7.10	6.20	5.10	5.19	6.00	7.21	9.11	9.03	8.12
10:00	9.19	8.44	8.64	9.07	8.24	7.09	7.21	8.27	9.31	11.00	10.85	9.82
11:00	9.94	9.43	9.51	10.00	9.28	8.45	8.47	9.61	10.54	11.93	11.57	10.64
12:00	9.88	9.49	9.48	9.94	9.47	8.78	9.04	10.07	10.66	11.96	11.24	10.59
13:00	9.18	9.06	8.63	9.08	8.90	8.31	8.69	9.61	10.06	11.09	10.27	9.85
14:00	7.56	7.50	7.21	7.31	7.42	6.96	7.45	8.07	8.39	9.38	8.33	8.10
15:00	5.84	5.81	5.40	5.58	5.51	5.09	5.91	6.10	6.36	7.29	6.25	6.10
16:00	4.18	4.09	3.73	3.58	3.21	2.71	3.42	3.56	3.84	4.73	3.85	4.15
17:00	2.28	2.39	2.08	1.60	1.20	0.47	0.49	0.89	1.27	2.11	1.51	2.24
18:00	0.79	0.90										0.60
19:00												
20:00												
21:00												
22:00												
23:00												

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 25***Pérdidas por temperatura en el lugar de la P.S.F. con el panel Trina Solar DE (%)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00												
01:00												
02:00												
03:00												
04:00												
05:00												
06:00												0.04
07:00	1.90	1.51	1.61	1.46	0.30				0.56	2.23	2.25	2.27
08:00	4.56	4.19	4.17	4.30	3.08	1.54	1.18	2.07	3.48	5.62	5.62	5.21
09:00	7.34	6.85	6.98	7.01	5.84	3.95	3.78	5.13	6.50	8.82	8.66	7.91
10:00	9.53	8.92	9.11	9.14	8.12	6.43	6.15	7.71	9.02	11.07	10.79	9.97
11:00	10.76	10.24	10.37	10.47	9.37	7.97	8.01	9.40	10.55	12.40	11.77	11.11
12:00	11.02	10.66	10.69	10.73	9.62	8.37	8.59	10.05	10.97	12.64	11.88	11.41
13:00	10.63	10.18	10.01	10.05	9.25	8.06	8.37	9.71	10.42	11.89	11.08	10.77
14:00	8.89	8.86	8.54	8.47	7.69	6.82	7.50	8.19	8.94	10.18	9.25	9.20
15:00	6.90	6.92	6.55	6.48	5.64	4.92	5.89	6.19	6.86	7.88	7.03	6.99
16:00	4.80	4.81	4.47	4.22	3.50	2.56	3.07	3.71	4.24	5.04	4.32	4.69
17:00	2.71	2.82	2.60	2.02	1.24	0.35	0.40	1.09	1.42	2.06	1.70	2.39
18:00	1.09	1.23										0.72
19:00												
20:00												
21:00												
22:00												
23:00												

Fuente: Elaboración propia.

Para el lugar de la P.S.F. las pérdidas de potencia máxima se estiman en promedio de 6.52%; para el lugar 1, las pérdidas se estiman en promedio de 6.19%; y, para el lugar 2, las pérdidas son de 6.10%. Es preciso destacar que, se producen menos pérdidas de potencia máxima en el lugar 2. Además, se encuentra que la relación de temperatura y perdidas es directa.

5.1.2.2 Influencia sobre los inversores

De manera similar al comportamiento de los módulos fotovoltaicos, los inversores dentro de sus especificaciones técnicas tienen factores que afectan su rendimiento. En la Tabla 26 se muestra el rango de operación de temperatura de un inversor seleccionado.

Tabla 26

*Parámetros de operación de inversores*

Parámetro	SUN2000-330KTL-H1	SUN2000-330KTL-H2
Rango de temperatura de funcionamiento	-25 a 60 °C	-25 a 60 °C
Método de refrigeración	Ventilación inteligente	Ventilación inteligente

Fuente: Solar Huawei (2025). Solución Fotovoltaica y Almacenamiento de Gran Escala.

Es importante instalar los inversores con una adecuada ventilación y sombra. Además, se debe realizar un mantenimiento regular al sistema para evitar percances. Cuando la temperatura es muy alta el inversor se puede sobrecalentar y apagar; por otro lado, si es muy baja el inversor no puede operar a su máxima capacidad (Growatt, 2023)<sup>18</sup>. El impacto de la temperatura en los inversores puede ser significativo si se excede el rango de funcionamiento, por ello se recomienda operar en el rango recomendado por el fabricante para maximizar la eficiencia y evitar pérdidas.

En este caso, las temperaturas máximas ambientales del sitio se encuentran en el rango de operación, sin embargo, se debe evitar la exposición directa a los rayos solares para evitar un sobrecalentamiento. Asimismo, la ventilación debe ser la adecuada en todo momento; por lo que, es recomendable cambiar los filtros periódicamente.

El impacto de la temperatura en los inversores es significativo y por ello se debe tomar en cuenta al momento del diseño. Es cierto que no existen coeficientes específicos

<sup>18</sup> Growatt. (16 de Marzo de 2023). *How does temperature affect solar inverter efficiency?* Obtenido de Growatt: <https://igrowattinverter.com/effect-of-temperature-on-solar-inverter/>

como en el caso de los módulos fotovoltaicos, no obstante, se debe garantizar la operación en el rango recomendado para maximizar la obtención de energía y aumentar la vida útil de estos equipos.

### 5.1.3 Nubosidad

La nubosidad es el porcentaje o fracción del cielo cubierto por nubes y se expresa en octavos de bóveda celeste, esta afecta directamente a la producción de energía eléctrica y eficiencia de las plantas solares fotovoltaicas. Según la página de datos meteorológicos “Weather Spark”, Ica se caracteriza porque la parte más despejada empieza el 13 de abril y se extiende por aproximadamente 6.2 meses hasta el 21 de octubre y la parte más nublada es la restante del año (Weather Spark)<sup>19</sup>. Por otro lado, la página meteorológica “Meteoblue” menciona que existen más de 20 días al mes que Ica tiene una preponderancia a tener días parcialmente nublados, mientras que los días soleados alcanzan un máximo de 10 días al mes como se aprecia en la Figura 20 (Meteoblue, 2025)<sup>20</sup>.

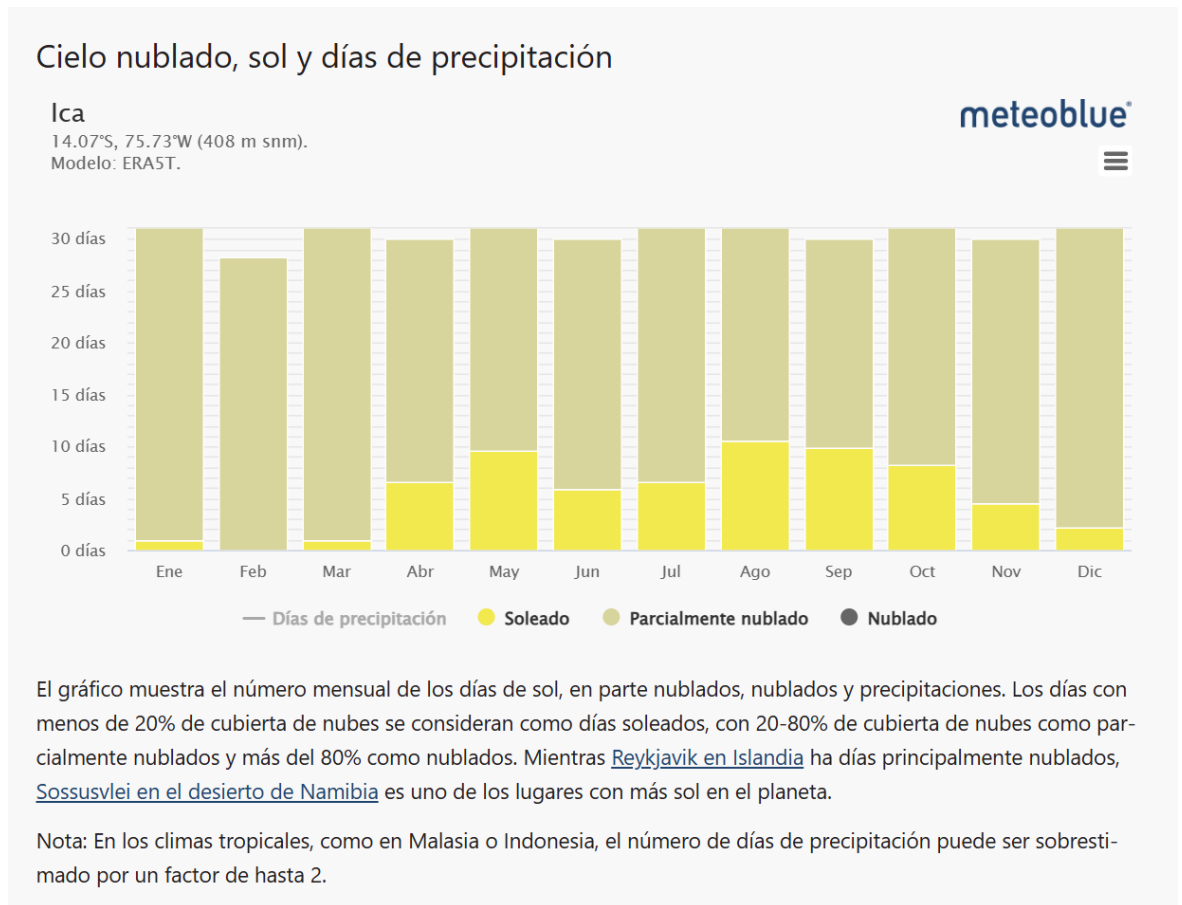
---

<sup>19</sup> Weather Spark. (s.f.). *El clima y el tiempo promedio en todo el año en Ica*. Obtenido de El clima y el tiempo promedio en todo el año en Ica: <https://es.weatherspark.com/y/22218/Clima-promedio-en-Ica-Per%C3%BA-durante-todo-el-a%C3%B1o>

<sup>20</sup> Meteoblue. (2025). *Datos climáticos y meteorológicos históricos simulados para Ica*. Obtenido de Datos climáticos y meteorológicos históricos simulados para Ica : [https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/ica\\_per%C3%BA\\_3938527](https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/ica_per%C3%BA_3938527)

**Figura 20**

*Cielo nublado, con sol y días de precipitación para Ica*



Fuente: Meteoblue (2025). Datos climáticos y meteorológicos históricos simulados para Ica.

Por ello, es importante conocer el índice de claridad,  $K_t$ , que se refiere a la relación entre la irradiación global en la superficie terrestre,  $I_{GHI}$ , y la irradiación extraterrestre horaria,  $I_{0H}$ , ya que muestra una relación más específica del potencial aprovechable para la planta solar fotovoltaica, la cual se observa en la ecuación (6) (Universidad Politécnica de Madrid).

$$K_t = \frac{I_{GHI}}{I_{0H}} \quad (6)$$

Para calcular  $I_{0H}$  se sigue la relación que se muestra en la ecuación (7) (Universidad Politécnica de Madrid).

$$I_{0H} = I_{sc} \cdot \sin(h) \quad (7)$$

Donde,  $I_{sc}$  es la constante de la irradiación extraterrestre diaria que se calcula como muestra la ecuación (8), en  $W/m^2$  y  $h$  es el ángulo de altura solar que sigue la relación mostrada en la ecuación (9), en ° (grados sexagesimales) (Universidad Politécnica de Madrid).

$$I_{sc} = C \cdot \left( 1 + 0.033 \cdot \cos\left(\frac{360 \cdot n}{365}\right) \right) \quad (8)$$

Donde,  $C$  es la constante solar y  $n$  es el número del día del año.

$$\sin(h) = \sin(\phi) \cdot \sin(\delta) + \cos(\phi) \cos(\delta) \cos(\omega) \quad (9)$$

Donde,  $\phi$  es la latitud del lugar, en ° (grados sexagesimales);  $\delta$  es la declinación solar que se calcula con la ecuación (10), en ° (grados sexagesimales); y,  $\omega$  es la hora solar que se calcula con la ecuación (11), en ° (grados sexagesimales) (Universidad Politécnica de Madrid).

$$\delta = 23.5 \cdot \sin\left(\frac{360}{365} \cdot (284 + n)\right) \quad (10)$$

$$\omega = 15 \cdot (H - 12) \quad (11)$$

Donde,  $H$  es la hora del día (Universidad Politécnica de Madrid).

En la Tabla 27, Tabla 28 y Tabla 29 se muestra el índice  $K_t$  obtenido para los 3 lugares seleccionados en la evaluación de la irradiación solar. Se descartó los resultados dónde el índice de claridad es superior a 1 que principalmente se da en horas del orto y del ocaso.

**Tabla 27**

*Índice de claridad para el lugar 1*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00												
01:00												
02:00												
03:00												
04:00												
05:00												
06:00	0.59	0.59										0.80
07:00	0.52	0.49	0.56	0.66	0.67	0.59	0.53	0.55	0.62	0.71	0.71	0.61
08:00	0.58	0.56	0.61	0.65	0.61	0.54	0.52	0.56	0.64	0.72	0.73	0.65
09:00	0.64	0.62	0.67	0.70	0.67	0.61	0.59	0.65	0.71	0.78	0.78	0.71
10:00	0.68	0.65	0.69	0.73	0.72	0.68	0.68	0.72	0.76	0.79	0.79	0.74
11:00	0.69	0.66	0.70	0.74	0.74	0.72	0.72	0.75	0.77	0.78	0.78	0.74
12:00	0.68	0.66	0.68	0.71	0.73	0.72	0.72	0.74	0.75	0.76	0.75	0.72
13:00	0.66	0.64	0.66	0.68	0.70	0.69	0.70	0.72	0.71	0.71	0.71	0.69
14:00	0.61	0.60	0.60	0.63	0.65	0.64	0.66	0.68	0.66	0.65	0.65	0.63
15:00	0.54	0.53	0.52	0.55	0.56	0.56	0.59	0.61	0.59	0.57	0.56	0.56
16:00	0.45	0.44	0.42	0.43	0.42	0.42	0.46	0.48	0.46	0.43	0.44	0.45
17:00	0.33	0.31	0.26	0.19	0.09	0.08	0.18	0.21	0.21	0.20	0.23	0.29
18:00	0.09	0.08	0.00						0.00	0.00	0.00	0.01
19:00												
20:00												
21:00												
22:00												
23:00												

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 28**

*Índice de claridad para el lugar 2*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00												
01:00												
02:00												
03:00												

<b>04:00</b>												
<b>05:00</b>												
<b>06:00</b>	0.75	0.70										
<b>07:00</b>	0.63	0.55	0.64	0.84	0.97	0.91	0.82	0.83	0.91	0.97	0.94	0.77
<b>08:00</b>	0.67	0.61	0.67	0.78	0.82	0.78	0.75	0.77	0.83	0.89	0.88	0.77
<b>09:00</b>	0.69	0.64	0.69	0.79	0.81	0.78	0.76	0.79	0.83	0.87	0.86	0.77
<b>10:00</b>	0.68	0.63	0.67	0.77	0.81	0.79	0.78	0.80	0.82	0.83	0.82	0.75
<b>11:00</b>	0.64	0.60	0.64	0.72	0.78	0.78	0.78	0.79	0.78	0.78	0.76	0.70
<b>12:00</b>	0.59	0.56	0.58	0.66	0.74	0.75	0.76	0.76	0.74	0.72	0.71	0.64
<b>13:00</b>	0.54	0.50	0.51	0.59	0.69	0.71	0.73	0.73	0.69	0.66	0.64	0.58
<b>14:00</b>	0.46	0.43	0.43	0.51	0.62	0.65	0.68	0.68	0.63	0.59	0.56	0.51
<b>15:00</b>	0.38	0.35	0.34	0.42	0.54	0.57	0.61	0.60	0.55	0.50	0.48	0.42
<b>16:00</b>	0.31	0.28	0.26	0.32	0.39	0.42	0.48	0.48	0.43	0.38	0.36	0.33
<b>17:00</b>	0.22	0.20	0.17	0.15	0.09	0.07	0.19	0.21	0.20	0.17	0.19	0.21
<b>18:00</b>	0.07	0.05	0.00						0.00	0.00	0.00	0.00
<b>19:00</b>												
<b>20:00</b>												
<b>21:00</b>												
<b>22:00</b>												
<b>23:00</b>												

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 29**

*Índice de claridad para el lugar de la P.S.F.*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
<b>00:00</b>												
<b>01:00</b>												
<b>02:00</b>												
<b>03:00</b>												
<b>04:00</b>												
<b>05:00</b>												
<b>06:00</b>	0.69	0.64										
<b>07:00</b>	0.59	0.52	0.61	0.78	0.88	0.81	0.73	0.75	0.83	0.91	0.88	0.74
<b>08:00</b>	0.63	0.58	0.64	0.74	0.77	0.71	0.68	0.72	0.78	0.85	0.85	0.74
<b>09:00</b>	0.67	0.62	0.68	0.76	0.77	0.73	0.72	0.75	0.80	0.85	0.84	0.76
<b>10:00</b>	0.68	0.63	0.69	0.76	0.79	0.76	0.75	0.78	0.81	0.83	0.82	0.75
<b>11:00</b>	0.67	0.63	0.68	0.74	0.77	0.76	0.77	0.78	0.79	0.80	0.79	0.73
<b>12:00</b>	0.64	0.60	0.64	0.70	0.74	0.74	0.76	0.77	0.76	0.75	0.74	0.69
<b>13:00</b>	0.60	0.57	0.59	0.65	0.70	0.71	0.73	0.73	0.72	0.70	0.69	0.65
<b>14:00</b>	0.54	0.51	0.52	0.58	0.64	0.66	0.68	0.69	0.66	0.64	0.62	0.58
<b>15:00</b>	0.46	0.43	0.43	0.50	0.56	0.57	0.61	0.62	0.58	0.55	0.53	0.50
<b>16:00</b>	0.38	0.35	0.33	0.38	0.42	0.43	0.48	0.49	0.46	0.42	0.41	0.39
<b>17:00</b>	0.27	0.25	0.21	0.17	0.10	0.10	0.20	0.23	0.21	0.19	0.21	0.25
<b>18:00</b>	0.08	0.07	0.00						0.00	0.00	0.00	0.01

19:00  
20:00  
21:00  
22:00  
23:00

Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que de acuerdo con la Tabla 27, Tabla 28 y Tabla 29, el lugar 1 tiene en promedio 0.57, el lugar 2 tiene en promedio 0.59, y, el lugar de la P.S.F. tiene en promedio 0.59. En ese sentido, el lugar 2 y el de la P.S.F. son los que cuentan con mayor índice de claridad, lo que nos dice que son los lugares con mayor irradiación superficial global; por ende, si la planta solar fotovoltaica se instala en estos tendría una mayor producción de energía eléctrica.

El índice de nubosidad tiene una relación inversa con el índice de claridad, la ecuación (12) describe esta relación.

$$C = 1 - K_t \quad (12)$$

En la Tabla 29, Tabla 30, Tabla 31 y Tabla 32 se muestran esos resultados.

**Tabla 30**

*Índice de nubosidad para el lugar 1*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00												
01:00												
02:00												
03:00												
04:00												
05:00												
06:00	0.41	0.41										0.20
07:00	0.48	0.51	0.44	0.34	0.33	0.41	0.47	0.45	0.38	0.29	0.29	0.39
08:00	0.42	0.44	0.39	0.35	0.39	0.46	0.48	0.44	0.36	0.28	0.27	0.35
09:00	0.36	0.38	0.33	0.30	0.33	0.39	0.41	0.35	0.29	0.22	0.22	0.29
10:00	0.32	0.35	0.31	0.27	0.28	0.32	0.32	0.28	0.24	0.21	0.21	0.26
11:00	0.31	0.34	0.30	0.26	0.26	0.28	0.28	0.25	0.23	0.22	0.22	0.26
12:00	0.32	0.34	0.32	0.29	0.27	0.28	0.28	0.26	0.25	0.24	0.25	0.28
13:00	0.34	0.36	0.34	0.32	0.30	0.31	0.30	0.28	0.29	0.29	0.29	0.31

<b>14:00</b>	0.39	0.40	0.40	0.37	0.35	0.36	0.34	0.32	0.34	0.35	0.35	0.37
<b>15:00</b>	0.46	0.47	0.48	0.45	0.44	0.44	0.41	0.39	0.41	0.43	0.44	0.44
<b>16:00</b>	0.55	0.56	0.58	0.57	0.58	0.58	0.54	0.52	0.54	0.57	0.56	0.55
<b>17:00</b>	0.67	0.69	0.74	0.81	0.91	0.92	0.82	0.79	0.79	0.80	0.77	0.71
<b>18:00</b>	0.91	0.92	1.00						1.00	1.00	1.00	0.99
<b>19:00</b>												
<b>20:00</b>												
<b>21:00</b>												
<b>22:00</b>												
<b>23:00</b>												

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 31**

*Índice de nubosidad para el lugar 2*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
<b>00:00</b>												
<b>01:00</b>												
<b>02:00</b>												
<b>03:00</b>												
<b>04:00</b>												
<b>05:00</b>												
<b>06:00</b>	0.25	0.30										
<b>07:00</b>	0.37	0.45	0.36	0.16	0.03	0.09	0.18	0.17	0.09	0.03	0.06	0.23
<b>08:00</b>	0.33	0.39	0.33	0.22	0.18	0.22	0.25	0.23	0.17	0.11	0.12	0.23
<b>09:00</b>	0.31	0.36	0.31	0.21	0.19	0.22	0.24	0.21	0.17	0.13	0.14	0.23
<b>10:00</b>	0.32	0.37	0.33	0.23	0.19	0.21	0.22	0.20	0.18	0.17	0.18	0.25
<b>11:00</b>	0.36	0.40	0.36	0.28	0.22	0.22	0.22	0.21	0.22	0.22	0.24	0.30
<b>12:00</b>	0.41	0.44	0.42	0.34	0.26	0.25	0.24	0.24	0.26	0.28	0.29	0.36
<b>13:00</b>	0.46	0.50	0.49	0.41	0.31	0.29	0.27	0.27	0.31	0.34	0.36	0.42
<b>14:00</b>	0.54	0.57	0.57	0.49	0.38	0.35	0.32	0.32	0.37	0.41	0.44	0.49
<b>15:00</b>	0.62	0.65	0.66	0.58	0.46	0.43	0.39	0.40	0.45	0.50	0.52	0.58
<b>16:00</b>	0.69	0.72	0.74	0.68	0.61	0.58	0.52	0.52	0.57	0.62	0.64	0.67
<b>17:00</b>	0.78	0.80	0.83	0.85	0.91	0.93	0.81	0.79	0.80	0.83	0.81	0.79
<b>18:00</b>	0.93	0.95	1.00						1.00	1.00	1.00	1.00
<b>19:00</b>												
<b>20:00</b>												
<b>21:00</b>												
<b>22:00</b>												
<b>23:00</b>												

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 32***Índice de nubosidad para el lugar de la P.S.F.*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00												
01:00												
02:00												
03:00												
04:00												
05:00												
06:00	0.31	0.36										
07:00	0.41	0.48	0.39	0.22	0.12	0.19	0.27	0.25	0.17	0.09	0.12	0.26
08:00	0.37	0.42	0.36	0.26	0.23	0.29	0.32	0.28	0.22	0.15	0.15	0.26
09:00	0.33	0.38	0.32	0.24	0.23	0.27	0.28	0.25	0.20	0.15	0.16	0.24
10:00	0.32	0.37	0.31	0.24	0.21	0.24	0.25	0.22	0.19	0.17	0.18	0.25
11:00	0.33	0.37	0.32	0.26	0.23	0.24	0.23	0.22	0.21	0.20	0.21	0.27
12:00	0.36	0.40	0.36	0.30	0.26	0.26	0.24	0.23	0.24	0.25	0.26	0.31
13:00	0.40	0.43	0.41	0.35	0.30	0.29	0.27	0.27	0.28	0.30	0.31	0.35
14:00	0.46	0.49	0.48	0.42	0.36	0.34	0.32	0.31	0.34	0.36	0.38	0.42
15:00	0.54	0.57	0.57	0.50	0.44	0.43	0.39	0.38	0.42	0.45	0.47	0.50
16:00	0.62	0.65	0.67	0.62	0.58	0.57	0.52	0.51	0.54	0.58	0.59	0.61
17:00	0.73	0.75	0.79	0.83	0.90	0.90	0.80	0.77	0.79	0.81	0.79	0.75
18:00	0.92	0.93	1.00						1.00	1.00	1.00	0.99
19:00												
20:00												
21:00												
22:00												
23:00												

Fuente: Elaboración propia.

De la Tabla 30, Tabla 31 y Tabla 32, el lugar 1 tiene en promedio una nubosidad de 0.43, el lugar 2 tiene en promedio 0.41, y, el lugar de la P.S.F. tiene en promedio 0.41. Sin embargo, según los promedios horarios por cada mes existen valores distintos en al amanecer, dónde el lugar 1 presente mayores valores de índice de nubosidad. No obstante, al anochecer estos valores en los tres lugares son cercanos. En la comparativa de este índice, el lugar 2 y el de la P.S.F. son los que presentarían menos pérdidas por este fenómeno.

### 5.1.4 Albedo

El albedo es una característica fundamental de las superficies que está estrictamente relacionado con la radiación reflejada. Este se encuentra entre los valores de 0 y 1, dónde 0 quiere decir que la superficie absorbe toda la radiación; y, por el contrario, 1 que refleja toda la radiación. Por lo tanto, es muy importante conocer las características del lugar de instalación de una planta solar fotovoltaica para que se pueda tomar una correcta decisión al momento de seleccionar un módulo fotovoltaico.

En la ecuación (13), se muestra la relación de cálculo para el albedo  $\rho$ .

$$\rho = \frac{R}{I_{GHI}} \quad (13)$$

Dónde,  $R$  es la radiación reflejada, en  $\frac{W}{m^2}$ .

En la Tabla 33, se muestra el albedo para los tres lugares seleccionados previamente; en la Tabla 34, se muestra unos valores recomendados para el albedo (PVsyst, 2025)<sup>21</sup>.Y, en la Tabla 35, Tabla 36 y Tabla 37 se muestran los resultados de la irradiación reflejada por la superficie que tiene el potencial de aprovechar la parte reversa de los módulos fotovoltaicos bifaciales.

**Tabla 33**

*Albedo para los tres lugares evaluados en Ica*

Hora	Lugar 1	Lugar 2	Lugar P.S.F.
<b>Enero</b>	0.19	0.18	0.18
<b>Febrero</b>	0.17	0.17	0.17
<b>Marzo</b>	0.16	0.18	0.18
<b>Abril</b>	0.17	0.17	0.17
<b>Mayo</b>	0.19	0.17	0.17
<b>Junio</b>	0.19	0.17	0.17
<b>Julio</b>	0.20	0.18	0.18

<sup>21</sup> PVsyst. (2025). *Albedo coefficient*. Obtenido de Albedo coefficient: <https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/albedo.htm>

<b>Agosto</b>	0.20	0.18	0.18
<b>Setiembre</b>	0.20	0.19	0.19
<b>Octubre</b>	0.20	0.19	0.19
<b>Noviembre</b>	0.20	0.19	0.19
<b>Diciembre</b>	0.19	0.19	0.19

Fuente: NASA POWER (2025). Albedo de toda la superficie del cielo.

**Tabla 34**

*Valores típicos de albedo para distintos suelos*

<b>Tipo de suelo</b>	<b>Valores usuales</b>
<b>Entorno urbano</b>	0.14 – 0.22
<b>Hierba</b>	0.15 – 0.25
<b>Hierba fresca</b>	0.26
<b>Nieve fresca</b>	0.82
<b>Nieve húmeda</b>	0.55 – 0.75
<b>Asfalto seco</b>	0.09 – 0.15
<b>Asfalto húmedo</b>	0.18
<b>Hormigón</b>	0.25 – 0.35
<b>Tejas rojas</b>	0.33
<b>Aluminio</b>	0.85
<b>Cobre</b>	0.74
<b>Acero galvanizado nuevo</b>	0.35
<b>Acero galvanizado muy sucio</b>	0.08
<b>Valor recomendado</b>	0.20

Fuente: PVsyst (2025). Valores de albedo para instalaciones fotovoltaicas.

**Tabla 35**

*Irradiación reflejada para el lugar 1 (W/m2)*

<b>Hora</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Set</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>
<b>00:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>01:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>02:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>03:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>04:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>05:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0
<b>06:00</b>	14	8	6	5	3	1	0	3	10	21	26	21
<b>07:00</b>	45	35	32	31	27	20	20	27	41	57	63	53
<b>08:00</b>	84	70	66	65	59	48	50	62	82	103	110	95
<b>09:00</b>	124	106	102	103	96	81	86	105	130	153	158	138
<b>10:00</b>	158	135	129	133	131	115	124	146	170	190	194	172
<b>11:00</b>	177	153	146	149	152	137	149	170	192	208	211	190
<b>12:00</b>	180	156	147	150	155	143	155	175	195	208	209	191
<b>13:00</b>	170	148	137	139	142	132	145	163	179	189	192	177
<b>14:00</b>	142	124	113	114	117	109	121	137	149	156	158	148
<b>15:00</b>	106	90	80	81	81	75	86	98	107	112	115	108
<b>16:00</b>	66	55	45	43	40	36	44	53	59	62	66	65
<b>17:00</b>	28	22	15	9	4	3	7	10	14	16	21	25

18:00	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 36**

*Irradiación reflejada para el lugar 2 (W/m2)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0
06:00	16	9	5	3	2	1	0	3	15	28	34	27
07:00	51	39	41	40	35	28	29	38	57	73	79	68
08:00	91	76	82	79	71	62	65	77	102	121	126	112
09:00	127	110	119	115	106	94	101	116	145	163	166	149
10:00	149	132	142	139	132	120	130	147	174	188	190	173
11:00	157	139	150	147	144	134	147	162	187	196	196	178
12:00	149	133	141	139	141	134	148	163	183	189	187	169
13:00	131	116	120	121	127	123	137	150	165	167	165	149
14:00	101	90	90	93	101	100	113	124	135	133	130	118
15:00	70	60	59	62	69	69	80	88	96	95	92	82
16:00	42	35	32	32	34	34	42	48	53	52	52	48
17:00	18	14	11	7	3	2	7	10	13	13	16	18
18:00	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 37**

*Irradiación reflejada para el lugar de la P.S.F. (W/m2)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

<b>04:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>05:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
<b>06:00</b>	15	8	7	6	3	1	0	3	14	26	32	26
<b>07:00</b>	48	37	39	37	32	25	26	34	52	69	74	64
<b>08:00</b>	87	73	78	75	66	56	59	72	96	115	121	108
<b>09:00</b>	123	107	117	111	100	88	94	111	140	159	162	147
<b>10:00</b>	150	132	145	138	128	116	125	143	173	188	190	175
<b>11:00</b>	163	144	158	150	142	131	144	161	189	201	201	187
<b>12:00</b>	161	144	156	148	142	134	147	163	187	197	196	183
<b>13:00</b>	147	131	139	133	129	123	137	151	171	177	177	166
<b>14:00</b>	118	106	109	106	105	100	113	126	142	144	143	135
<b>15:00</b>	85	73	74	74	73	69	81	90	102	103	103	97
<b>16:00</b>	52	43	41	39	36	34	42	49	56	57	58	57
<b>17:00</b>	22	18	14	8	4	3	7	10	13	14	18	22
<b>18:00</b>	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>19:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>20:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>21:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>22:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>23:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia.

La irradiación reflejada es en promedio 1.183, 1.125 y 1.155 kWh/m<sup>2</sup>-día para el lugar 1, lugar 2 y lugar de la P.S.F., respectivamente.

Para calcular el efecto de este fenómeno en la irradiación global se sigue la ecuación (14) (PVsyst, 2025)<sup>22</sup>.

$$I_{albedo} = I_{GHI} \cdot \rho \cdot \left( \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (14)$$

Dónde,  $\beta$  es la inclinación del plano en ° (grados sexagesimales).

Para este caso tomó valores de 0 y 15°, como el primer valor hace que el  $\cos(\beta)$  sea 1, en consecuencia, este componente se vuelve 0; por lo que se trabajó los resultados con el segundo valor. Luego, para la comparación se usó una corrección que se puede ver

<sup>22</sup> PVsyst. (2025). The Hay transposition model. Obtenido de The Hay transposition model: [https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/models\\_meteo\\_hay\\_model.htm](https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/models_meteo_hay_model.htm)

en la ecuación (15), que describe la irradiación efectiva del albedo en una instalación fotovoltaica (PVsyst, 2025).

$$I_{albedo\_efectivo} = I_{albedo} \cdot \frac{n - 1}{n} \quad (15)$$

Donde,  $n$  es el número de filas.

Se tomó un valor de número de filas de acuerdo con las secciones 5.2 y 5.4 ( $n = 28$ ) que se encuentra en el diseño preliminar de la Planta Solar Fotovoltaica de 13MWp.

A continuación, se evaluó los albedos de los 3 lugares previamente seleccionados, para los cuales, los resultados se muestran en la Tabla 38, Tabla 39 y Tabla 40.

**Tabla 38**

*Irradiación de albedo efectiva para una inclinación de 15 ° en el lugar 1 (W/m2)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
01:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
02:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
03:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
04:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
05:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.00
06:00	0.23	0.13	0.10	0.08	0.05	0.02	0.00	0.05	0.17	0.34	0.42	0.34
07:00	0.74	0.58	0.53	0.51	0.44	0.32	0.33	0.45	0.67	0.93	1.04	0.88
08:00	1.38	1.16	1.09	1.08	0.97	0.78	0.82	1.02	1.34	1.69	1.81	1.56
09:00	2.04	1.74	1.68	1.69	1.58	1.33	1.41	1.73	2.13	2.52	2.60	2.27
10:00	2.59	2.22	2.13	2.18	2.15	1.89	2.03	2.39	2.80	3.12	3.19	2.82
11:00	2.91	2.51	2.39	2.45	2.49	2.25	2.44	2.79	3.16	3.42	3.47	3.11
12:00	2.96	2.56	2.42	2.47	2.54	2.34	2.55	2.88	3.20	3.41	3.44	3.13
13:00	2.78	2.43	2.26	2.28	2.34	2.17	2.38	2.68	2.94	3.11	3.15	2.91
14:00	2.34	2.04	1.85	1.87	1.92	1.79	1.99	2.24	2.45	2.57	2.60	2.43
15:00	1.74	1.49	1.31	1.33	1.33	1.23	1.41	1.61	1.76	1.84	1.88	1.78
16:00	1.08	0.90	0.75	0.71	0.65	0.59	0.73	0.87	0.97	1.02	1.09	1.07
17:00	0.46	0.37	0.25	0.15	0.06	0.04	0.11	0.17	0.23	0.26	0.34	0.41
18:00	0.04	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
19:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 39***Irradiación de albedo efectiva para una inclinación de 15 ° en el lugar 2 (W/m2)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
01:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
02:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
03:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
04:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
05:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00
06:00	0.27	0.15	0.08	0.06	0.04	0.02	0.01	0.04	0.25	0.47	0.56	0.44
07:00	0.84	0.64	0.68	0.66	0.58	0.46	0.48	0.62	0.93	1.20	1.29	1.11
08:00	1.50	1.25	1.34	1.30	1.17	1.01	1.07	1.27	1.68	1.99	2.07	1.84
09:00	2.09	1.80	1.96	1.89	1.73	1.54	1.65	1.91	2.38	2.67	2.72	2.45
10:00	2.46	2.16	2.33	2.28	2.16	1.98	2.14	2.41	2.87	3.09	3.12	2.85
11:00	2.57	2.28	2.46	2.41	2.36	2.20	2.41	2.67	3.08	3.22	3.22	2.93
12:00	2.44	2.18	2.32	2.29	2.31	2.21	2.44	2.68	3.00	3.10	3.06	2.77
13:00	2.15	1.90	1.96	1.99	2.08	2.02	2.25	2.47	2.72	2.75	2.71	2.45
14:00	1.67	1.47	1.48	1.52	1.66	1.64	1.86	2.03	2.22	2.19	2.14	1.93
15:00	1.16	0.99	0.97	1.02	1.14	1.13	1.32	1.45	1.57	1.56	1.51	1.34
16:00	0.69	0.57	0.53	0.53	0.56	0.55	0.69	0.79	0.86	0.85	0.85	0.78
17:00	0.29	0.23	0.18	0.11	0.05	0.03	0.11	0.16	0.21	0.21	0.26	0.30
18:00	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
19:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 40***Irradiación de albedo efectiva para una inclinación de 15 ° en el lugar de la P.S.F. (W/m2)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
01:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
02:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
03:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
04:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
05:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00
06:00	0.25	0.14	0.12	0.10	0.05	0.02	0.00	0.06	0.22	0.43	0.52	0.42
07:00	0.79	0.61	0.64	0.61	0.53	0.41	0.42	0.56	0.86	1.13	1.22	1.05
08:00	1.42	1.20	1.29	1.23	1.09	0.92	0.98	1.18	1.58	1.89	1.98	1.77

<b>09:00</b>	2.02	1.75	1.92	1.83	1.65	1.45	1.55	1.82	2.30	2.61	2.67	2.42
<b>10:00</b>	2.46	2.16	2.37	2.26	2.10	1.90	2.06	2.35	2.84	3.09	3.12	2.87
<b>11:00</b>	2.67	2.37	2.60	2.47	2.34	2.16	2.36	2.65	3.10	3.30	3.30	3.07
<b>12:00</b>	2.64	2.36	2.57	2.43	2.33	2.19	2.42	2.68	3.08	3.23	3.23	3.01
<b>13:00</b>	2.41	2.15	2.29	2.18	2.12	2.02	2.25	2.48	2.81	2.92	2.90	2.73
<b>14:00</b>	1.95	1.73	1.79	1.75	1.72	1.65	1.86	2.07	2.33	2.37	2.35	2.22
<b>15:00</b>	1.40	1.21	1.21	1.21	1.19	1.14	1.33	1.49	1.67	1.69	1.69	1.59
<b>16:00</b>	0.85	0.71	0.67	0.64	0.59	0.56	0.69	0.81	0.92	0.93	0.96	0.94
<b>17:00</b>	0.36	0.29	0.22	0.14	0.06	0.05	0.11	0.17	0.22	0.24	0.29	0.36
<b>18:00</b>	0.03	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>19:00</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>20:00</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>21:00</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>22:00</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>23:00</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia.

Se observan las tablas de radiación reflejada (ver Tabla 35, Tabla 36 y Tabla 37) y de componente del albedo (Tabla 38, Tabla 39 y Tabla 40). De las cuales, se puede inferir que existe un mayor potencial de aprovechamiento cuando se posee la tecnología bifacial en la planta solar en comparación con la tecnología monofacial, ya que se está aprovechando en mayor cantidad la radiación reflejada.

La irradiación reflejada es un 18% en el caso del lugar de la P.S.F. con respecto a la irradiación global. El componente efectivo de la irradiación de albedo es en promedio al año de 0.019 kWh/m<sup>2</sup>-día.

## 5.2 Análisis tecnológico de la planta solar fotovoltaica de 13MWp

El presente trabajo analizó los parámetros técnicos de la simulación de una planta de 13MWp que tiene paneles monofaciales y estructuras fijas. Luego, se determinó en una tabla técnica todos los componentes y parámetros ambientales.

En esta sección, se analizó los componentes del diseño de una planta solar fotovoltaica de 13MWp para determinar los componentes principales, y cuáles de estos,

son los que tienen mayor relevancia en la producción de energía eléctrica. Para ello, se usó una simulación realizada en el software PVsyst, dónde se pudo reconocer todos los componentes y parámetros seleccionados, en la Tabla 41 se pudo observar los parámetros generales.

**Tabla 41**

*Parámetros generales para el diseño de la planta solar fotovoltaica de 13MWp*

Parámetro	Valor/Descripción	Unidad
Latitud	-13.93	°
Longitud	-75.91	°
Altitud	358	msnm
Potencia nominal de módulos	13.16	MWp
Potencia nominal de inversores	9.9	MWac
Factor de escala	1.326	
Albedo	0.20	
Tipo de instalación	Montada sobre estructuras	
Inclinación	15	°
Azimut	-4	°

Fuente: Elaboración propia.

En este capítulo no se analizó los factores de perdidas ni ambientales, ya que ese análisis se realizó en el capítulo anterior.

### 5.2.1 Componentes principales

Una planta fotovoltaica posee una gran cantidad de componentes los cuales contribuyen a la producción de energía eléctrica y evacuación de la misma. No obstante, algunos tienen una mayor relevancia, por eso la finalidad de este capítulo es seleccionar los componentes que son más influyentes a la hora de generar energía.

**Tabla 42**

*Parámetros de los módulos fotovoltaicos monofaciales*

Parámetro	Valor/Descripción	Unidad
Fabricante	Trina Solar	
Modelo	TSM-DE20-600/605	
Potencia nominal unitaria	600/605	W
Voltaje por MPP	34.4/34.6	V

Corriente por MPP	17.44/17.49	A
Voltaje de circuito abierto	41.5/41.7	V
Corriente de cortocircuito	18.52/18.57	A
Número de módulos	21840	ud.
Números de módulos en serie por cadena	26	ud.
Número de cadenas	840	ud.
Área de módulos	61810	m2
Tipo de módulo	Monofacial	

Fuente: Trinasolar (2025). Especificaciones técnicas del módulo Vertex 605W+ TSM-DE20.

**Tabla 43**

*Parámetros de los inversores*

Parámetro	Valor/Descripción	Unidad
Fabricante	Huawei Technologies	
Modelo	SUN2000-330KTL-H1	
Potencia nominal unitaria	330	kWac
Voltaje de funcionamiento	500-1500	V
Número de inversores	30	ud.
Tipo de inversor	string	

Fuente: Solar Huawei (2025). Especificaciones técnicas del inversor SUN2000-330KTL-H1.

**Tabla 44**

*Parámetros de las estructuras fijas*

Parámetro	Valor/Descripción	Unidad
Fabricante	Arctech	
Modelo	-	
Tipo de Seguidor	Fija	
Rango de seguimiento	-	°
Voltaje de sistema	1000 o 1500	V
Fuente energía	-	
Consumo de energía	-	kWh/día
Velocidad de viento de diseño	80	m/s
Temperatura de operación	-20 a 60	°C
Sistema de control	-	

Fuente: Artech (2025). Especificaciones técnicas de estructura fija.

**Tabla 45***Parámetros de los centros de transformación*

Parámetro	Valor/Descripción	Unidad
Fabricante	Sungrow	
Modelo	MVS3200-LV	
Potencia nominal	3200	kVA
Máximo potencia	3540	kVA
Relación BT/MT	0.8 kV/ 20 – 35 kV	
Tipo de transformador	Inmerso en aceite	
Máxima corriente	2540	A
Eficiencia	>99%	

Fuente: Sungrow (2025). Especificaciones del centro de transformación.

Se analizó cada componente mediante una matriz de relevancia para la producción de energía eléctrica (ver Tabla 46). Estas estimaciones se realizaron a través del diagrama de Sankey del software PVsyst con los parámetros y componentes indicados en la Tabla 42, Tabla 43, Tabla 44 y Tabla 45.

**Tabla 46***Impacto en la producción de energía eléctrica de los componentes de la planta de solar fotovoltaica*

Componente	Impacto en la producción de energía eléctrica	Pérdidas de conversión (%)
<b>Módulos fotovoltaicos</b>	A mayor eficiencia, mayor es la conversión de energía por unidad de área. La calidad y el factor de degradación afecta la producción de energía eléctrica en el ciclo de vida de la planta Módulos bifaciales aumentan la captación de energía por ambos lados	78.71
<b>Inversores</b>	Los inversores correctamente escogidos minimizan las pérdidas por reporte Eficiencia de los inversores afecta directamente la producción de energía en corriente continua	4.55
<b>Estructuras</b>	Los seguidores de un eje o de dos ejes aumentan significativamente la captura de energía al hacer seguimiento al movimiento aparente del sol Se debe hacer el análisis de ganancia por la característica bifacial del panel	ver sección 5.4

<b>Cableado de baja tensión</b>	<p>La calidad del material conductor y la sección transversal de baja tensión AC y DC afectan directamente la resistencia y las pérdidas de energía, un diseño ineficiente puede aumentar pérdidas</p> <p>Las configuraciones de cableado afectan el rendimiento en condiciones de sombra</p>	2.18
<b>Cableado de media tensión</b>	<p>El cableado aéreo es más susceptible a factores ambientales</p> <p>La elección de aéreo o subterráneo depende de factores ambientales y seguridad que afectan la eficiencia</p> <p>Las pérdidas son bajas, sin embargo, se incrementan a mayor longitud, este aspecto no se analizará en este proyecto</p>	0.07
<b>Centros de Transformación</b>	<p>Transforman la energía de baja tensión a media tensión para su transporte</p> <p>Aseguran un suministro eléctrico confiable</p> <p>Su diseño y ubicación en la planta minimizan las pérdidas de energía</p>	1.07

Fuente: Elaboración propia.

Por lo tanto, según la matriz los componentes principales en la producción de energía eléctrica son:

- Módulos fotovoltaicos
- Inversores
- Estructuras

### 5.3 Selección y comparativa de componentes principales

En este subcapítulo, se realizó un análisis de los componentes principales más importante determinados en el subcapítulo anterior. Esto en base al impacto en la producción de energía eléctrica de la planta solar fotovoltaica.

#### 5.3.1 Impacto en la producción de energía eléctrica de los módulos fotovoltaicos

##### 5.3.1.1 Por irradiación

Para el cálculo de la conversión a electricidad basada en la irradiación tenemos la ecuación (16). Al ser una constante que depende principalmente del módulo fotovoltaico la

irradiación se verá disminuida en la misma proporción, permitiendo un mayor aprovechamiento en el lugar con valores de recurso más alto.

$$E_{eléctrica} = I_{GHI} \cdot \eta \tag{16}$$

Dónde:

$E_{eléctrica}$  es la energía eléctrica convertida por el módulo fotovoltaico, en kWh.

$I_{GHI}$  es la irradiación global horizontal en el plano de cada lugar seleccionado, en kWh.

$\eta$  es la eficiencia de conversión eléctrica del módulo fotovoltaico.

En la Tabla 47 se observa la eficiencia para los dos modelos de módulos fotovoltaicos evaluados.

**Tabla 47**

*Eficiencia de conversión eléctrica de dos módulos fotovoltaicos*

Parámetro	N-type i-TOPCon bifacial dual glass	BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE
Denominación	Trina solar N-type	Trina Solar DE
Eficiencia (%)	22.2/22.4	21.2/21.4

Fuente: Trinasolar (2025). Hojas de datos los módulos fotovoltaicos

En consecuencia, se muestra una estimación de cuánto sería la producción de energía eléctrica horaria entre la tecnología monofacial y bifacial teniendo en cuenta sus eficiencias. En la Tabla 48 y Tabla 49 se muestra la conversión a energía eléctrica para el lugar de la P.S.F.

**Tabla 48**

*Resultados de la conversión a energía eléctrica de la irradiación global con el módulo monofacial (Wh/m2)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
06:00	18	11	8	8	4	1	0	4	15	29	35	29
07:00	57	46	46	47	40	31	30	40	58	77	83	72
08:00	102	91	93	94	83	70	70	85	108	129	135	121
09:00	146	134	139	139	126	110	112	131	157	178	182	165
10:00	177	165	171	173	160	145	148	169	194	211	213	196
11:00	192	181	187	188	178	165	170	191	212	225	226	209
12:00	190	180	185	185	178	167	174	193	210	221	220	206
13:00	174	164	165	166	162	154	162	179	192	199	198	186
14:00	140	132	129	133	131	126	134	149	159	162	160	152
15:00	101	92	87	92	91	87	96	107	114	116	115	108
16:00	61	54	49	49	45	43	50	59	63	63	65	64
17:00	26	22	16	10	5	4	8	12	15	16	20	25
18:00	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 49**

*Resultados de la conversión a energía eléctrica de la irradiación global con el módulo bifacial (Wh/m2)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
06:00	19	11	9	8	4	1	0	4	16	31	37	30
07:00	59	48	49	49	42	33	32	42	61	81	87	75
08:00	107	96	97	98	87	74	74	89	113	135	142	127
09:00	153	140	145	146	131	116	117	137	164	187	191	173
10:00	186	173	179	181	168	152	155	177	203	221	223	205
11:00	201	189	196	197	186	172	178	200	222	236	236	219
12:00	199	188	194	194	186	175	182	202	220	231	230	215
13:00	182	172	172	174	169	161	169	187	201	208	207	195
14:00	147	138	135	139	138	132	141	156	166	170	168	159
15:00	105	96	91	96	95	91	100	112	119	121	120	113

<b>16:00</b>	64	57	51	51	47	45	52	61	66	66	68	67
<b>17:00</b>	27	23	17	11	5	4	9	13	16	17	21	26
<b>18:00</b>	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>19:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>20:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>21:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>22:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>23:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia.

La disponibilidad de conversión de energía eléctrica con ambos módulos posee diferencias. Para el caso del módulo monofacial es de 496.25 kWh/m<sup>2</sup>-año y para el bifacial es de 519.55 kWh/m<sup>2</sup>-año, esto demuestra la clara ventaja de optar por un módulo con mayor eficiencia.

### 5.3.1.2 Por temperatura

Se observa que el módulo fotovoltaicos bifacial N-type tiene las menores perdidas respecto el módulo fotovoltaico monofacial en 0.05%/°C (ver Tabla 50)

**Tabla 50**

*Datos de la ficha técnica de los coeficientes de temperatura para el módulo bifacial*

Parámetro	N-type i-TOPCon bifacial dual glass	BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE
Denominación	Trina solar N-type	Trina Solar DE
Temperatura nominal de operación de la célula (NOCT) (°C)	43	43
Coefficiente de temperatura de potencia máxima $\gamma$ (%/°C)	-0.29	-0.34
Coefficiente de temperatura de tensión en circuito abierto $\beta$ (%/°C)	-0.24	-0.25
Coefficiente de temperatura de corriente de cortocircuito $\alpha$ (%/°C)	0.04	0.04

Fuente: Trinasolar (2025). Hojas de datos los módulos fotovoltaicos.

De acuerdo a las ecuaciones mostradas en la sección 5.1.2.1 se ha realizado el cálculo de las pérdidas por potencia para el lugar de la planta solar fotovoltaica.

**Tabla 51**

*Pérdidas de potencia por temperatura en el lugar de la P.S.F. con el panel Trina solar N-type (%)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00												
01:00												
02:00												
03:00												
04:00												
05:00												
06:00												0.04
07:00	1.90	1.51	1.61	1.46	0.30				0.56	2.23	2.25	2.27
08:00	4.56	4.19	4.17	4.30	3.08	1.54	1.18	2.07	3.48	5.62	5.62	5.21
09:00	7.34	6.85	6.98	7.01	5.84	3.95	3.78	5.13	6.50	8.82	8.66	7.91
10:00	9.53	8.92	9.11	9.14	8.12	6.43	6.15	7.71	9.02	11.07	10.79	9.97
11:00	10.76	10.24	10.37	10.47	9.37	7.97	8.01	9.40	10.55	12.40	11.77	11.11
12:00	11.02	10.66	10.69	10.73	9.62	8.37	8.59	10.05	10.97	12.64	11.88	11.41
13:00	10.63	10.18	10.01	10.05	9.25	8.06	8.37	9.71	10.42	11.89	11.08	10.77
14:00	8.89	8.86	8.54	8.47	7.69	6.82	7.50	8.19	8.94	10.18	9.25	9.20
15:00	6.90	6.92	6.55	6.48	5.64	4.92	5.89	6.19	6.86	7.88	7.03	6.99
16:00	4.80	4.81	4.47	4.22	3.50	2.56	3.07	3.71	4.24	5.04	4.32	4.69
17:00	2.71	2.82	2.60	2.02	1.24	0.35	0.40	1.09	1.42	2.06	1.70	2.39
18:00	1.09	1.23										0.72
19:00												
20:00												
21:00												
22:00												
23:00												

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 51, se observa que para el lugar de la P.S.F. las pérdidas de potencia máxima se estiman en promedio de 5.56%. Se observa que el módulo fotovoltaico bifacial (N-type i-TOPCon bifacial dual glass) tiene menos pérdidas con respecto al monofacial. En la Tabla 25 se observan las pérdidas del módulo monofacial que son en promedio de 6.52%.

### 5.3.2 Impacto en la producción de energía eléctrica de los seguidores solares

Los seguidores solares se caracterizan por optimizar la captación de energía en una planta fotovoltaica. Estos buscan que los módulos fotovoltaicos estén siempre orientados a la posición aparente del sol.

A continuación, se muestran las ecuaciones matemáticas (17), (18), (19) y (20) en las que se basan para hacer el seguimiento a lo largo de un día en un seguidor de un eje (D'Angles Woolcott, 2020)<sup>23</sup>.

$$\tan(h_i) = \frac{\tan(h)}{\cos(\Psi)} \quad (17)$$

$$I_{GHI_i} = \frac{I_{GHI}}{\sin(h_i)} \quad (18)$$

$$F_c = \frac{1}{\sin(h_i)} \quad (19)$$

$$\tan(\tau) = \frac{\cos(\Psi)}{\tan(h)} \quad (20)$$

Donde,  $h_i$  es la altura solar calculada para el seguimiento de la estructura en ° (grados sexagesimales),  $I_{GHI_i}$  es la irradiación corregida que incide sobre el seguidor de un eje en W/m<sup>2</sup>; y,  $\tau$  es el ángulo del seguidor solar en ° (grados sexagesimales). Se realizaron los cálculos de estas variables en base al lugar de la P.S.F. mostrada en secciones anteriores.

---

<sup>23</sup> Woolcott, B. (2020). Análisis de los factores que influyen en el diseño de una planta fotovoltaica de 40MW ubicada en el valle del Mantaro. [Tesis de maestría, UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CENTRO DEL PERÚ]. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.12894/6031>

En la Tabla 52, se muestra el comportamiento que debe tener el seguidor en base a la dirección de rotación este-oeste. Dónde los valores negativos significan que el sol está en el este y el seguidor solar está apuntando hacia esa dirección. En la Tabla 53, se puede observar la altura solar con respecto a la rotación que está haciendo el seguidor solar a lo largo del día en todos los meses del año.

**Tabla 52**

*Ángulo de seguidor solar para el lugar de la P.S.F. (°)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00	-76	-76	-53	0	0	0	0	0	-25	-76	-76	-76
07:00	-42	-28	-12	-46	-67	-73	-70	-56	-21	-19	-39	-45
08:00	-23	-11	-10	-32	-48	-54	-52	-39	-18	-7	-21	-27
09:00	-14	-5	-11	-27	-40	-45	-43	-32	-17	-4	-12	-17
10:00	-10	-3	-11	-25	-35	-40	-38	-29	-16	-4	-8	-12
11:00	-8	-2	-11	-24	-33	-38	-36	-28	-16	-4	-6	-10
12:00	-7	-2	-12	-23	-33	-37	-35	-27	-16	-4	-5	-9
13:00	8	2	11	24	33	38	36	28	16	4	6	10
14:00	10	3	11	25	35	40	38	29	16	4	8	12
15:00	14	5	11	27	40	45	43	32	17	4	12	17
16:00	23	11	10	32	48	54	52	39	18	7	21	27
17:00	42	28	12	46	67	73	70	56	21	19	39	45
18:00	76	76	53	0	0	0	0	0	25	76	76	76
19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 53**

*Altura solar para el seguidor solar para el lugar de la P.S.F (°)*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

<b>03:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>04:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>05:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>06:00</b>	-14	-14	-37	0	0	0	0	0	-65	-14	-14	-14
<b>07:00</b>	-48	-62	-78	-44	-23	-17	-20	-34	-69	-71	-51	-45
<b>08:00</b>	-67	-79	-80	-58	-42	-36	-38	-51	-72	-83	-69	-63
<b>09:00</b>	-76	-85	-79	-63	-50	-45	-47	-58	-73	-86	-78	-73
<b>10:00</b>	-80	-87	-79	-65	-55	-50	-52	-61	-74	-86	-82	-78
<b>11:00</b>	-82	-88	-79	-66	-57	-52	-54	-62	-74	-86	-84	-80
<b>12:00</b>	-83	-88	-78	-67	-57	-53	-55	-63	-74	-86	-85	-81
<b>13:00</b>	82	88	79	66	57	52	54	62	74	86	84	80
<b>14:00</b>	80	87	79	65	55	50	52	61	74	86	82	78
<b>15:00</b>	76	85	79	63	50	45	47	58	73	86	78	73
<b>16:00</b>	67	79	80	58	42	36	38	51	72	83	69	63
<b>17:00</b>	48	62	78	44	23	17	20	34	69	71	51	45
<b>18:00</b>	14	14	37	0	0	0	0	0	65	14	14	14
<b>19:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>20:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>21:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>22:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>23:00</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 54**

*Factor de corrección de la irradiación para el lugar de la P.S.F.*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
<b>00:00</b>												
<b>01:00</b>												
<b>02:00</b>												
<b>03:00</b>												
<b>04:00</b>												
<b>05:00</b>												
<b>06:00</b>	4.15	4.15	1.65						1.11	4.15	4.15	4.15
<b>07:00</b>	1.34	1.13	1.02	1.44	2.51	3.36	2.93	1.78	1.07	1.06	1.29	1.41
<b>08:00</b>	1.09	1.02	1.01	1.18	1.50	1.72	1.61	1.29	1.05	1.01	1.07	1.12
<b>09:00</b>	1.03	1.00	1.02	1.12	1.30	1.42	1.36	1.18	1.04	1.00	1.02	1.05
<b>10:00</b>	1.01	1.00	1.02	1.10	1.23	1.31	1.27	1.15	1.04	1.00	1.01	1.02
<b>11:00</b>	1.01	1.00	1.02	1.09	1.20	1.27	1.23	1.13	1.04	1.00	1.01	1.02
<b>12:00</b>	1.01	1.00	1.02	1.09	1.19	1.25	1.22	1.12	1.04	1.00	1.00	1.01
<b>13:00</b>	1.01	1.00	1.02	1.09	1.20	1.27	1.23	1.13	1.04	1.00	1.01	1.02
<b>14:00</b>	1.01	1.00	1.02	1.10	1.23	1.31	1.27	1.15	1.04	1.00	1.01	1.02
<b>15:00</b>	1.03	1.00	1.02	1.12	1.30	1.42	1.36	1.18	1.04	1.00	1.02	1.05
<b>16:00</b>	1.09	1.02	1.01	1.18	1.50	1.72	1.61	1.29	1.05	1.01	1.07	1.12
<b>17:00</b>	1.34	1.13	1.02	1.44	2.51	3.36	2.93	1.78	1.07	1.06	1.29	1.41

<b>18:00</b>	4.15	4.15										4.15
<b>19:00</b>												
<b>20:00</b>												
<b>21:00</b>												
<b>22:00</b>												
<b>23:00</b>												

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 54, se puede ver el potencial de mejora de la irradiación para esa ubicación seleccionada. El promedio de mejora que tiene con este seguimiento es de 1.40 en comparación a una estructura fija. Podemos ver que existe una mayor posibilidad de aprovechar energía durante el día. En la Tabla 55, se muestra los resultados del factor de mejora cuando el seguidor solar tiene un rango de movimiento desde -60 hasta 60°.

**Tabla 55**

*Factor de corrección de la irradiación para el lugar de la P.S.F. limitado por el seguidor*

<b>Hora</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Set</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>
<b>00:00</b>												
<b>01:00</b>												
<b>02:00</b>												
<b>03:00</b>												
<b>04:00</b>												
<b>05:00</b>												
<b>06:00</b>	2.00	2.00	1.65						1.11	2.00	2.00	2.00
<b>07:00</b>	1.34	1.13	1.02	1.44	2.00	2.00	2.00	1.78	1.07	1.06	1.29	1.41
<b>08:00</b>	1.09	1.02	1.01	1.18	1.50	1.72	1.61	1.29	1.05	1.01	1.07	1.12
<b>09:00</b>	1.03	1.00	1.02	1.12	1.30	1.42	1.36	1.18	1.04	1.00	1.02	1.05
<b>10:00</b>	1.01	1.00	1.02	1.10	1.23	1.31	1.27	1.15	1.04	1.00	1.01	1.02
<b>11:00</b>	1.01	1.00	1.02	1.09	1.20	1.27	1.23	1.13	1.04	1.00	1.01	1.02
<b>12:00</b>	1.01	1.00	1.02	1.09	1.19	1.25	1.22	1.12	1.04	1.00	1.00	1.01
<b>13:00</b>	1.01	1.00	1.02	1.09	1.20	1.27	1.23	1.13	1.04	1.00	1.01	1.02
<b>14:00</b>	1.01	1.00	1.02	1.10	1.23	1.31	1.27	1.15	1.04	1.00	1.01	1.02
<b>15:00</b>	1.03	1.00	1.02	1.12	1.30	1.42	1.36	1.18	1.04	1.00	1.02	1.05
<b>16:00</b>	1.09	1.02	1.01	1.18	1.50	1.72	1.61	1.29	1.05	1.01	1.07	1.12
<b>17:00</b>	1.34	1.13	1.02	1.44	2.00	2.00	2.00	1.78	1.07	1.06	1.29	1.41
<b>18:00</b>	2.00	2.00										2.00
<b>19:00</b>												
<b>20:00</b>												
<b>21:00</b>												
<b>22:00</b>												
<b>23:00</b>												

Fuente: Elaboración propia.

De este modo, se observa en la Tabla 55 que se logra un factor de mejora de 1.24 en la irradiación en promedio. Podemos ver, que la mayor mejora en la captación ocurre en las primeras horas de rayos solares y al atardecer. Esto combinado con la menor irradiación a estas horas ayuda a mejorar el rendimiento en general de la planta.

### 5.3.3 Impacto en la producción de energía eléctrica de los inversores solares

Es esta sección, se revisó el impacto en la conversión de energía de inversores string y centrales. Se realizó una evaluación de la eficiencia de conversión de energía DC a AC. Ello, con el fin de establecer las diferencias que pueden llegar a existir entre estas dos tecnologías.

En la Tabla 56 se muestra una comparativa entre estas tecnologías.

**Tabla 56**  
*Comparativa de parámetros eléctricos de inversores*

Parámetro	Inversor central	Inversor string
Fabricante	Sungrow	Sungrow
Modelo	SG3125HV-MV-30	SG350HX
Tensión máxima de entrada (V)	1500	1500
Potencia de salida (kVA)	3125	352
Eficiencia máxima (%)	99.00	99.02

Fuente: Sungrow (2025). Parámetros eléctricos de inversores tipo string y central.

Se observa que la conversión de energía tiene una eficiencia similar en ambos casos. La influencia del tipo de inversor para optimizar el diseño propuesto posee un impacto mínimo.

## 5.4 Simulación de la mejora ambiental y tecnológica de la planta solar fotovoltaica de 13MWp

Finalmente se realizó una evaluación con las mejoras tecnológicas de los módulos fotovoltaicos y estructuras. Para presentar la simulación y la ganancia de energía se

analizó porcentajes de ganancia y pérdidas con respecto a otros escenarios. Además, se buscó una mejora en el factor ambiental con las mejoras tecnológicas previas para presentar escenarios que permitieron una mayor producción de energía eléctrica.

#### 5.4.1 Mejora tecnológica de la planta solar fotovoltaica

Los escenarios para evaluar la mejora tecnológica se resumen en la Tabla 57. Estos fueron evaluados de acuerdo al lugar preseleccionado para la P.S.F. que se muestra en la sección 5.2, el cual corresponde al escenario 1.

**Tabla 57**

*Escenarios con las propuestas de mejoras tecnológicas para el lugar de la P.S.F.*

Escenario	Módulos	Estructuras
1	Monofaciales	Fijas
2	Bifaciales	Fijas
3	Monofaciales	Seguidor
4	Bifaciales	Seguidor

Fuente: Elaboración propia.

Para ello, se ha considerado las especificaciones de los módulos fotovoltaicos y estructuras de seguimiento que se muestran en la Tabla 58 y Tabla 59.

**Tabla 58**

*Parámetros de los módulos fotovoltaicos bifaciales*

Parámetro	Valor/Descripción	Unidad
Fabricante	Trina Solar	
Modelo	TSM-NEG19RC.20-600/605	
Potencia nominal unitaria	600/605	W
Voltaje por MPP	40.3/40.5	V
Corriente por MPP	14.91/14.94	A
Voltaje de circuito abierto	48.4/48.7	V
Corriente de cortocircuito	15.80/15.83	A
Número de módulos	21840	ud.
Números de módulos en serie por cadena	26	ud.
Número de cadenas	840	ud.
Área de módulos	58994	m <sup>2</sup>
Tipo de módulo	Bifacial	

Fuente: Trinasolar (2025). Especificaciones técnicas del módulo Vertex N TSM-NEG19RC.20.

**Tabla 59***Parámetros de las estructuras con seguidor*

Parámetro	Valor/Descripción	Unidad
Fabricante	Arctech	
Modelo	SkySmart II	
Tipo de Seguidor	Seguidor de un eje	
Rango de seguimiento	-60 a 60	°
Voltaje de sistema	1000 o 1500	V
Fuente energía	Módulos, Batería Li-ion	
Consumo de energía	0.04	kWh/día
Velocidad de viento de diseño	70	m/s
Temperatura de operación	-20 a 60	°C
Sistema de control	1 controlador por seguidor	

Fuente: Arctech (2025) Especificaciones técnicas del seguidor SkySmart.

A partir de estas consideraciones para los escenarios, se realizó las simulaciones en PVsyst. El impacto final en la producción de energía eléctrica por cada escenario se muestra en la Tabla 60, donde, se observa una clara diferencia en la conversión de energía por los módulos bifaciales y una ganancia significativa por el seguimiento solar.

**Tabla 60***Pérdidas y ganancias de producción de energía eléctrica para los escenarios evaluados*

Componente	1 (%)	2 (%)	3 (%)	4 (%)
<b>Módulos fotovoltaicos (conversión)</b>	-78.71	-77.68	-78.71	-77.68
<b>Estructuras (sobre irradiación)</b>	+3.1	+3.1	+21.6	+20.4
<b>Irradiancia global en la parte trasera</b>	0	+4.57	0	+3.32

Fuente: Elaboración propia.

La producción de energía eléctrica final para cada escenario se muestra en Tabla 61. En consecuencia, con las pérdidas mostradas de conversión de energía y la ganancia generada para cada escenario, existe una mayor producción de energía eléctrica anual inyectada a la red en el escenario 4.

**Tabla 61**

*Producción de energía eléctrica mensual para cada escenario de la mejora tecnológica (GWh)*

Escenario	1	2	3	4
Enero	1.992	2.139	2.420	2.474
Febrero	1.821	1.949	2.168	2.222
Marzo	2.127	2.255	2.478	2.530
Abril	2.109	2.235	2.427	2.485
Mayo	1.948	2.061	2.155	2.230
Junio	1.635	1.739	1.748	1.828
Julio	1.802	1.905	1.927	2.024
Agosto	1.943	2.045	2.165	2.225
Setiembre	2.067	2.176	2.393	2.428
Octubre	2.054	2.177	2.468	2.496
Noviembre	2.064	2.200	2.533	2.560
Diciembre	2.032	2.188	2.506	2.557
<b>Año</b>	<b>23.594</b>	<b>25.067</b>	<b>27.388</b>	<b>28.059</b>

Fuente: Elaboración propia.

Las especificaciones de la mejora tecnológica para la planta que con mayor producción de energía eléctrica se muestran en la Tabla 62.

**Tabla 62**

*Parámetros generales para el escenario 4 de la planta solar fotovoltaica de 13MWp*

Parámetro	Valor/Descripción	Unidad
Latitud	-13.93	°
Longitud	-75.91	°
Altitud	358	msnm
Potencia nominal de módulos	13.16	MWp
Potencia nominal de inversores	9.9	MWac
Factor de escala	1.326	
Albedo	0.20	
Tipo de instalación	Estructuras con seguidor	
Inclinación	0	°
Azimut	-4	°

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con este diseño se muestran las distintas probabilidades de excedencia para los niveles P95, P90 y P50 en la Tabla 63.

**Tabla 63**

*Producción de energía eléctrica para distintas probabilidades de excedencia del escenario 4*

Probabilidad de excedencia	Producción de energía (GWh/año)
P95	26.64
P90	26.95
P50	28.06

Fuente: Elaboración propia.

De este modo se ha visto el impacto en la producción de energía eléctrica para tener un 95% y 90% de probabilidad que se exceda el valor de 26.64 y 26.95 GWh/año, respectivamente.

#### 5.4.2 Mejora ambiental de la planta solar fotovoltaica

Del mismo modo, para mejorar la captación de energía se buscó un lugar con mejores condiciones de recurso. En esta sección se presenta este análisis para la mejora en la producción de energía eléctrica de la planta solar fotovoltaica.

A continuación, en la Tabla 64 se presenta el resumen de los escenarios considerados para esta evaluación en el software PVsyst.

**Tabla 64**

*Escenarios con las propuestas de mejoras ambientales de la P.S.F.*

Escenario	Módulos	Estructuras	Irradiación
5	Monofaciales	Fijas	Mayor
6	Bifaciales	Seguidor	Mayor

Fuente: Elaboración propia.

Dos diseños fueron evaluados en condiciones de mejor irradiación de la planta, que se muestran en los escenarios 5 y 6. En la Tabla 65, se ilustran las pérdidas y ganancias.

**Tabla 65**

*Pérdidas y ganancias de la producción de energía eléctrica para mejoras ambientales*

Componente	5 (%)	6 (%)
Módulos fotovoltaicos (conversión)	-78.71	-77.68
Estructuras (sobre irradiación)	+3.6	+24.5
Irradiancia global en la parte trasera	0	+2.80

Fuente: Elaboración propia.

La mejora en la irradiación se muestra en la Tabla 66. Se compara el escenario 1 y 4 con el escenario 5 y 6, debido a que estos tienen la misma configuración tecnológica. El escenario 6 tiene una mayor disponibilidad de recurso a lo largo del año con 2973.1 kWh/m2.

**Tabla 66**

*Irradiación de energía mensual en el plano de captación por escenarios (kWh/m2)*

Escenario	1	4	5	6
Enero	195.9	245.8	199.4	261.7
Febrero	180.2	219.0	181.1	227.8
Marzo	211.5	246.3	213.7	259.2
Abril	206.7	232.3	215.7	248.4
Mayo	196.7	211.0	215.9	237.3
Junio	161.7	169.3	193.2	205.8
Julio	170.8	179.4	202.9	218.1
Agosto	188.3	206.0	198.2	221.6
Setiembre	206.2	239.9	206.6	244.8
Octubre	217.4	266.4	222.0	277.7
Noviembre	204.9	261.3	217.2	290.3
Diciembre	197.0	251.4	207.8	280.3
<b>Año</b>	<b>2337.4</b>	<b>2728.2</b>	<b>2473.9</b>	<b>2973.1</b>

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 67, se calculó la producción de energía eléctrica mensual por cada uno de los escenarios de la mejora ambiental. Existe un incremento de energía con las estructuras con seguidor de un eje y módulos bifaciales (30.749 GWh/año) en comparación con la configuración que tiene estructuras fijas con inclinación y módulos monofaciales (25.408 GWh/año).

**Tabla 67**

*Producción de energía eléctrica mensual para cada escenario de la mejora ambiental (GWh)*

Escenario	5	6
Enero	2.054	2.670
Febrero	1.853	2.306
Marzo	2.164	2.600
Abril	2.204	2.568
Mayo	2.168	2.507
Junio	1.997	2.259
Julio	2.174	2.479
Agosto	2.135	2.486
Setiembre	2.132	2.508
Octubre	2.138	2.621
Noviembre	2.238	2.900
Diciembre	2.151	2.843
<b>Año</b>	<b>25.408</b>	<b>30.749</b>

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 68, se observan las probabilidades de excedencia para los niveles P95, P90 y P50.

**Tabla 68**

*Producción de energía eléctrica para distintas probabilidades de excedencia del escenario 6*

Probabilidad de excedencia	Producción de energía (GWh/año)
P95	29.19
P90	29.53
P50	30.75

Fuente: Elaboración propia.

Este escenario contiene la mejora ambiental añadida a la mejora tecnológica explicada en la sección anterior. La probabilidad que se exceda la producción de 29.19 GWh/año es de 95% y, la de 29.53 GWh/año, es de 90%. De este modo el escenario 6 es el que tiene la mayor producción de energía eléctrica de todos los escenarios evaluados.

Finalmente, se realizó una comparación entre el caso base (escenario 1) y la mejora tecnológica y ambiental propuesta (escenario 6). En la Tabla 69 se muestra la ganancia en recurso solar aprovechable y en la Tabla 70 se puede observar la ganancia en la producción de energía eléctrica.

**Tabla 69**

*Mejora en el recurso solar aprovechable entre el escenario 1 y 6*

	1 (kWh/m2)	6 (kWh/m2)	Mejora (%)
Enero	195.9	261.7	34%
Febrero	180.2	227.8	26%
Marzo	211.5	259.2	23%
Abril	206.7	248.4	20%
Mayo	196.7	237.3	21%
Junio	161.7	205.8	27%
Julio	170.8	218.1	28%
Agosto	188.3	221.6	18%
Setiembre	206.2	244.8	19%
Octubre	217.4	277.7	28%
Noviembre	204.9	290.3	42%
Diciembre	197	280.3	42%
<b>Año</b>	<b>2337.4</b>	<b>2973.1</b>	<b>27%</b>

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 70***Mejora en la producción de energía eléctrica entre el escenario 1 y 6*

	<b>1 (GWh)</b>	<b>6 (GWh)</b>	<b>Mejora (%)</b>
<b>Enero</b>	1.992	2.67	34%
<b>Febrero</b>	1.821	2.306	27%
<b>Marzo</b>	2.127	2.6	22%
<b>Abril</b>	2.109	2.568	22%
<b>Mayo</b>	1.948	2.507	29%
<b>Junio</b>	1.635	2.259	38%
<b>Julio</b>	1.802	2.479	38%
<b>Agosto</b>	1.943	2.486	28%
<b>Setiembre</b>	2.067	2.508	21%
<b>Octubre</b>	2.054	2.621	28%
<b>Noviembre</b>	2.064	2.9	41%
<b>Diciembre</b>	2.032	2.843	40%
<b>Año</b>	<b>23.594</b>	<b>30.749</b>	<b>30%</b>

Fuente: Elaboración propia.

## Capítulo VI: Análisis y discusión de resultados

### 6.1 Resultados

- Los factores ambientales son unos parámetros fundamentales para la producción de energía eléctrica fotovoltaica. El desarrollo de una planta solar fotovoltaica debe priorizar los factores como la irradiación solar superficial global, la temperatura, la nubosidad y albedo; ya que estos factores influyen directamente en producción de energía eléctrica. Un correcto análisis de los factores ambientales puede impactar la viabilidad o no de un proyecto.
- La irradiación global horizontal del lugar de la planta solar fotovoltaica de 13MWp es mayor hasta en un 2% frente al lugar 1 y lugar 2. Así mismo, el lugar de la P.S.F. tiene 4.68 kWh/m<sup>2</sup>-día de recurso solar con una probabilidad de excedencia en P99, el cual representa hasta un 6.6% más recurso frente a las otras opciones de ubicación.
- Las pérdidas por temperatura de ambiente en los módulos fotovoltaicos monofaciales es en promedio de 6.52%; 6.19% y 6.10% para el lugar de la P.S.F., lugar 1 y lugar 2, respectivamente. Además, para el análisis del lugar de la P.S.F. las pérdidas con el módulo bifacial son menores siendo de 5.56% en promedio. Por otro lado, el análisis con los inversores nos indica que las temperaturas de los 3 lugares están dentro del rango de operación; por lo que, no tiene una diferencia marcada.
- El índice de nubosidad del lugar de la P.S.F. y el lugar 2 es 0.41 frente al lugar 1 con 0.43 lo que nos dice que estos lugares tendrán menor presencia de nubes. Así mismo, este factor tiene una relación inversa con el índice de claridad,
- El albedo para los 3 lugares es similar; sin embargo, la irradiación reflejada para el lugar P.S.F es de 1.155 kWh/m<sup>2</sup>-día que representa un 3% más que el lugar 1 y el lugar 2 representa un 2% más que el lugar de la planta solar fotovoltaica. Así

mismo, se demuestra que la radiación reflejada es un 18% cuando el albedo es de 0.18. Finalmente, en el lugar P.S.F. esto representa una ganancia en la irradiación global de 0.019 kWh/m<sup>2</sup>-día con un albedo de 0.18.

- Los componentes más influyentes en la producción de energía eléctrica son los módulos fotovoltaicos, inversores y estructuras, dónde el primero participa con unas pérdidas de conversión de 78.71%, el segundo con 4.55% y el tercero con un 20% aproximadamente.
- Para el lugar de la P.S.F., el módulo fotovoltaico bifacial tiene un potencial de aprovechamiento de energía de 519.55 kWh/m<sup>2</sup>, mientras que el módulo fotovoltaico monofacial de 496.25 kWh/m<sup>2</sup>. Esto representa una ganancia anual de 5%, específicamente por la colección del lado reverso del módulo.
- Las pérdidas de potencia por temperatura de ambiente son de 5.56% para el módulo fotovoltaico, mientras que para el monofacial es de 6.52%; es decir, el módulo bifacial tiene 14.7% menos pérdidas que el seleccionado inicialmente para la planta solar fotovoltaica de 13MWp.
- La ganancia de producción de energía eléctrica por el uso de estructuras con seguidores de 1 eje tiene un potencial teórico de 40%; sin embargo, debido a que el grado de libertad del movimiento de los seguidores es de -60° a 60° de este a oeste; la ganancia real es de 24%.
- Los inversores de cadena y centrales tienen un rendimiento similar y su operación es prácticamente similar frente a las condiciones ambientales; por lo que, el uso de uno u otro no tiene una ganancia cuantificable de producción de energía eléctrica, sino más bien de operabilidad.
- El mayor incremento de producción de energía eléctrica se da en el escenario 4, el cual contempla el uso de módulos fotovoltaicos bifaciales y estructuras con

seguidores de 1 eje; y, es de un 18.9% en la excedencia de probabilidad P50. Cabe resaltar que, esta tiene en cuenta solo la mejora tecnológica.

- El mayor incremento de irradiación global se da en el escenario 6, el cual contempla el uso de módulos fotovoltaicos bifaciales, estructuras con seguidores de un eje y el aumento de la irradiación de 2728.2 kWh/m<sup>2</sup>-año a 2973.1 kWh/m<sup>2</sup>-año; con lo cual, el crecimiento es de un 30.3% adicional.

## **6.2 Contrastación de la hipótesis**

### **6.2.1 Contrastación de Hipótesis General**

**Hi:** El análisis y la mejora ambiental y tecnológica de una planta solar fotovoltaica de 13MWp influyen en el incremento de la producción de energía eléctrica.

**Ho:** El análisis y la mejora ambiental y tecnológica de una planta solar fotovoltaica de 13MWp no influyen en el incremento de la producción de energía eléctrica.

**Decisión:** Los resultados obtenidos en las simulaciones, las cuales han tenido una mejora tecnológica y ambiental, en PVsyst, muestran que si se produce un incremento de producción de energía eléctrica de una planta solar fotovoltaica. Por lo tanto, se confirma la hipótesis de investigación (Hi) y se rechaza la hipótesis nula (Ho).

### **6.2.2 Contrastación de Hipótesis Específicas**

#### **6.2.2.1 Hipótesis Específica 1**

**Hi1:** El análisis de los factores ambientales y tecnológicos de la planta solar fotovoltaica de 13MWp determinan su influencia en la producción de energía eléctrica.

**Ho1:** El análisis de los factores ambientales y tecnológicos de la planta solar fotovoltaica de 13MWp no determinan su influencia en la producción de energía eléctrica.

**Decisión:** El análisis de los factores ambientales y tecnológicos como la radiación, temperatura, nubosidad, albedo, módulos fotovoltaicos y estructuras, permiten determinar

su influencia en la producción de energía eléctrica de planta solar fotovoltaica de 13MWp. Por lo tanto, se confirma la hipótesis de investigación específica (Hi1) y se rechaza la hipótesis nula específica (Ho1).

#### **6.2.2.2 Hipótesis Específica 2**

**Hi2:** La determinación del incremento de producción de energía eléctrica define la cuantificación de la mejora ambiental y tecnológica de la planta solar fotovoltaica de 13MWp.

**Ho2:** La determinación del incremento de producción de energía eléctrica no define la cuantificación de la mejora ambiental y tecnológica de la planta solar fotovoltaica de 13MWp.

**Decisión:** La determinación del incremento de producción de energía eléctrica, a través de la simulación en PVsyst, definió la cuantificación de la mejora ambiental y tecnología de la planta solar fotovoltaica de 13MWp. Por lo tanto, se confirma la hipótesis de investigación específica (Hi4) y se rechaza la hipótesis nula específica (Ho4).

### **6.3 Discusión de resultados**

Según Rojas Bismarck (2017), el 2017 el Perú atravesaba una coyuntura de políticas enfocadas hacia una matriz energética renovable; por lo que, fue necesario realizar un diseño de una planta solar fotovoltaica de 30MW para dar a conocer históricos técnicos para las futuras instalaciones. Así mismo, la coyuntura actual presenta la modificación de la Ley N° 28832 para el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica; por lo que, es necesario una investigación que muestre el análisis tecnológico y ambiental en las plantas fotovoltaicas; a fin de, conocer cuáles son las características que ayudan a maximizar la producción de energía eléctrica.

Según Rojas Feris (2020), indica que el uso de estructuras con seguidores maximiza la producción de energía eléctrica de una planta solar fotovoltaica, esto influye en su competitividad frente a otras tecnologías. Esto se observa en el análisis ya que se

demuestra que el potencial teórico de ganancia de irradiación por uso de seguidores frente a las estructuras convencionales o fijas es de 40% y la ganancia real para el caso del este trabajo es de 24%; por lo tanto, la producción de energía eléctrica fotovoltaica se hace más competitiva frente a otras tecnologías.

D'Angles Woolcott (2020) indica que la radiación solar tiene un 83.78%, la nubosidad en un 94.22% y la temperatura en un 87.58% de influencia en la producción de energía eléctrica de una planta solar fotovoltaica. Esto se observa en los resultados de la comparación entre los escenarios 1 y 2; y, 5 y 6 de las simulaciones realizadas, ya que estas tienen los mismos componentes principales con la misma tecnología; sin embargo, la radiación influye en tener la mayor producción de energía eléctrica para el lugar con mejores parámetros ambientales.

## Conclusiones

Con el análisis de los factores ambientales se determinó su influencia sobre la producción de energía eléctrica de la planta solar fotovoltaica de 13MWp. La irradiación permitió entender el aporte directo de esta variable en la planta fotovoltaica, además, se determinó distintos niveles de probabilidad de excedencia para el recurso en cada uno de los lugares seleccionados. El lugar de la planta fotovoltaica tiene 6.383 kWh/m<sup>2</sup>-día de irradiación promedio anual, siendo el mayor de los 3 lugares. Tras evaluar la temperatura, resultó que las pérdidas por potencia en los módulos fueron de 5.56% para el lugar de la planta solar fotovoltaica y en los inversores esta influencia es mínima, ya que se encuentra en el rango de operación. La nubosidad para el lugar de la planta solar fotovoltaica es la menor con un promedio de 0.41 entre los 3 lugares evaluados. Además, la irradiación reflejada en este mismo sitio es de 1.155 kWh/m<sup>2</sup>-día y la influencia de este componente en la irradiación global es de 0.019 kWh/m<sup>2</sup>-día para un ángulo de 15° de inclinación.

Así mismo, se analizó los factores tecnológicos de la planta solar fotovoltaica en un escenario base para determinar su influencia en la producción de energía eléctrica. Para ello, se cuantificó la participación de los módulos, inversores, estructuras, cableado de media y baja tensión y centros de transformación. De este modo, se pudo obtener que existe una mayor influencia debido a las pérdidas energéticas de 78.21% y 4.55%, para los paneles y los inversores, respectivamente. Además, se estimó que el cambio de una estructura fija a una de seguimiento en un eje representa una ganancia de más de 20.4%.

El establecimiento de componentes principales con más influencia para modificar la producción de energía eléctrica permitió determinar 4 escenarios para evaluar el comportamiento de los módulos fotovoltaicos monofaciales y bifaciales y las estructuras fijas y las de seguidor de un eje. De esta manera, en una comparación entre el escenario 1 y 4 las pérdidas de energía por conversión son de 78.21% y 77.68%, que corresponden al módulo monofacial y bifacial, respectivamente. Y las ganancias sobre la irradiación entre estos escenarios son de 3.32% y 17.3%, para la parte trasera del módulo bifacial y el

seguimiento con las estructuras de un eje, respectivamente. Finalmente, se pudo determinar que la mejora tecnológica permite el incremento de producción de energía eléctrica de la planta solar fotovoltaica con el escenario 4, ya que la ganancia fue de 18.9% en comparación con el escenario 1. Además, la mejora ambiental, sumada a la mejora tecnológica, incrementan la producción de energía eléctrica en el escenario 6, obteniendo una ganancia de 30.3%.

## **Recomendaciones**

Se recomienda realizar mediciones de irradiación reflejada específicas para el lugar de instalación; a fin de, conocer el albedo y tener mayor seguridad de este componente en el cálculo de la producción de energía eléctrica por el reverso de los módulos fotovoltaicos.

Se recomienda solicitar y analizar la curva de corrección de potencia por temperatura de los inversores a los fabricantes, si se quiere realizar un análisis más detallado del impacto en estos.

Verificar la variación de ganancia de la producción de energía eléctrica de los seguidores de 2 ejes frente a los de un eje analizados en este trabajo.

Se recomienda analizar el impacto de la altura en la producción de energía eléctrica para tener un mejor alcance de este componente en los proyectos en la sierra del Perú.

Se recomienda analizar una evaluación económica o financiera para contrastar los resultados de ganancia de producción de energía eléctrica frente los indicadores económicos o financieros que trae como consecuencia.

## Referencias bibliográficas

- Basurto Siuce, E., & Torre Salazar, N. V. (2019). *Evaluación experimental de dos modelos matemáticos de la temperatura de un panel fotovoltaico a las condiciones del valle del Mantaro*. Universidad Nacional del Centro del Perú.
- Carta Gonzáles, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M.-A. (2009). *Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables*. Madrid: Pearson Education S.A.
- D'Angles Woolcott, B. E. (2020). *Análisis de los factores que influyen en el diseño de una planta fotovoltaica de 40MW ubicada en el Valle del Mantaro*. [Tesis de maestría, UNIVERSIDAD SEÑOR DE SIPÁN]. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.12894/6031>
- DS New Energy. (23 de 08 de 2020). *Sistema Híbrido Solar Fotovoltaico Y Diésel*. Recuperado el 07 de 06 de 2024, de <https://www.dsisolar.com/info/solar-pv-and-diesel-hybrid-system-49612614.html>
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes* (Vol. 4). Editorial: Wiley.
- Green Solutions. (29 de Junio de 2023). *PERDIDAS DE RENDIMIENTO DE LOS PANELES SOLARES POR EL CALOR EN VERANO*. Obtenido de Green Solutions: <https://greensolutions.es/noticias/blog/perdidas-de-rendimiento-de-los-paneles-solares-por-el-calor-en-verano#:~:text=A%20medida%20que%20la%20temperatura,reduce%20la%20producci%C3%B3n%20de%20electricidad>.
- Growatt. (16 de Marzo de 2023). *How does temperature affect solar inverter efficiency?* Obtenido de Growatt: <https://igrowattinverter.com/effect-of-temperature-on-solar-inverter/>
- Hernández, P. (08 de 03 de 2014). *Radiación directa, difusa y reflejada*. Recuperado el 25 de 04 de 2024, de <https://pedrojhernandez.com/2014/03/08/radiacion-directa-difusa-y-reflejada/>
- Huawei Technologies Co. (2024). *Utility Smart PV*. Recuperado el 20 de 05 de 2024, de <https://solar.huawei.com/es/professionals/all-products?utility-smart-pv>
- Iberdrola. (2024). *Radiación solar*. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/compromiso-social/radiacion-solar>
- IDEAM. (2024). *La radiación solar y su paso por la atmósfera*. Obtenido de <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/la-radiacion-solar-y-su-paso-por-la-atmosfera>
- Larrea Luzuriaga, G. F., & Bayas López, H. A. (2011). *DISEÑO DE UN SISTEMA SOLAR TÉRMICO PARA LA PRODUCCIÓN DE QUESOS EN LAS COMUNIDADES: CHIMBORAZO, SANTA ISABEL-SAN JUAN-CHIMBORAZO*. Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.
- Meteoblue. (2025). *Datos climáticos y meteorológicos históricos simulados para Ica*. Obtenido de Datos climáticos y meteorológicos históricos simulados para Ica:

[https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/ica\\_per%C3%BA\\_3938527](https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/ica_per%C3%BA_3938527)

- Pantoja, H. (23 de 11 de 2023). *Diferencias entre efecto fotoeléctrico y efecto fotovoltaico*. (Suncore Solar Energy) Recuperado el 20 de 05 de 2024, de <https://suncore.com.mx/paneles-solares/diferencias-entre-efecto-fotoelectrico-y-efecto-fotovoltaiico/>
- Penn State. (2023). *Uncertainty and Risk*. Obtenido de Penn State: <https://www.e-education.psu.edu/eme810/node/628>
- Plascencia Sánchez, E., Posadas, A., & Cabrera, C. (2006). Estimación de la Irradiancia Solar Total Extraterrestre en función del número de manchas solares. *TECNIA*.
- Plascencia Sánchez, E., Posadas, A., & Cabrera, C. (01 de 12 de 2006). Estimación de la Irradiancia Solar Total Extraterrestre en un función del número de manchas solares. *TECNIA*. doi:<https://doi.org/10.21754/tecnia.v16i2.388>
- PVsyst. (2025). *Albedo coefficient*. Obtenido de Albedo coefficient: <https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/albedo.htm>
- PVsyst. (2025). *The Hay transposition model*. Obtenido de The Hay transposition model: [https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/models\\_meteo\\_hay\\_model.htm](https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/models_meteo_hay_model.htm)
- Rojas Bismarck, J. P. (2017). *Diseño de una central solar fotovoltaica de 30mw, para su análisis técnico, operativo y económico en el SEIN; ubicada en Tacna*. [Tesis de maestría, UNIVERSIDAD SEÑOR DE SIPÁN]. Obtenido de <https://hdl.handle.net/20.500.12802/4873>
- Rojas Feris, E. A. (2020). *Optimización del rendimiento de sistemas fotovoltaicos mediante la implementación de un prototipo de mecanismo seguidor con cuerdas para la orientación solar automática MSCOSA*. [Tesis de maestría, UNIVERSIDAD SEÑOR DE SIPÁN]. Obtenido de <http://hdl.handle.net/10584/10161>
- Significados, Equipo. (20 de 09 de 2023). Recuperado el 30 de 04 de 2024, de <https://www.significados.com/energia/>
- Solargis. (2017). *Mapas de recursos solares de Peru*. (T. W. Bank, Productor) Recuperado el 01 de 05 de 2024, de <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/peru>
- Sun Supply. (02 de 07 de 2021). *Tipos de sistemas solares fotovoltaicos y sus aplicaciones*. Recuperado el 02 de 06 de 2024, de <https://www.sunsupplyco.com/diferentes-tipos-de-sistemas-solares-fotovoltaiicos/>
- Universidad Politécnica de Madrid. (s.f.). *Radiacion Solar Extraterrestre*. Obtenido de Radiacion Solar Extraterrestre: [https://moodle.upm.es/en-abierto/pluginfile.php/172/mod\\_label/intro/RADIACION-SOLAR-EXTRATERRESTRE.pdf](https://moodle.upm.es/en-abierto/pluginfile.php/172/mod_label/intro/RADIACION-SOLAR-EXTRATERRESTRE.pdf)
- Weather Spark. (s.f.). *El clima y el tiempo promedio en todo el año en Ica*. Obtenido de El clima y el tiempo promedio en todo el año en Ica: <https://es.weatherspark.com/y/22218/Clima-promedio-en-Ica-Per%C3%BA-durante-todo-el-a%C3%B1o>

## Anexos

	Pág.
Anexo A: <i>Matriz de Consistencia Título: “Análisis y mejora de los factores ambientales y tecnológicos de una Planta Solar Fotovoltaica de 13MWp para incrementar su producción de energía eléctrica”</i> .....	1
Anexo B <i>Cronograma</i> .....	3
Anexo C <i>Presupuesto</i> .....	4
Anexo D <i>Dimensiones y curvas I-V y P-V del módulo fotovoltaico monofacial</i> .....	5
Anexo E <i>Datos eléctricos, mecánicos, de temperatura y garantía del módulo fotovoltaico monofacial</i> .....	6
Anexo F <i>Dimensiones y curvas I-V y P-V del módulo fotovoltaico bifacial</i> .....	7
Anexo G <i>Datos eléctricos, mecánicos, de temperatura y garantía del módulo fotovoltaico bifacial</i> .....	8
Anexo H <i>Especificaciones técnicas del inversor SUN2000-330KTL-H1</i> .....	9
Anexo I <i>Especificaciones técnicas de la estructura Fija</i> .....	10
Anexo J <i>Especificaciones técnicas de la estructura con seguidor</i> .....	11
Anexo K <i>Especificaciones técnicas del centro de Transformación</i> .....	12
Anexo L <i>Especificaciones técnicas del inversor central</i> .....	13
Anexo M <i>Especificaciones técnicas del inversor string</i> .....	14
Anexo N <i>Resumen del escenario 1 de la simulación en PVsyst</i> .....	15
Anexo O <i>Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 1</i> .....	16
Anexo P <i>Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 1</i> .....	17
Anexo Q <i>Diagrama de pérdidas para el escenario 1</i> .....	18
Anexo R <i>Resumen del escenario 2 de la simulación en PVsyst</i> .....	19

Anexo S <i>Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 2</i> .....	20
Anexo T <i>Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 2</i> .....	21
Anexo U <i>Diagrama de pérdidas para el escenario 2</i> .....	22
Anexo V <i>Resumen del escenario 3 de la simulación en PVsyst</i> .....	23
Anexo W <i>Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 3</i> .....	24
Anexo X <i>Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 3</i> .....	25
Anexo Y <i>Diagrama de pérdidas para el escenario 3</i> .....	26
Anexo Z <i>Resumen del escenario 4 de la simulación en PVsyst</i> .....	27
Anexo AA <i>Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 4</i> .....	28
Anexo BB <i>Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 4</i> .....	29
Anexo CC <i>Diagrama de pérdidas para el escenario 4</i> .....	30
Anexo DD <i>Resumen del escenario 5 de la simulación en PVsyst</i> .....	31
Anexo EE <i>Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 5</i> .....	32
Anexo FF <i>Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 5</i> .....	33
Anexo GG <i>Diagrama de pérdidas para el escenario 5</i> .....	34
Anexo HH <i>Resumen del escenario 6 de la simulación en PVsyst</i> .....	35
Anexo II <i>Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 6</i> .....	36
Anexo JJ <i>Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 6</i> .....	37
Anexo KK <i>Diagrama de pérdidas para el escenario 6</i> .....	38

## Anexo A: Matriz de Consistencia

*Título: “Análisis y mejora de los factores ambientales y tecnológicos de una Planta Solar Fotovoltaica de 13MWp para incrementar su producción de energía eléctrica”*

Problema General:	Objetivo General:	Hipótesis General:	Variables:	Metodología:
¿De qué manera se incrementa la producción de energía eléctrica de una planta solar fotovoltaica de 13MWp?	Analizar y mejorar ambiental y tecnológicamente una planta solar fotovoltaica de 13MWp para incrementar la producción de energía eléctrica.	El análisis y mejora ambiental y tecnológica de una planta solar fotovoltaica de 13MWp influye en el incremento de la producción de energía eléctrica.	<b>VI:</b> Análisis y mejora ambiental y tecnológica de una planta solar fotovoltaica de 13MWp <b>VD1:</b> Incremento de la producción de energía eléctrica	<b>Tipo de investigación:</b> Aplicada <b>Nivel de investigación:</b> Descriptivo y correlacional <b>Enfoque:</b> Cuantitativo <b>Diseño:</b> No experimental y transversal
Problemas Específicos:	Objetivos Específicos:	Hipótesis Específicas:		
1. ¿De qué manera se determina la influencia de factores ambientales y tecnológicos en la producción de energía eléctrica de una planta solar fotovoltaica de 13MWp?	1. Analizar los factores ambientales y tecnológicos de la planta solar fotovoltaica de 13MWp para determinar su influencia en la producción de energía eléctrica.	1. El análisis de los factores ambientales y tecnológicos de una planta solar fotovoltaica de 13MWp determinan su influencia en la producción de energía eléctrica.	<b>Población y muestra:</b> La población comprende el diseño de una planta solar fotovoltaica de 13MWp. La muestra objeto de estudio son los componentes principales de la planta solar fotovoltaica. <b>Técnicas e instrumentos de recolección de datos:</b>	
2. ¿De qué manera se cuantifica la mejora	2. Determinar el incremento de la producción de	2. La determinación del incremento de producción		

ambiental y tecnológica de la planta solar fotovoltaica de 13MWp en su producción de energía eléctrica?

energía eléctrica para cuantificar la mejora ambiental y tecnológica de la planta solar fotovoltaica de 13MWp.

de energía eléctrica define la cuantificación de la mejora ambiental y tecnológica de la planta solar fotovoltaica de 13MWp.

SolarGIS, PVGIS, Atlas Solar, Meteonorm, cotización de proveedores.

**Técnicas e instrumentos de análisis y procesamiento de datos:**  
Excel, PVsyst, PVcase.

**Anexo B**  
*Cronograma*

ACTIVIDADES		MESES													
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
		Dic-23	Ene-24	Feb-24	Mar-24	Abr-24	May-24	Jun-24	Jul-24	Ago-24	Set-24	Oct-24	Nov-24	Dic-24	Ene-25
FASE I	Selección y análisis del problema														
	Recopilación de información														
	Selección de información relevante														
FASE II	Análisis de información														
	Procesamiento de información														
	Cálculo de datos mediante software														
	Desarrollo del análisis, procesamiento y datos de software														
FASE III	Análisis y discusión de resultados														
	Conclusiones y recomendaciones														

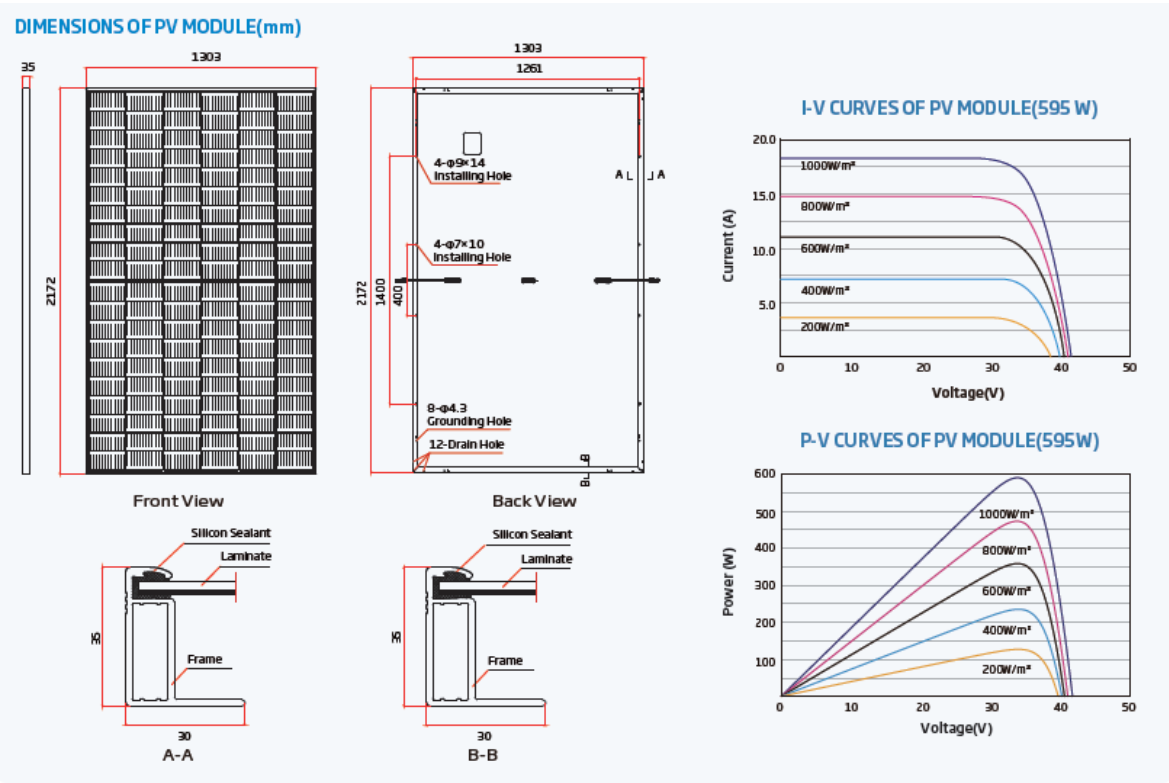
## Anexo C

### Presupuesto

PARTIDAS	MONTO (Soles)		SUB TOTAL
I. HARDWARE Y OTROS			
Laptop	S/	6,800.00	S/ 8,800.00
Internet	S/	200.00	
Pasajes	S/	300.00	
Congresos	S/	1,500.00	
II. SOFTWARE Y DATOS			
PVcase	S/	1,500.00	S/ 2,550.00
PVsyst	S/	750.00	
SolarGIS	S/	300.00	
TOTAL (I + II) - SOLES			S/ 11,350.00

Anexo D

Dimensiones y curvas I-V y P-V del módulo fotovoltaico monofacial



## Anexo E

### Datos eléctricos, mecánicos, de temperatura y garantía del módulo fotovoltaico monofacial

#### ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-P <sub>max</sub> (Wp)*	585	590	595	600	605
Power Tolerance-P <sub>max</sub> (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A)	17.31	17.35	17.40	17.44	17.49
Open Circuit Voltage-V <sub>oc</sub> (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current-I <sub>sc</sub> (A)	18.37	18.42	18.47	18.52	18.57
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	20.7	20.8	21.0	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. \*Measuring tolerance: ±3%.

#### ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P <sub>max</sub> (Wp)	443	447	451	454	458
Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V)	31.5	31.7	31.9	32.0	32.2
Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A)	14.05	14.09	14.13	14.18	14.22
Open Circuit Voltage-V <sub>oc</sub> (V)	38.5	38.7	38.9	39.1	39.3
Short Circuit Current-I <sub>sc</sub> (A)	14.81	14.85	14.88	14.92	14.96

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

#### MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	2172×1303×35 mm (85.51×51.30×1.38 inches)
Weight	30.9 kg (68.1 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Backsheet	White
Frame	35mm(1.38 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: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02/ TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

#### TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P <sub>max</sub>	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>	0.04%/°C

#### MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	30A

#### WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

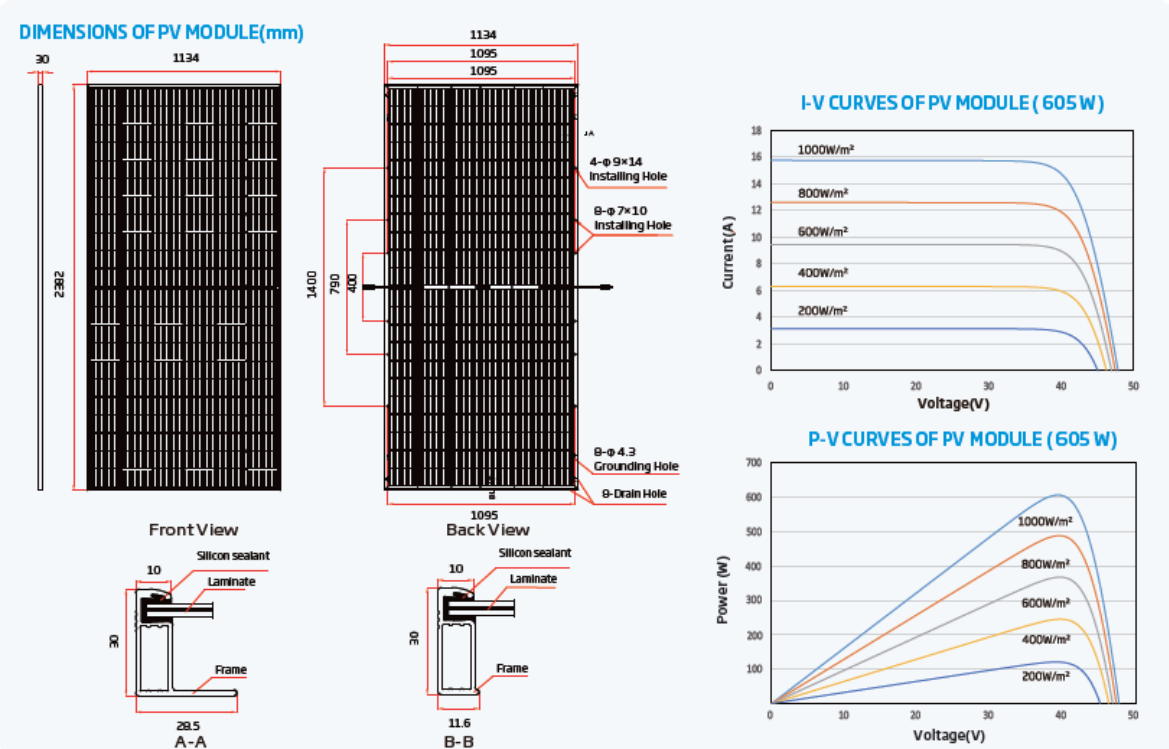
(Please refer to product warranty for details)

#### PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31 pieces
Modules per 40' container: 558 pieces

Anexo F

Dimensiones y curvas I-V y P-V del módulo fotovoltaico bifacial



## Anexo G

### Datos eléctricos, mecánicos, de temperatura y garantía del módulo fotovoltaico bifacial

#### MECHANICAL DATA

Solar Cells	N-type Monocrystalline	Frame	30mm(1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy
No. of cells	132 cells	J-Box	IP 68 rated
Module Dimensions	2382×1134×30 mm (93.78×44.65×1.18 inches)	Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ) Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Weight	33.7kg (74.3 lb)	Connector	MC4 EV02/ TS4 PLUS/ TS4*
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass		
Encapsulant material	POE/EVA		
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)		

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

#### ELECTRICAL DATA (STC & NOCT)

Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Peak Power Watts- $P_{max}$ (Wp)*	590	450	595	454	600	459	605	462	610	466	615	470	620	474
Power Tolerance- $P_{max}$ (W)	0 ~ +5													
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	39.7	37.4	40.0	37.6	40.3	37.9	40.5	38.1	40.8	38.3	41.1	38.6	41.4	38.8
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	14.86	12.05	14.89	12.07	14.91	12.11	14.94	12.13	14.96	12.16	14.98	12.19	14.99	12.20
Open Circuit Voltage- $V_{oc}$ (V)	47.8	45.4	48.1	45.7	48.4	46.0	48.7	46.2	49.0	46.5	49.3	46.8	49.6	47.1
Short Circuit Current- $I_{sc}$ (A)	15.72	12.67	15.76	12.69	15.80	12.73	15.83	12.75	15.86	12.78	15.89	12.80	15.91	12.82
Module Efficiency, $\eta_m$ (%)	21.8		22.0		22.2		22.4		22.6		22.8		23.0	

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. \*Measuring tolerance: ±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%	5%	10%	5%	10%
Total Equivalent power- $P_{max}$ (Wp)	620	649	625	655	630	660	635	666	641	671	646	677	651	682
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	39.7	39.7	40.0	40.0	40.3	40.3	40.5	40.5	40.8	40.8	41.1	41.1	41.4	41.4
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	15.60	16.35	15.63	16.38	15.66	16.40	15.69	16.43	15.71	16.46	15.73	16.48	15.74	16.49
Open Circuit Voltage- $V_{oc}$ (V)	47.8	47.8	48.1	48.1	48.4	48.4	48.7	48.7	49.0	49.0	49.3	49.3	49.6	49.6
Short Circuit Current- $I_{sc}$ (A)	16.51	17.29	16.55	17.34	16.59	17.38	16.62	17.41	16.65	17.45	16.68	17.48	16.71	17.50

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

#### MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85° C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

#### WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty

1% first year degradation
0.40% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

#### PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 35 pieces
Modules per 40' container: 720 pieces

## Anexo H

### Especificaciones técnicas del inversor SUN2000-330KTL-H1

Efficiency	
Max. Efficiency	≥ 99.03%
European Efficiency	≥ 98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPPT	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power ( $\cos\phi=1$ )	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	THD <sub>i</sub> < 1% (Rated)
Protection	
Smart String-level Disconnection (SSLD)	Yes
Smart Connector-level Detection (SCLD)	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Detection	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Detection Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤ 112 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m
Relative Humidity	0 ~ 100% (Non-condensing)
DC Connector	HH4SMM4TMSPA / HH4SFM4TMSPA
AC Connector	Support OT / DT Terminal (Max. 400 mm <sup>2</sup> )
Protection Degree	IP 66
Anti-corrosion Protection	C5-Medium
Topology	Transformerless
Standards Compliance	
IEC 62109-1/-2, IEC 62920, IEC 60947-2, EN 50549-2, IEC 61683, etc.	

## Anexo I

### *Especificaciones técnicas de la estructura Fija*

#### SPECIFICATIONS

Racking Type	Fixed-tilt structure
Terrain Adaption	Flat field, land with slight slope
Foundation Options	Ramming pile/cast-in-place pile/concrete foundation/screw pile
Tilt Angles	0-50°
Height	<3m
Module Orientation	Horizontal/Vertical
Module Supported	All commercially available modules
Design Standard	ASCE 7-10 or local standard
Structural Materials	Hot dipped galvanized/pre-galvanized steel plate/zinc-aluminium-magnesium alloy
Wind Load	≤80m/s
Snow Load	≤2.0KN/m <sup>2</sup>
Warranty	10 years durability on material

## Anexo J

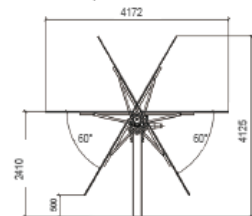
### Especificaciones técnicas de la estructura con seguidor

#### SKYSMART II TRACKER SPECIFICATIONS

Tracking Type	Independent horizontal single-axis tracker
Tracking Range	$\pm 60^\circ$
Drive Type	Slewing drive, synchronous multi-point design
Tracker N-S Length Limitation	$\leq 95\text{m}$
System Voltage	1,000 V or 1,500 V
Ground Coverage Ratio	Typical $\geq 32\%$
Foundation Options	Ramming/Cast-in-place concrete/Concrete Piles
Terrain Adaption	Up to 20% N-S Slope
Structure Material	Hot dipped galvanized steel/Pre-galvanized steel/Zn-Al-Mg coated steel
Power Supply	Powered by PV strings, back-up Li-ion battery
Power Consumption	Typical 0.04kWh/day
Standard Design Wind Speed	156mph (70m/s) per ASCE7-10, higher wind load available
Module Supported	All commercially available modules
Operation Temperature Range	-20°C to 60°C (-30°C to 60°C Optional)

#### ELECTRONIC CONTROLLER SPECIFICATIONS

Control System	1 controller per tracker
Control Algorithm	Astronomical algorithms + Tilt sensor closed-loop control+ AI algorithms
Tracking Accuracy	$\leq 2^\circ$
Controller's Power Supply	String powered as default, AC and small panel under request
Backtracking	Support terrain adaptive intelligent algorithm
Communication Options	LoRa wireless/RS 485 cable
Night Position	Yes
Flood Mode	Tracker flat (Optional)
Snow Mode	Tracker at max tilt (optional)
Wind Stow Mode	Tracker flat



SkySmart II Side View

## Anexo K

### Especificaciones técnicas del centro de Transformación

Type designation	MVS3660-LV
Transformer	
Transformer type	Oil immersed
Rated power	3660 kVA @ 40 °C
Max. power	4026 kVA @ 30 °C
Vector group	Dyn11
LV / MV voltage	0.8 kV / ( 10 – 35 ) kV
Maximum input current at nominal voltage	2905 A
Frequency	50 Hz
Tapping on HV	0 , ± 2 * 2.5 %
Efficiency	Tier2
Cooling method	ONAN ( Oil Natural Air Natural )
Impedance	7 % ( ± 10 % )
Oil type	Mineral oil ( PCB free )
Winding material	Al / Al
Insulation class	A
MV switchgear	
Insulation type	SF6
Rated voltage range	24 kV – 40.5 kV
Rated current	630 A
Internal arcing fault	IAC AFL 20 kA / 1 s
LV panel	
Main switch specification	4000 A / 800 Vac / 3P, 1 pcs
Disconnecter specification	260 A / 800 Vac / 3P, 12 pcs
Fuse specification	350A / 800 Vac / 1P, 36 pcs
Protection	
AC input protection	Fuse+Disconnecter
Transformer protection	Oil-temperature, Oil-level, Oil-pressure, Buchholz
Relay protection	50 / 51, 50 N / 51 N
Surge protection	AC Type I + II
General data	
Dimensions(W*H*D)	6058 mm * 2896 mm * 2438 mm
Approximate weight	15 T
Operating ambient temperature range *	-20 °C - 60 °C ( optional: -30 °C - 60 °C )
Auxiliary transformer supply	15 kVA / 400 V ( optional: max. 40 kVA )
Degree of protection	IP54
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 % – 95 %
Operating altitude	1000 m ( standard ) / > 1000 m ( optional )
Communication	Standard: RS485, Ethernet, Optical fiber
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN 50588-1

\* The ambient temperature is determined as the average temperature obtained from at least four evenly distributed temperature monitoring points located at a distance of 1 meter from the equipment, at a height halfway up the machine. The temperature sensors must be shielded from airflow, thermal radiation, and rapid temperature fluctuations to prevent display inaccuracies.

## Anexo L

### Especificaciones técnicas del inversor central

Type designation	SG3125HV-MV-30	SG3400HV-MV-30
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	
MPP voltage range	875 – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	2	
No. of DC inputs	16 / 18 / 22 / 24 / 28 (max. 24 for floating system)	
Max. PV input current	3997 A	
Max. DC short-circuit current	10000 A	
PV array configuration	Negative grounding or floating	
Output (AC)		
AC output power	3125 kVA @ 50 °C / 3437 kVA @ 45 °C	3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	3308 A	
AC voltage range	20 kV – 35 kV	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)	
DC current injection	< 0.5 % In	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
Efficiency		
Inverter max. efficiency	99.0%	
Inverter Euro. efficiency	98.7%	
Transformer		
Transformer rated power	3125 kVA	3437 kVA
Transformer max. power	3437 kVA	
LV / MV volatage	0.6 kV / (20 – 35) kV	
Trnsformer vector	Dy11	
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)	
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
Protection & Function		
DC input protection	Load break switch + fuse	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Circuit breaker	
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	6058 * 2896 * 2438 mm	
Weight	15 T	
Degree of protection	Inverter: IP65 / Others: IP54	
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)
Allowable relative humidity range	0 – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076	
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

## Anexo M

### Especificaciones técnicas del inversor string

Type designation	SG350HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
No. of independent MPP inputs	12 ( Optional: 16 )
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	12 * 40 A ( Optional: 16 * 30 A )
Max. DC short-circuit current per MPPT	60 A
Output (AC)	
AC output power	352 kVA @ 30°C / 320 kVA @ 40 °C / 295 kVA @ 50°C
Max. AC output current	254 A
Nominal output current	231 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 V – 920 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 Hz – 55 Hz, 60 Hz / 55 Hz – 65 Hz
THD	< 3 % ( at nominal power )
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency	99.02 % / 98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
PV string current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Surge protection	DC Type II / AC Type II
General data	
Dimensions (W*H*D)	1136 mm * 870 mm * 361 mm
Weight *	≤ 116 kg
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP66
Power consumption at night	< 6 W
Operating ambient temperature range	-30 °C – 60 °C
Allowable relative humidity range	0 % – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m ( > 3000 m derating )
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 ( Max. 6 mm², optional 10mm² )
AC connection type	Support OT/DT terminal ( Max. 400 mm² )
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control

## Anexo N

### Resumen del escenario 1 de la simulación en PVsyst

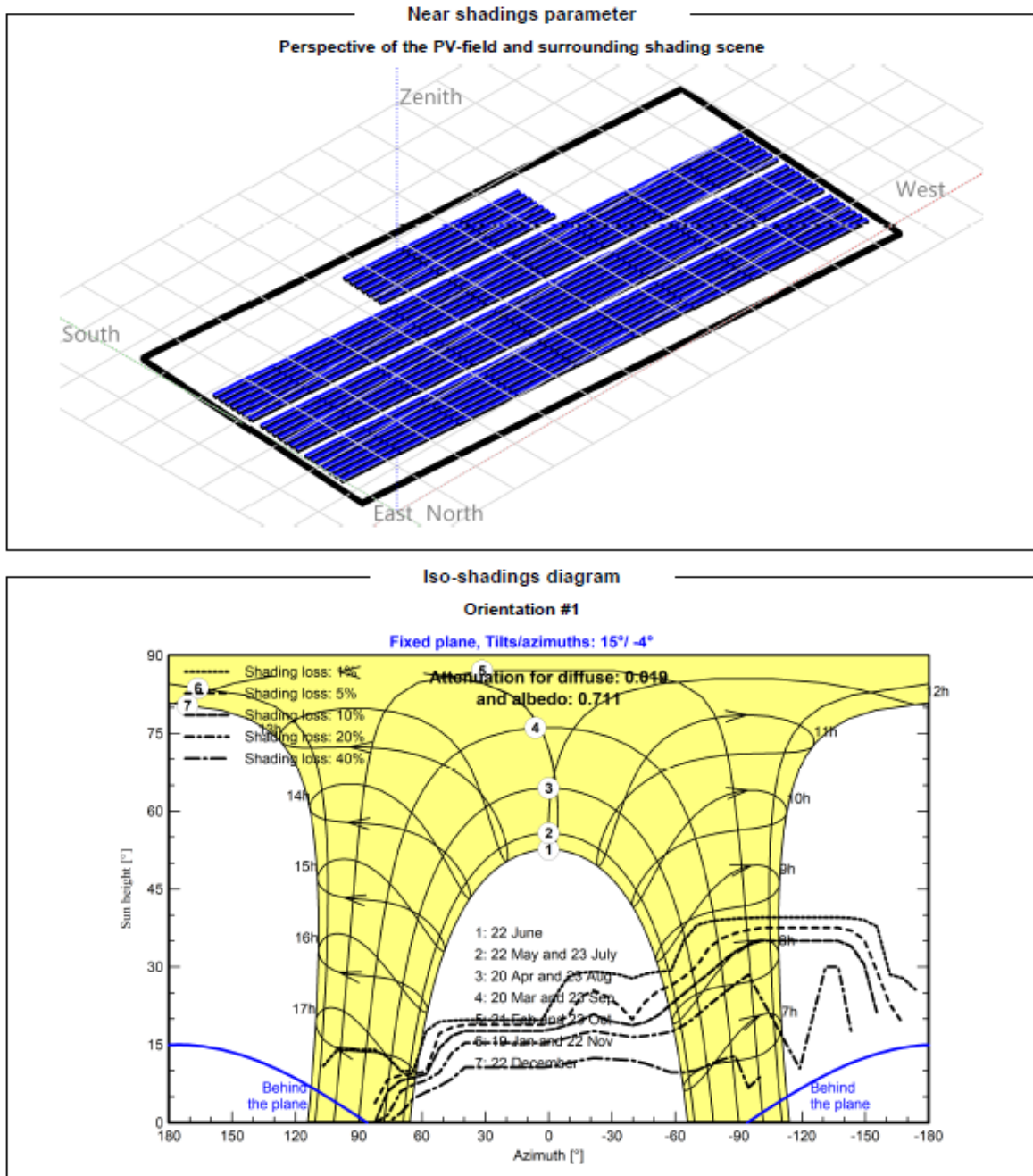
Project summary					
<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>	
PFV Villacuri		Latitude		Albedo	
Perú		Longitude		0.20	
		Altitude			
		Time zone		UTC-5	
<b>Weather data</b>					
PFV Villacuri - Hacienda Rio Seco					
SolarGISv2.2.44 - TMY					

System summary					
<b>Grid-Connected System</b>		<b>Sheds system</b>			
Simulation for year no 1					
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Fixed plane		According to strings : Slow (simul.)		Unlimited load (grid)	
Tilt/Azimuth		Electrical effect			
15 / -4 °		100 %			
<b>System information</b>					
<b>PV Array</b>		<b>Inverters</b>			
Nb. of modules		Nb. of units		30 units	
Pnom total		Pnom total		9900 kWac	
		Grid power limit		9920 kWac	
		Grid lim. Pnom ratio		1.326	

Results summary					
Produced Energy		23.59 GWh/year	Specific production	1793 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR
Apparent energy		23.59 GVAh/year			76.71 %

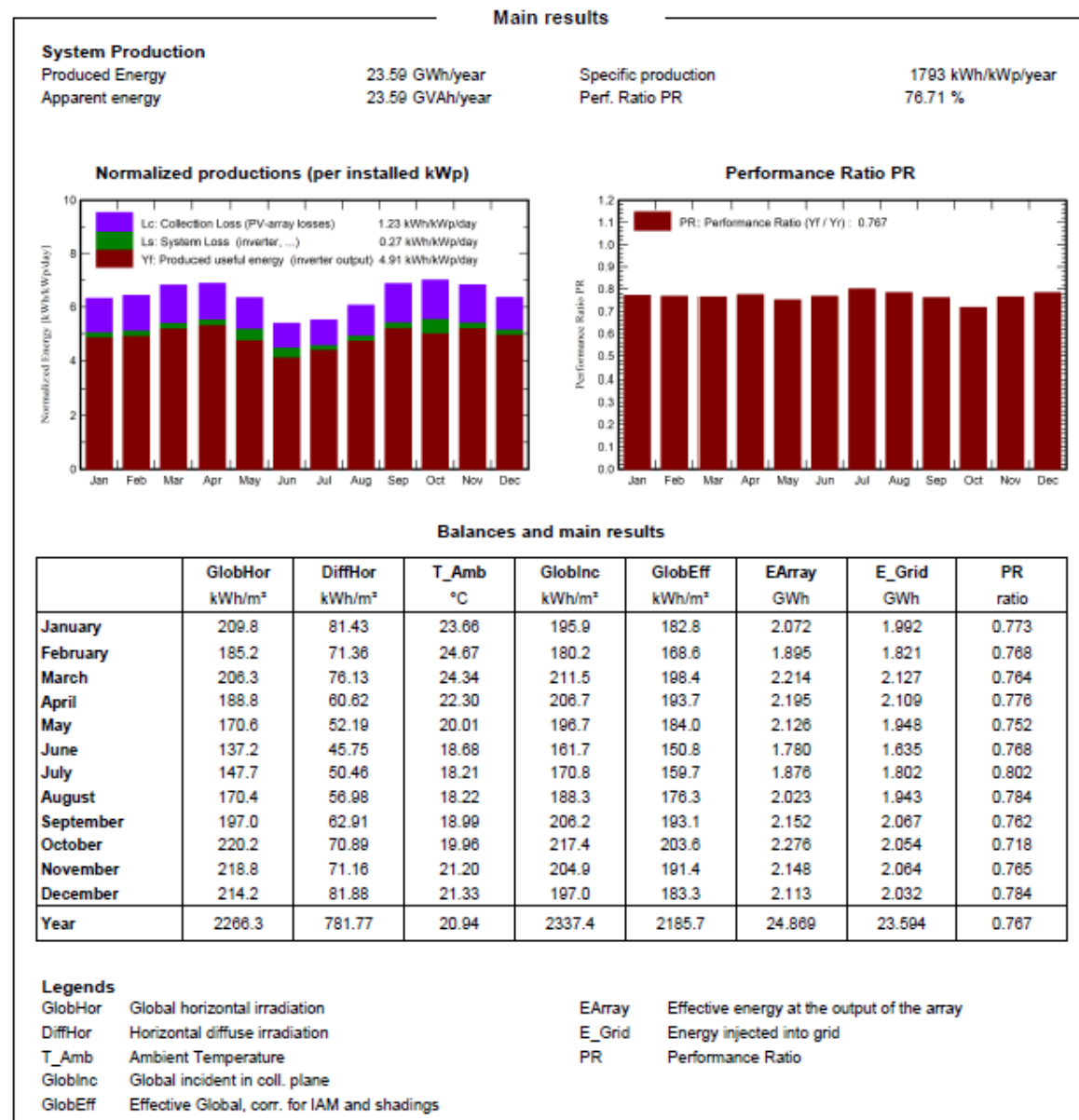
## Anexo O

Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 1



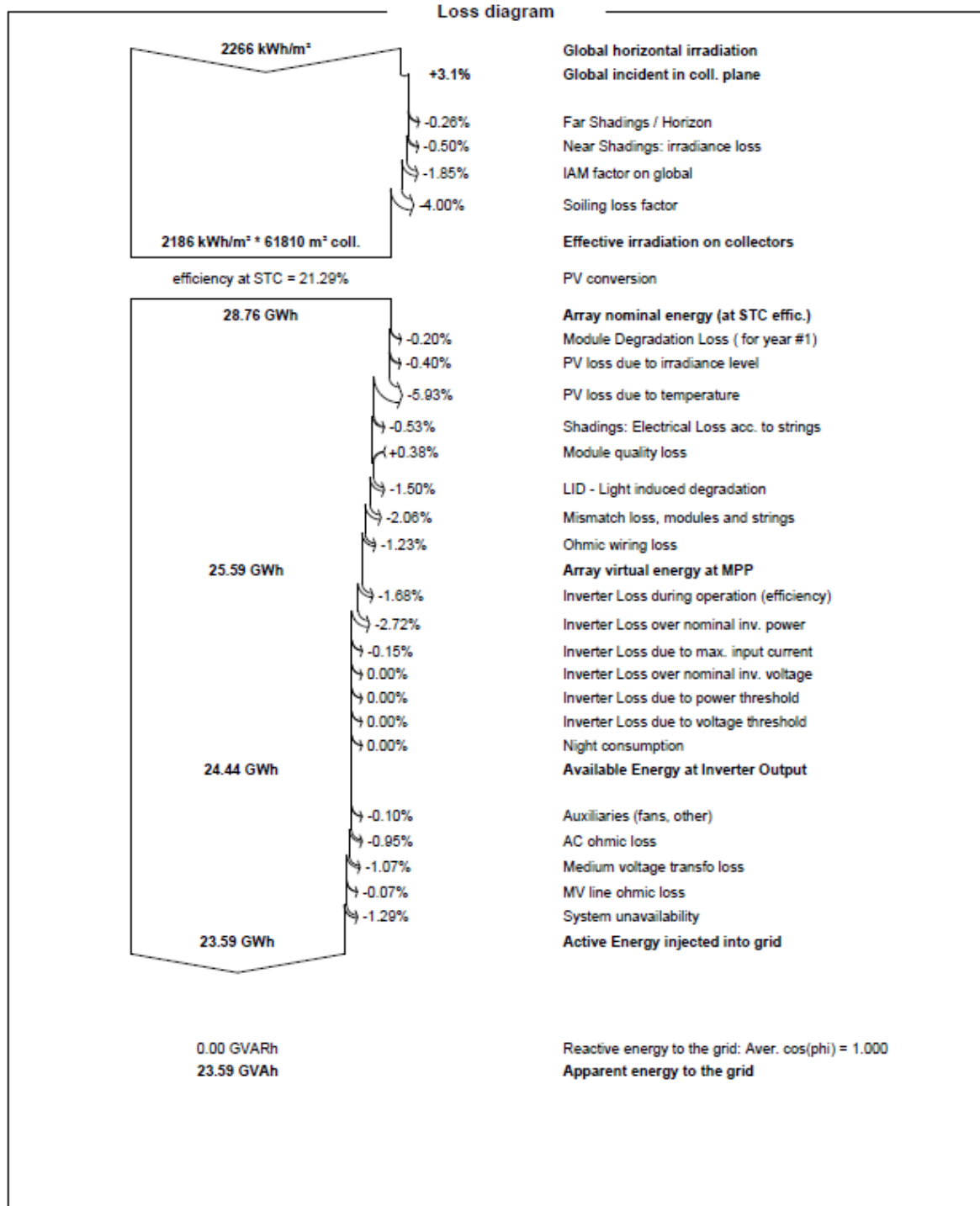
## Anexo P

### Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 1



## Anexo Q

### Diagrama de pérdidas para el escenario 1



## Anexo R

### Resumen del escenario 2 de la simulación en PVsyst

Project summary				
<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>
PFV Villacuri		Latitude	-13.93 °S	Albedo
Perú		Longitude	-75.91 °W	0.20
		Altitude	358 m	
		Time zone	UTC-5	
<b>Weather data</b>				
PFV Villacuri - Hacienda Rio Seco				
SolarGISv2.2.44 - TMY				

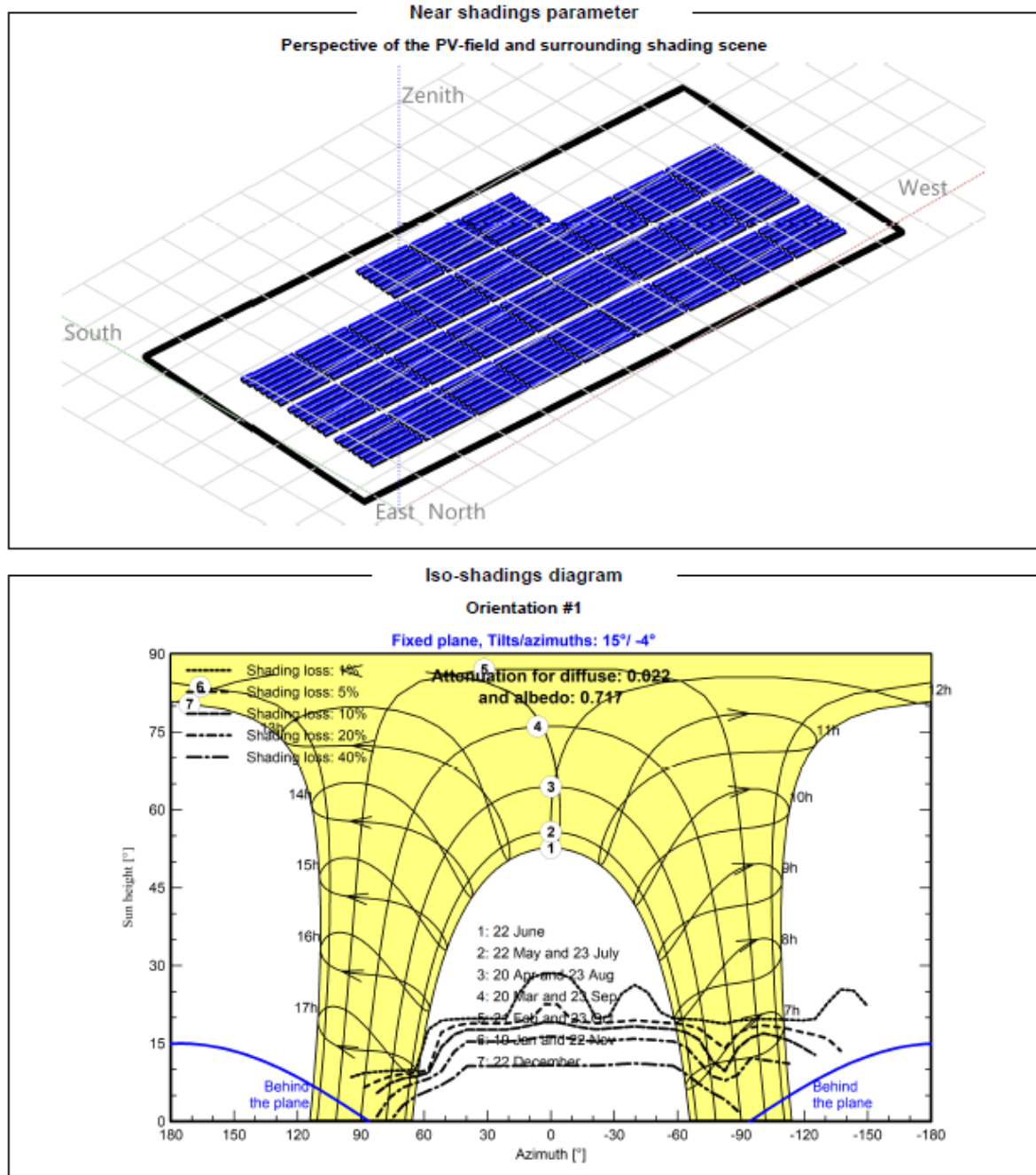
System summary				
<b>Grid-Connected System</b>		<b>Sheds system</b>		
Simulation for year no 1				
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>
Fixed plane		According to strings : Slow (simul.)		Unlimited load (grid)
Tilt/Azimuth	15 / -4 °	Electrical effect	100 %	
<b>System information</b>				
<b>PV Array</b>				
Nb. of modules	21840 units	<b>Inverters</b>		
Pnom total	13.16 MWp	Nb. of units	30 units	
		Pnom total	9900 kWac	
		Grid power limit	9920 kWac	
		Grid lim. Pnom ratio	1.326	

Results summary				
Produced Energy	25.07 GWh/year	Specific production	1905 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR
Apparent energy	25.07 GVAh/year			81.50 %

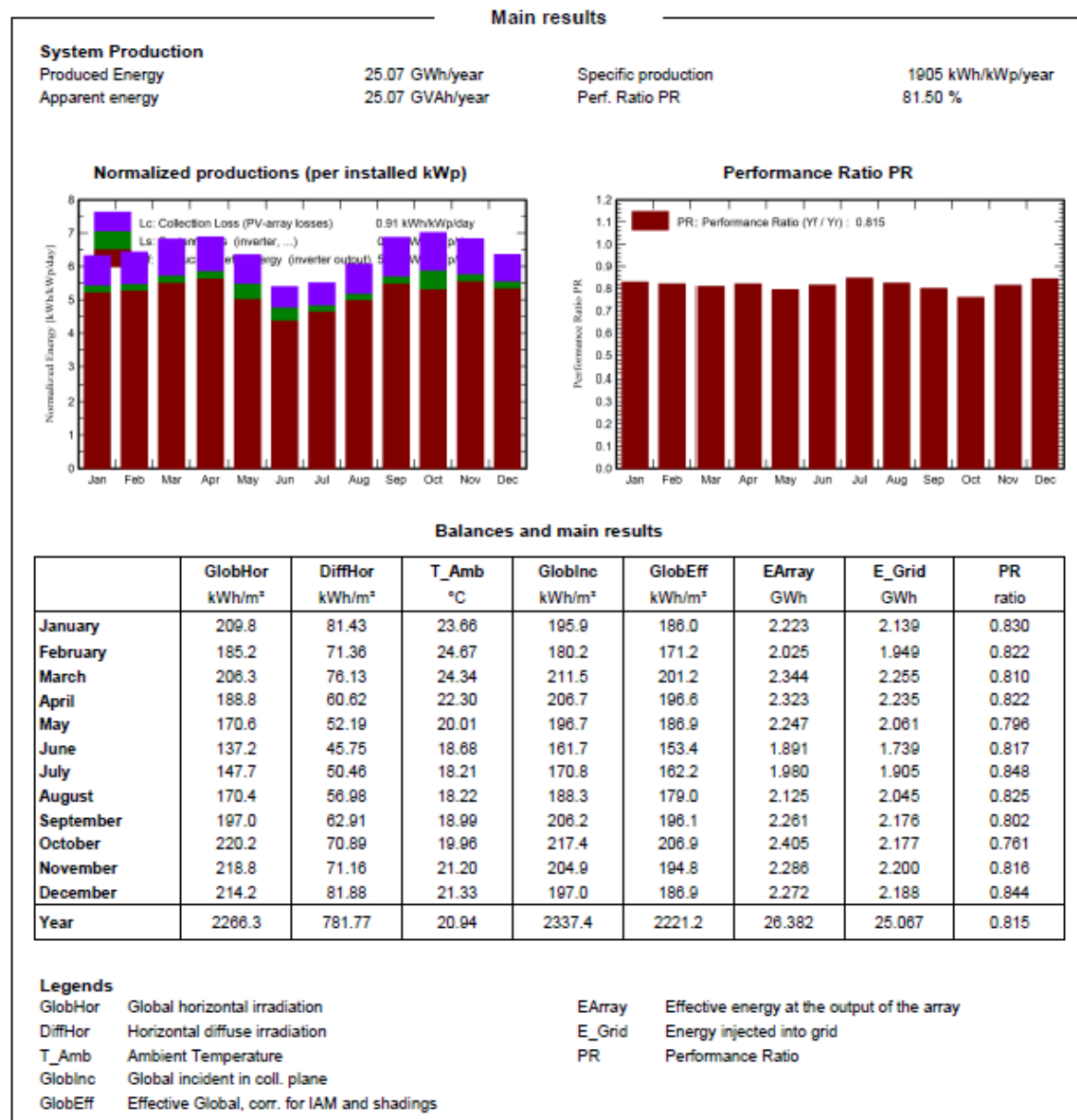
## Anexo S

Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 2



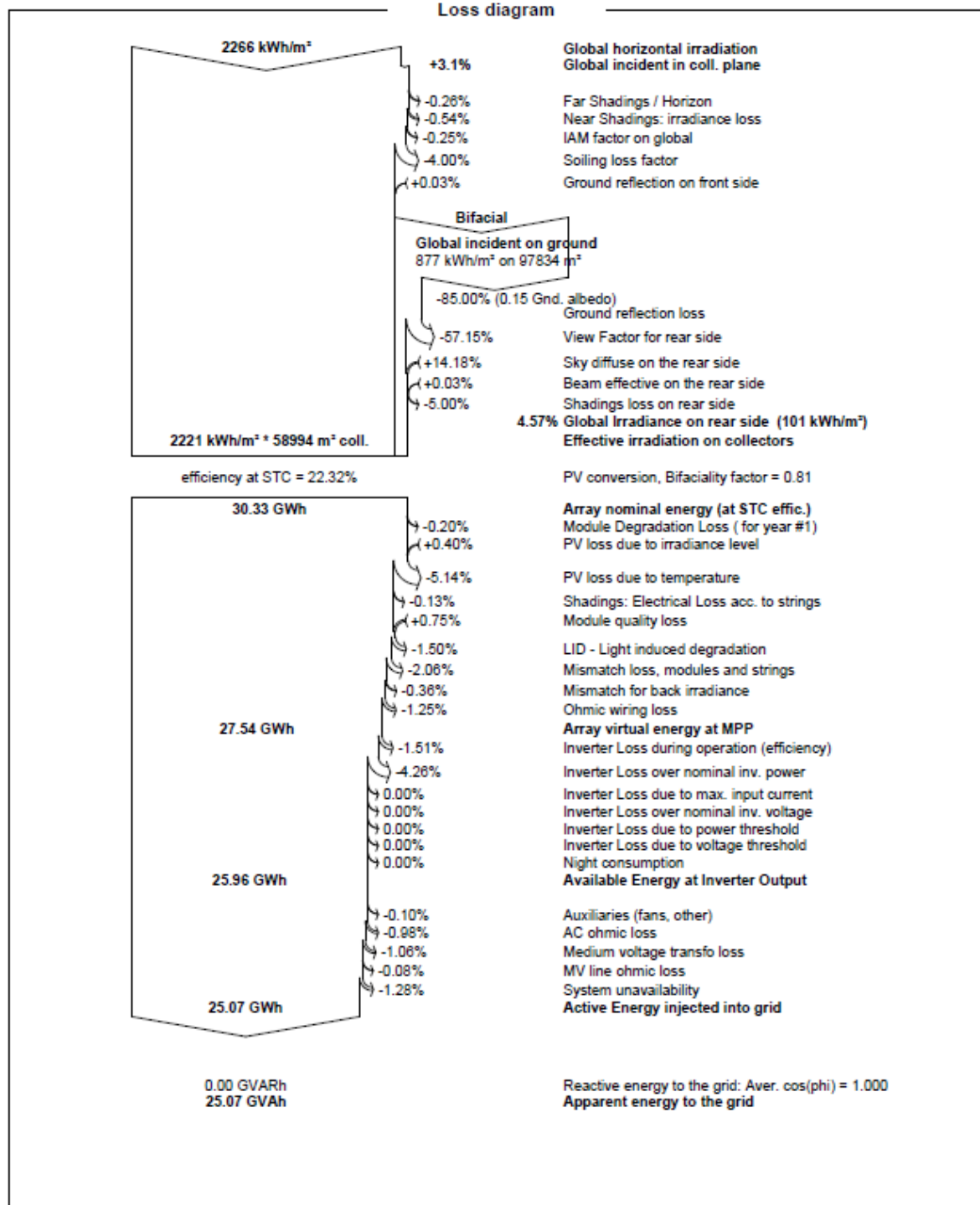
## Anexo T

### Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 2



## Anexo U

### Diagrama de pérdidas para el escenario 2



## Anexo V

### Resumen del escenario 3 de la simulación en PVsyst

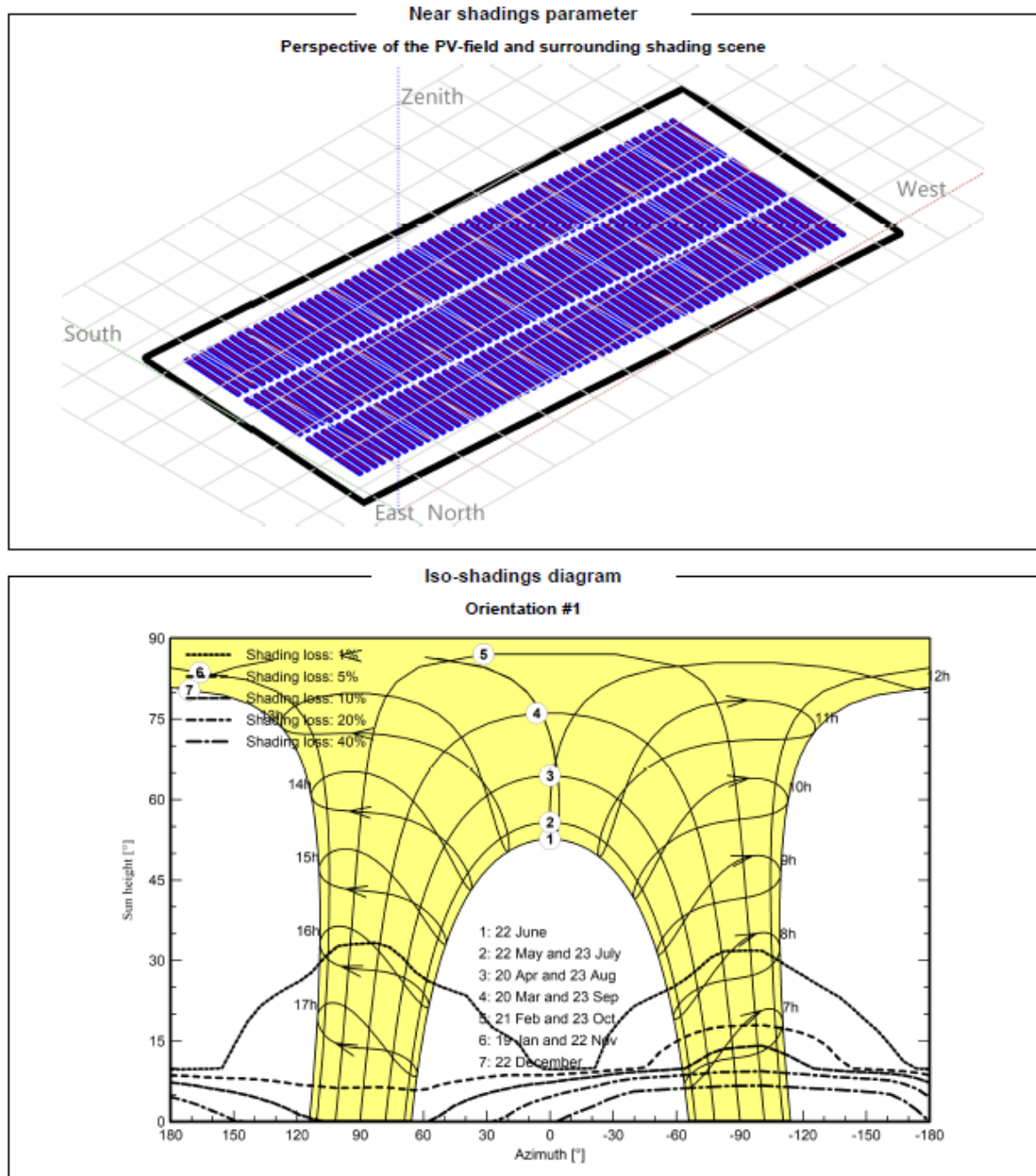
Project summary					
<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>	
PFV Villacuri		Latitude		Albedo	
Perú		Longitude		0.20	
		Altitude			
		Time zone		UTC-5	
<b>Weather data</b>					
PFV Villacuri - Hacienda Rio Seco					
SolarGISv2.2.44 - TMY					

System summary									
<b>Grid-Connected System</b>		<b>Tracking system with backtracking</b>							
Simulation for year no 1									
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>		<b>Near Shadings</b>					
Orientation		Astronomic calculation		According to strings : Slow (simul.)					
Tracking plane, tilted axis		Backtracking activated		Electrical effect					
Avg axis tilt				100 %					
Avg axis azim.				Diffuse shading					
				Automatic					
<b>System information</b>									
<b>PV Array</b>									
Nb. of modules		21840 units		<b>Inverters</b>					
Pnom total		13.16 MWp		Nb. of units					
				30 units					
				Pnom total					
				9900 kWac					
				Grid power limit					
				9920 kWac					
				Grid lim. Pnom ratio					
				1.326					
<b>User's needs</b>									
Unlimited load (grid)									

Results summary					
Produced Energy	27.39 GWh/year	Specific production	2081 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	75.53 %
Apparent energy	27.39 GVAh/year				

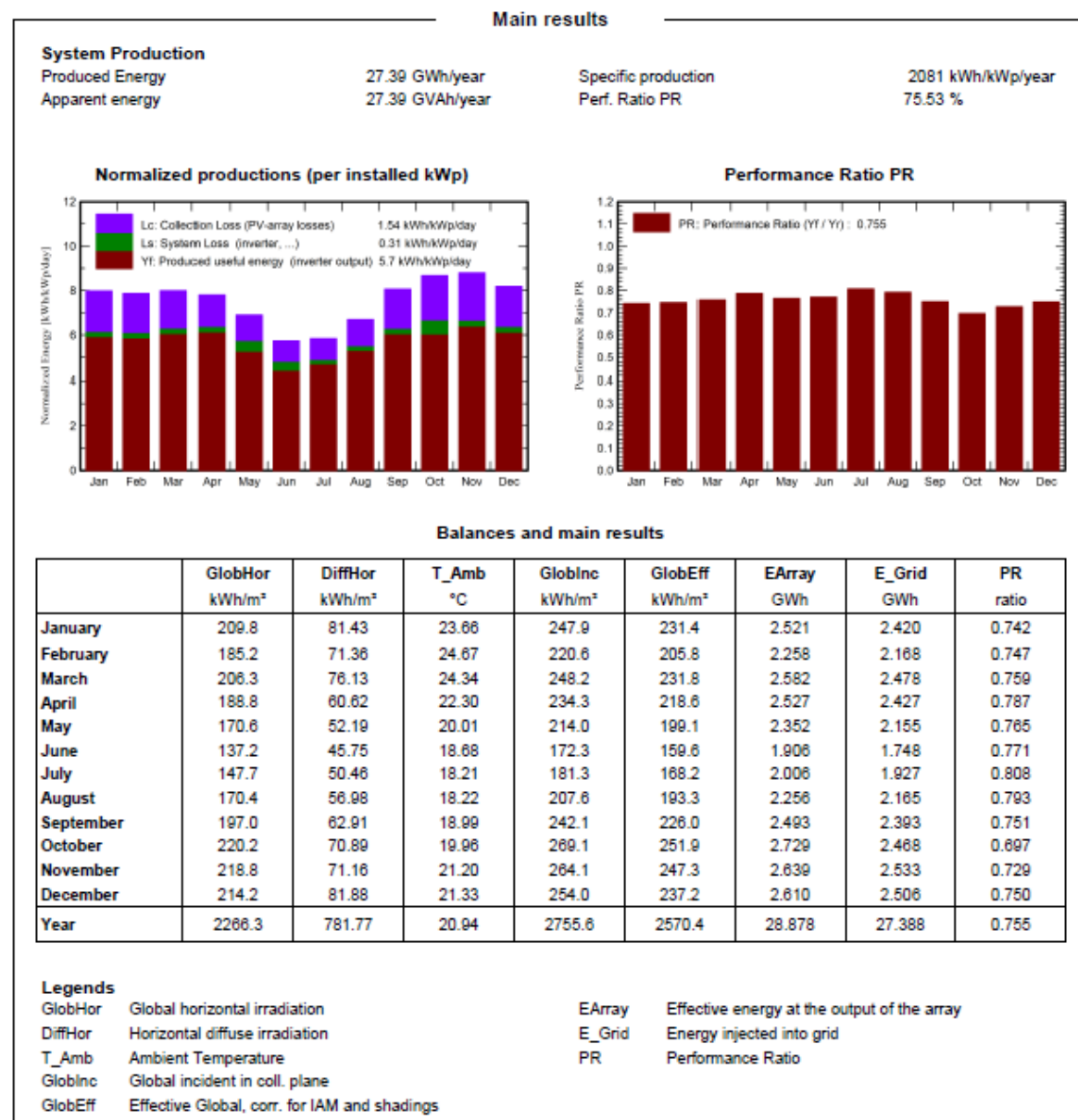
## Anexo W

Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 3



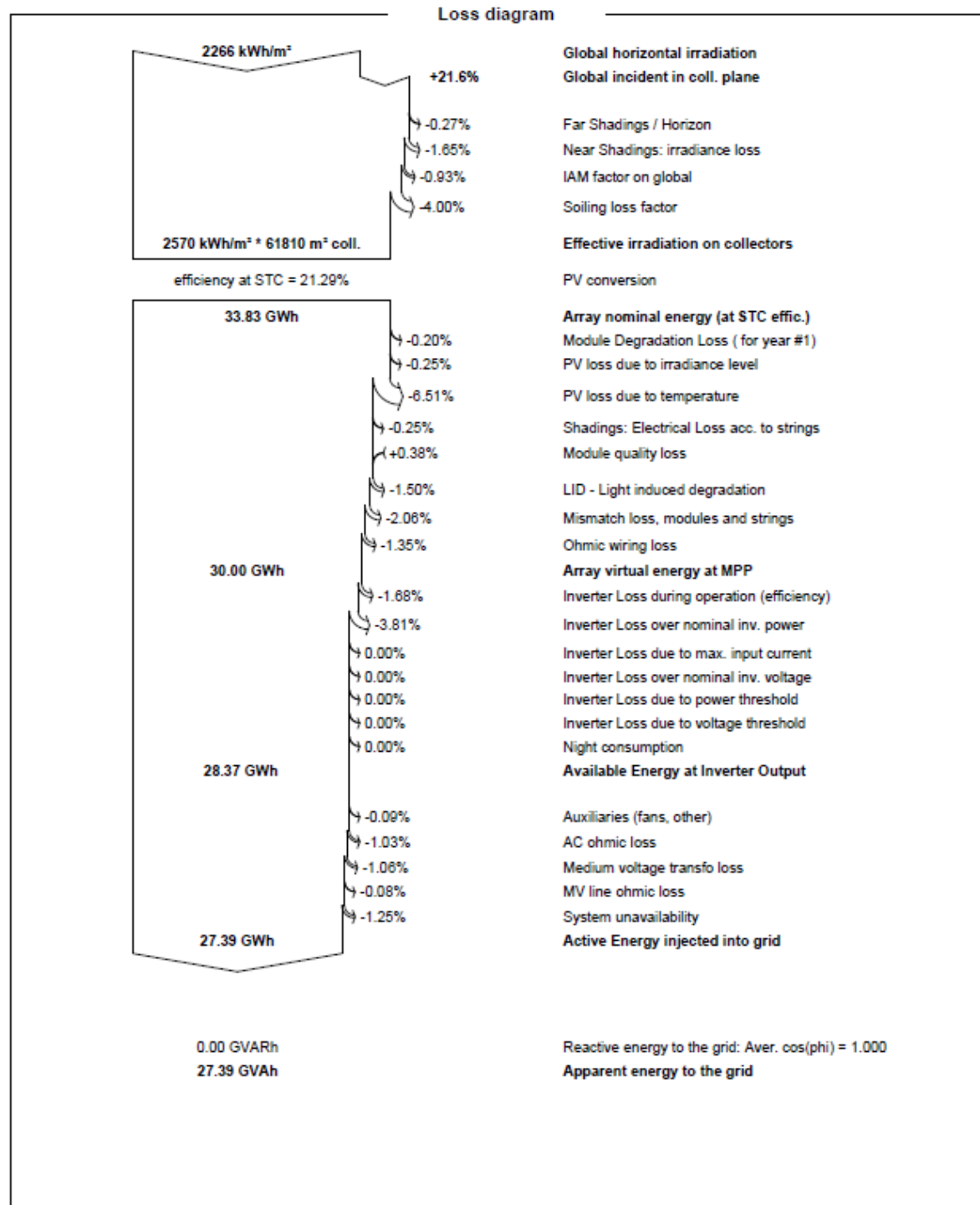
## Anexo X

### Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 3



## Anexo Y

### Diagrama de pérdidas para el escenario 3



## Anexo Z

### Resumen del escenario 4 de la simulación en PVsyst

Project summary					
<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>	
PFV Villacuri		Latitude	-13.93 °S	Albedo	0.20
Perú		Longitude	-75.91 °W		
		Altitude	358 m		
		Time zone	UTC-5		
<b>Weather data</b>					
PFV Villacuri - Hacienda Rio Seco					
SolarGISv2.2.44 - TMY					

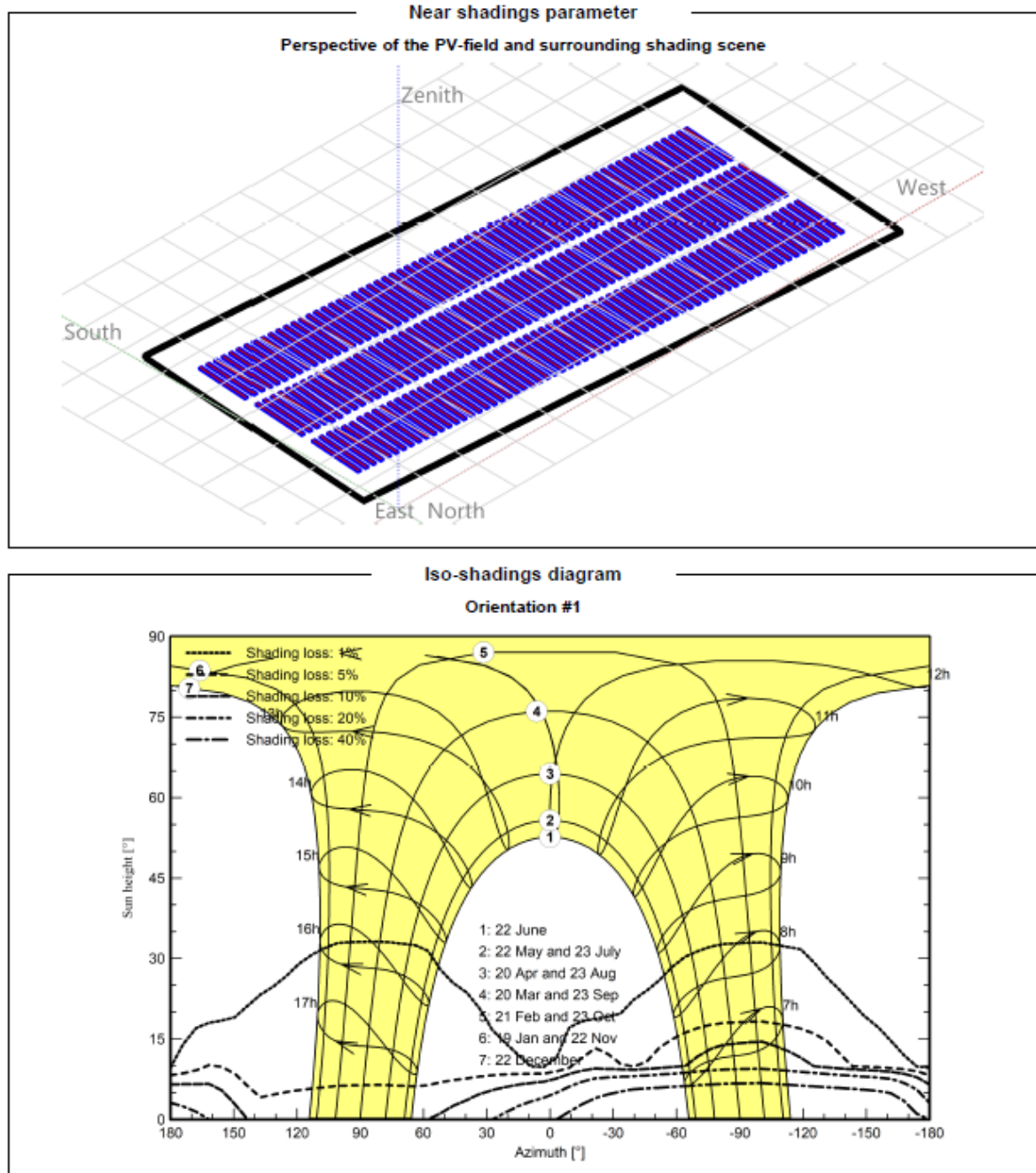
System summary					
<b>Grid-Connected System</b>		<b>Tracking system with backtracking</b>			
Simulation for year no 1					
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>		<b>Near Shadings</b>	
Orientation		Astronomic calculation		According to strings : Slow (simul.)	
Tracking plane, tilted axis		Backtracking activated		Electrical effect	100 %
Avg axis tilt	0 °			Diffuse shading	Automatic
Avg axis azim.	-4 °				
<b>System information</b>					
<b>PV Array</b>		<b>Inverters</b>			
Nb. of modules	21840 units	Nb. of units		30 units	
Pnom total	13.16 MWp	Pnom total		9900 kWac	
		Grid power limit		9920 kWac	
		Grid lim. Pnom ratio		1.326	
<b>User's needs</b>					
Unlimited load (grid)					

Results summary					
Produced Energy	28.06 GWh/year	Specific production	2132 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	78.16 %
Apparent energy	28.06 GVAh/year				

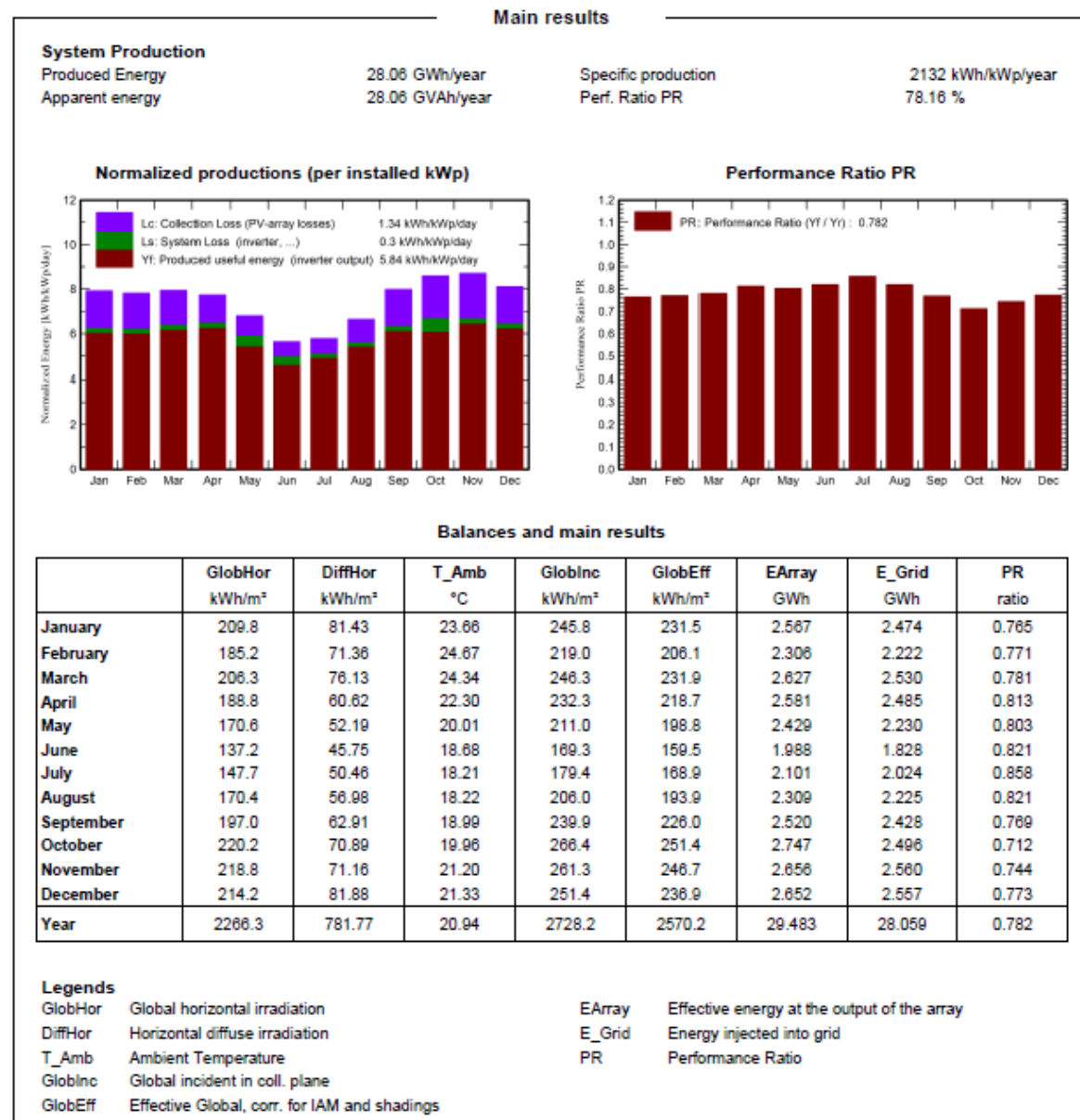
## Anexo AA

*Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 4*



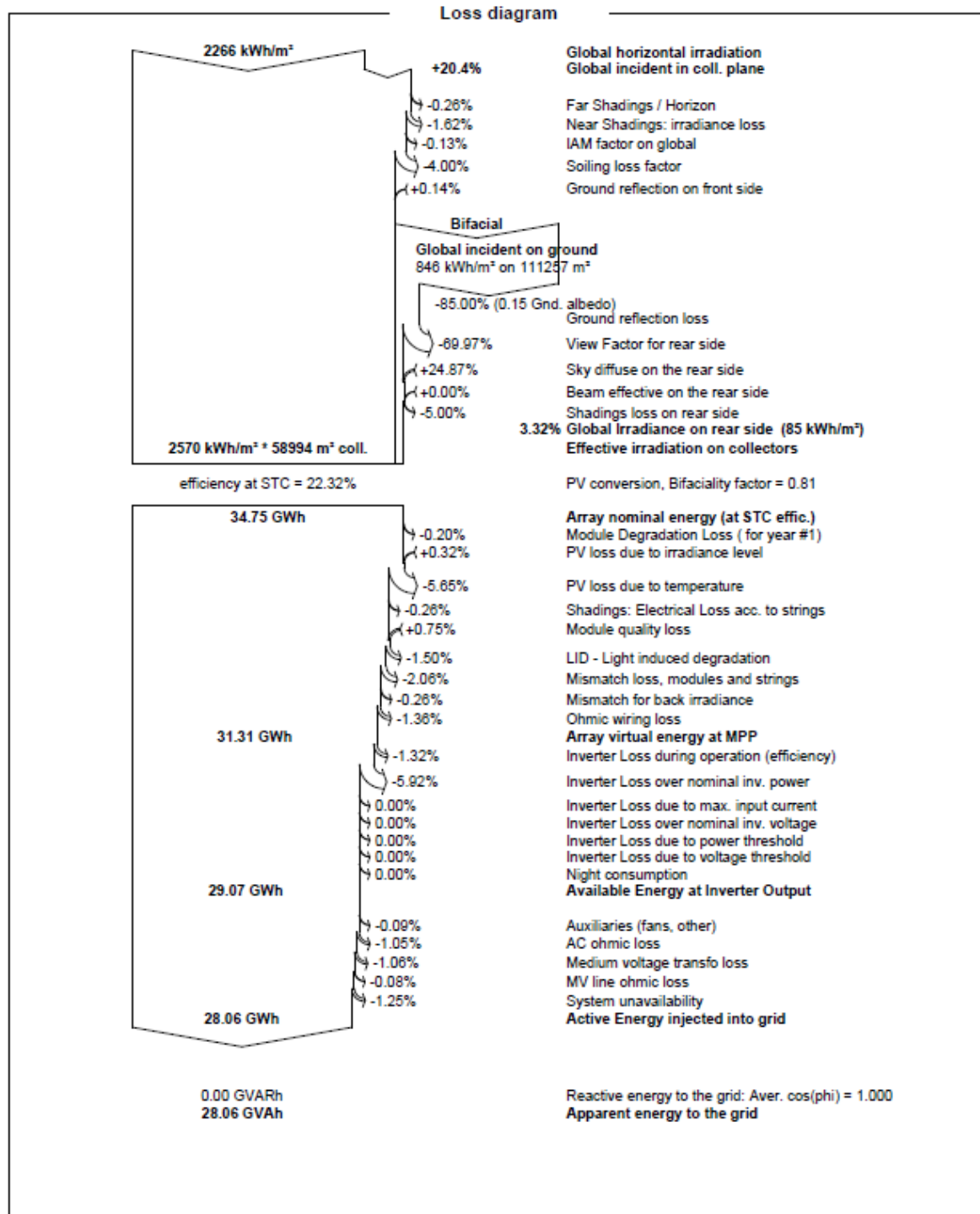
## Anexo BB

### Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 4



## Anexo CC

### Diagrama de pérdidas para el escenario 4



## Anexo DD

### Resumen del escenario 5 de la simulación en PVsyst

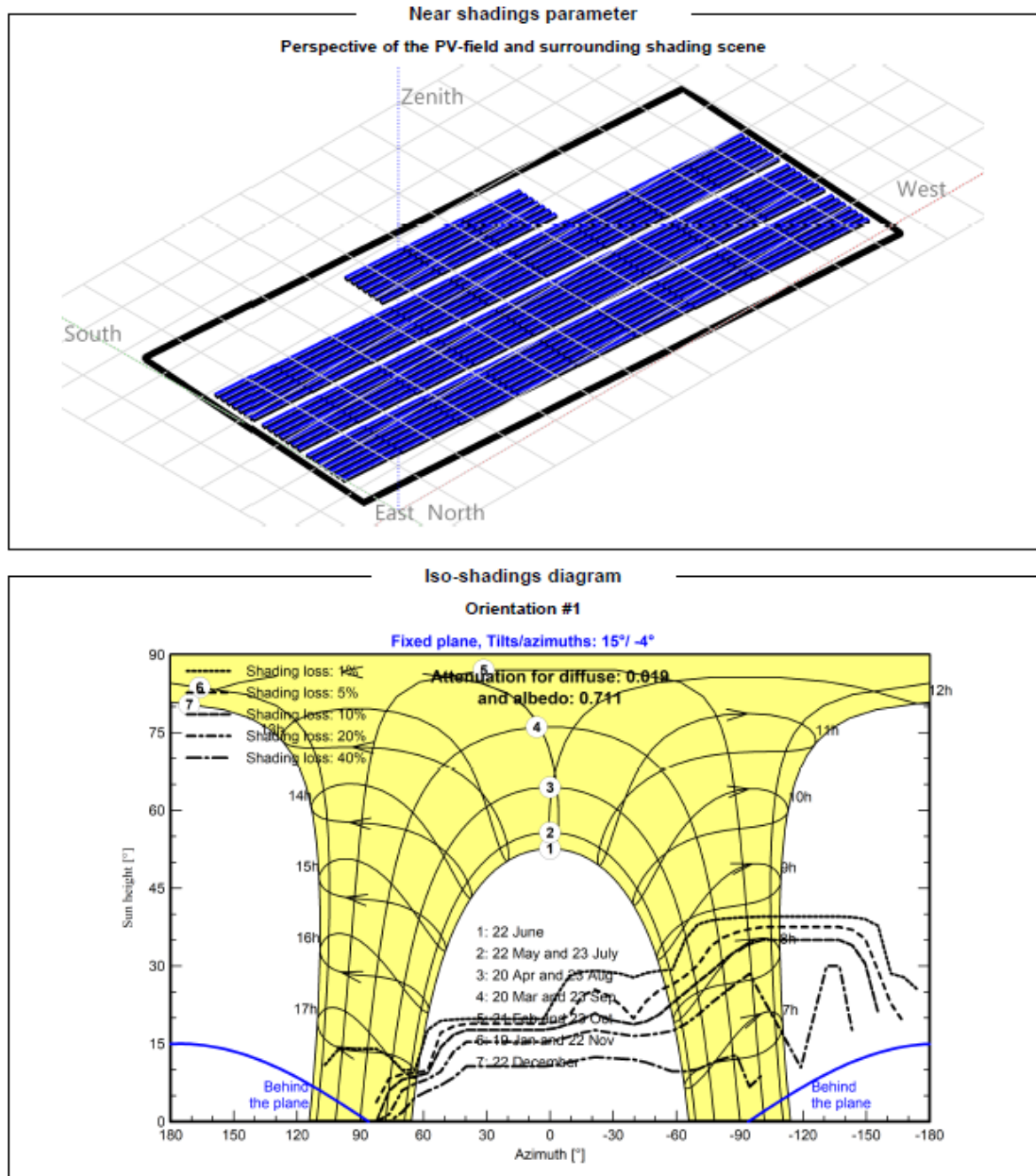
Project summary					
<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>	
La Martinez		Latitude	-13.94 °S	Albedo	0.20
Perú		Longitude	-75.75 °W		
		Altitude	495 m		
		Time zone	UTC-5		
<b>Weather data</b>					
La Martinez					
Meteonorm 8.1 (2010-2017), Sat=100% - Sintético					

System summary					
<b>Grid-Connected System</b>		<b>Sheds system</b>			
Simulation for year no 1					
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Fixed plane		According to strings : Slow (simul.)		Unlimited load (grid)	
Tilt/Azimuth	15 / -4 °	Electrical effect	100 %		
<b>System information</b>					
<b>PV Array</b>		<b>Inverters</b>			
Nb. of modules	21840 units	Nb. of units		30 units	
Pnom total	13.16 MWp	Pnom total		9900 kWac	
		Grid power limit		9920 kWac	
		Grid lim. Pnom ratio		1.326	

Results summary					
Produced Energy	25.41 GWh/year	Specific production	1931 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	78.05 %
Apparent energy	25.41 GVAh/year				

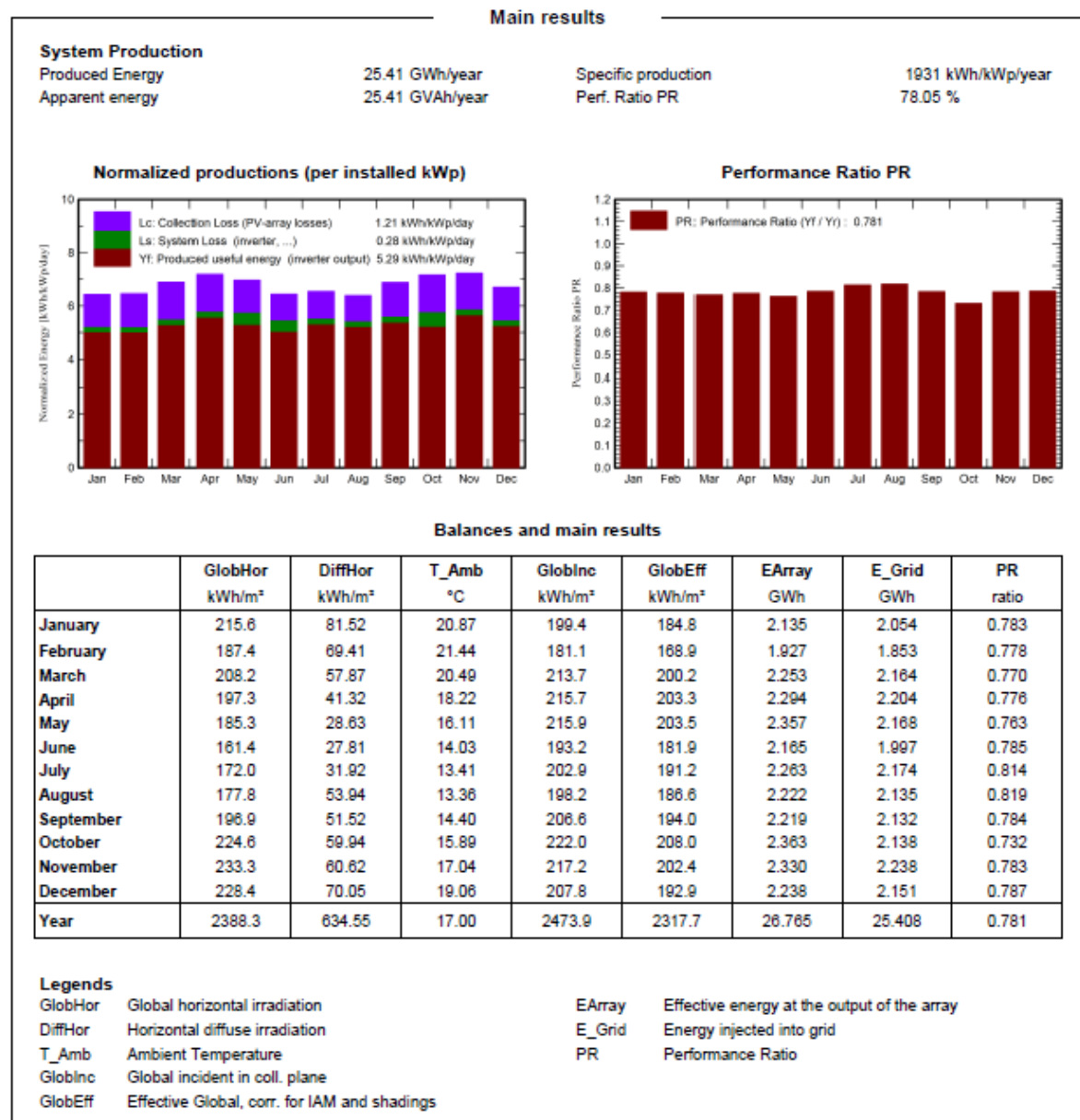
## Anexo EE

Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 5



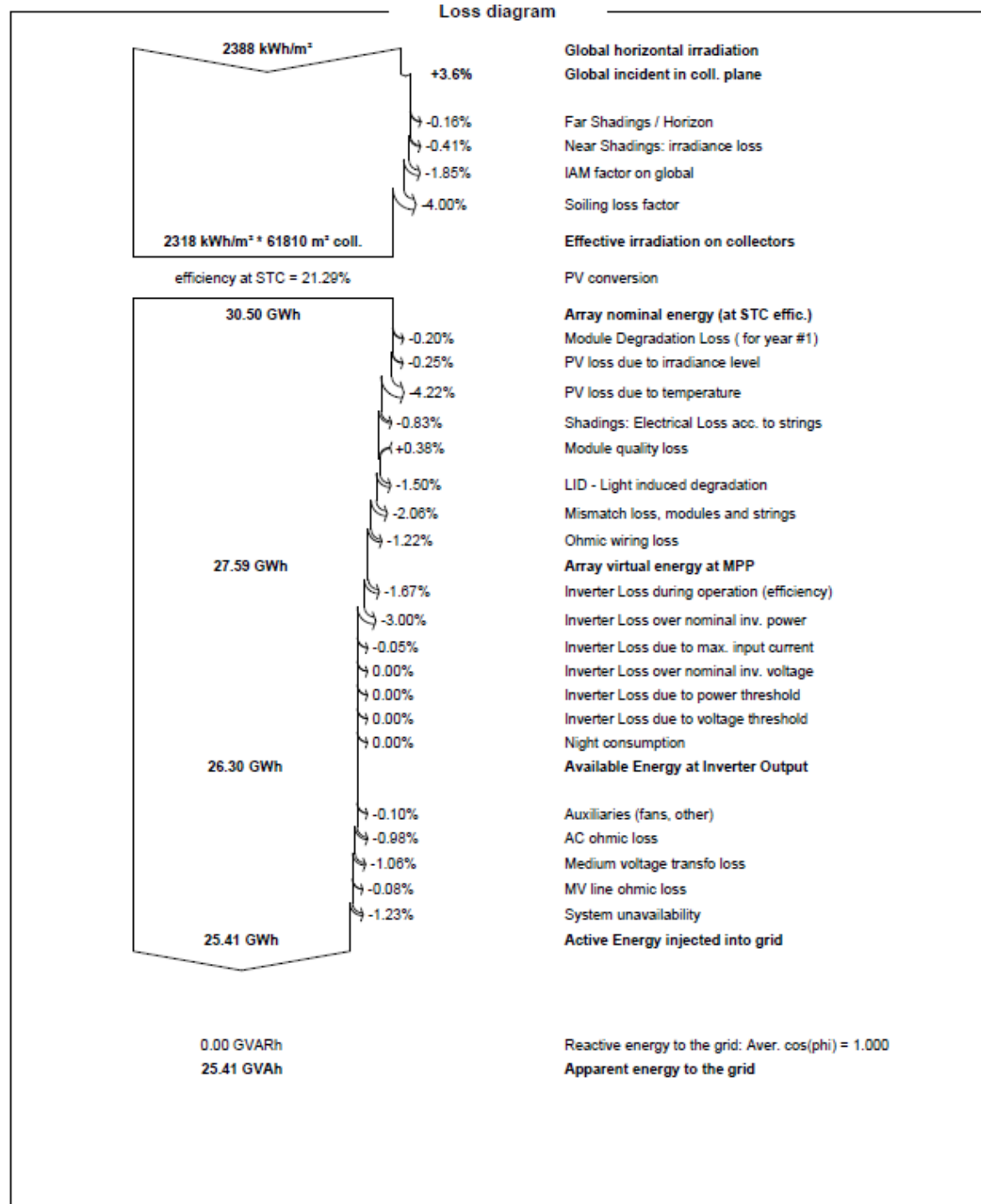
## Anexo FF

### Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 5



## Anexo GG

### Diagrama de pérdidas para el escenario 5



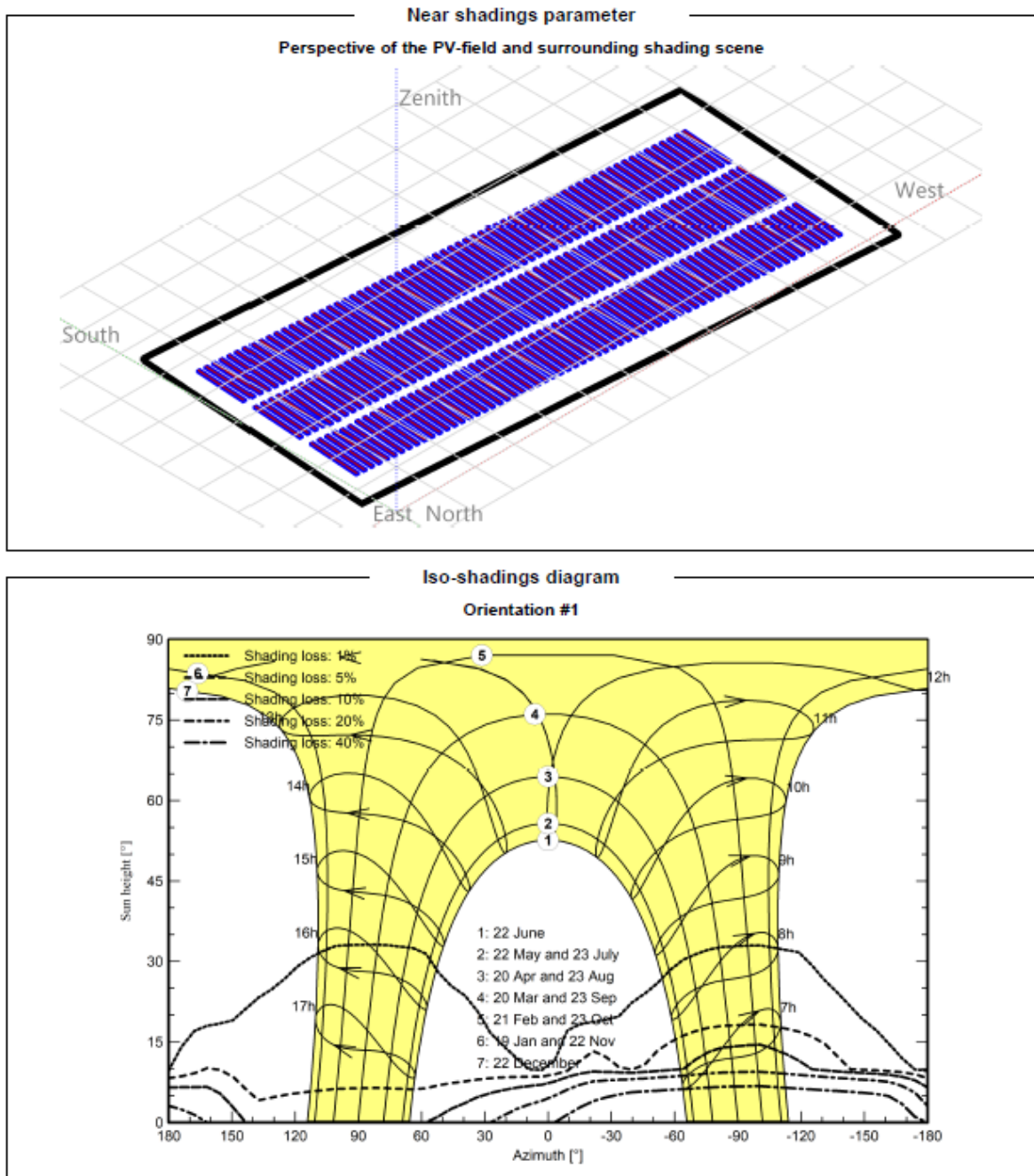
## Anexo HH

### Resumen del escenario 6 de la simulación en PVsyst

Project summary					
<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>	
La Martinez		Latitude	-13.94 °S	Albedo	0.20
Perú		Longitude	-75.75 °W		
		Altitude	495 m		
		Time zone	UTC-5		
<b>Weather data</b>					
La Martinez					
Meteonorm 8.1 (2010-2017), Sat=100% - Sintético					
System summary					
<b>Grid-Connected System</b>		<b>Tracking system with backtracking</b>			
Simulation for year no 1					
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>		<b>Near Shadings</b>	
Orientation		Astronomic calculation		According to strings : Slow (simul.)	
Tracking plane, tilted axis		Backtracking activated		Electrical effect	100 %
Avg axis tilt	0 °			Diffuse shading	Automatic
Avg axis azim.	-4 °				
<b>System information</b>					
<b>PV Array</b>		<b>Inverters</b>			
Nb. of modules	21840 units	Nb. of units		30 units	
Pnom total	13.16 MWp	Pnom total		9900 kWac	
		Grid power limit		9920 kWac	
		Grid lim. Pnom ratio		1.326	
<b>User's needs</b>					
Unlimited load (grid)					
Results summary					
Produced Energy	30.75 GWh/year	Specific production	2337 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	78.60 %
Apparent energy	30.75 GVAh/year				

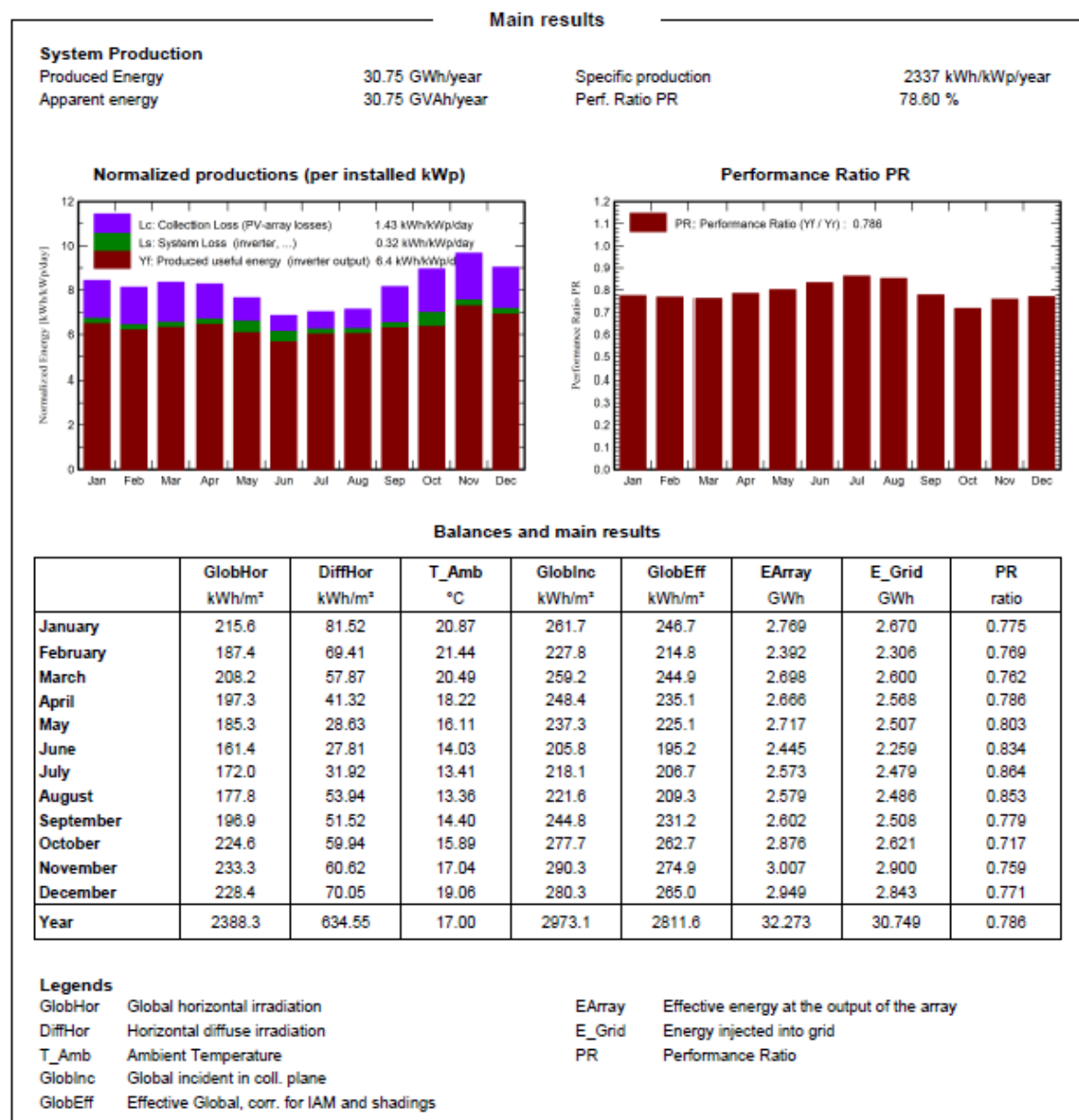
## Anexo II

*Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 6*



## Anexo JJ

### Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 6



## Anexo KK

### Diagrama de pérdidas para el escenario 6

