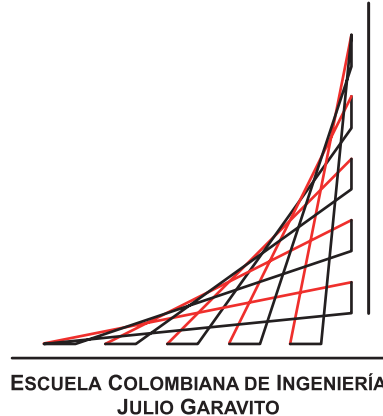


Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito  
Maestría en Ingeniería Eléctrica



# Rendimiento de una instalación fotovoltaica conectada a la red a más de 2500 msnm

Trabajo de Grado

Autor:

Julio César Quevedo Barrera

Director:

Javier Andrés Ruiz Garzón

Bogotá D.C., Colombia

Febrero, 2020



Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito  
Maestría en Ingeniería Eléctrica

# Rendimiento de una instalación fotovoltaica conectada a la red a más de 2500 msnm

**Julio César Quevedo Barrera**

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

**Magíster en Ingeniería Eléctrica**

Con énfasis en Recursos Energéticos

Director:

Javier Andrés Ruiz Garzón, MSc.

Grupo de Investigación:

Modelación Estratégica de Energía y Potencia

Bogotá D.C, Colombia


Febrero, 2020



## Aceptación del Jurado

---

El Trabajo de grado de Maestría titulado **Rendimiento de una instalación fotovoltaica conectada a la red a más de 2500 msnm**, presentado por **Julio César Quevedo Barrera**, cumple con los requisitos establecidos por la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito para optar al título de Magister en Ingeniería Eléctrica con énfasis en Recursos energéticos.



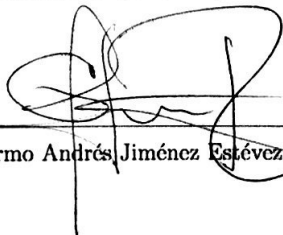
---

Director: Javier Andrés Ruiz Garzón, MSc.



---

Jurado: Salvador Seguí Chilet, PhD.



---

Jurado: Guillermo Andrés Jiménez Estévez, PhD.

Bogotá D.C, Colombia  
Febrero, 2020



*A mis padres Victor y Magdalena quienes con su amor, paciencia y esfuerzo me han permitido llegar a cumplir un logro más. Gracias por inculcar en mí el ejemplo de esfuerzo y valentía, y de no temer a las adversidades porque Dios está conmigo siempre.*





# Agradecimientos

---

Primeramente, doy gracias a Dios por darme la oportunidad de cumplir mis sueños y vivir cada día con motivación y propósitos claros. Además, le agradezco permitirme tener y disfrutar a mi familia, ya que ésta es la que me ha apoyado en cada decisión y proyecto que he emprendido.

A la Escuela por permitirme formarme en ella y darme todas las herramientas para poder culminar este programa con éxito.

Al grupo de investigación Modelación Estratégica de Energía y Potencia, y en especial al Ing. Javier Ruiz, director de este trabajo, y al Dr. Agustín Marulanda por su colaboración y apoyo en el desarrollo del mismo.

Finalmente, a todas aquellas personas, colegas y amigos que me brindaron su apoyo, tiempo e información para el logro de mis objetivos.



# Resumen

---

Las fuentes de energía renovable y especialmente la energía solar fotovoltaica, han comenzado a tener relevancia en los últimos años, gracias a sus ventajas con respecto a las fuentes de energía convencionales. Sin embargo, dado que en Colombia hasta hace muy poco se ha venido implementando sistemas fotovoltaicos, cuenta con un número reducido de trabajos de investigación concernientes a la producción de energía a partir de sistemas fotovoltaicos. De la misma manera, existen pocos estudios que describen el funcionamiento y rendimiento de plantas fotovoltaicas a una altura mayor de 2500 msnm. Por esto, en este trabajo se presenta una metodología para evaluar el rendimiento de una instalación fotovoltaica conectada a la red, bajo las condiciones geográficas y climáticas de Bogotá, que se encuentra a aproximadamente 2600 msnm y a una latitud de  $4,6^\circ$  norte. En el estudio, se lleva a cabo un análisis del impacto que tienen las variables climáticas sobre la producción de energía eléctrica del sistema. Además, se comparan los índices de comportamiento característicos de sistemas fotovoltaicos con los encontrados en otras zonas geográficas. Así mismo, con el fin de evaluar el rendimiento de la instalación con más detalle, se proponen modelos que permiten determinar la función de variación de la temperatura de los módulos, la potencia del sistema y la eficiencia para cualquier instante, a partir de las condiciones climáticas de la instalación.

El análisis de los resultados permite concluir que el índice de rendimiento final del sistema fotovoltaico, ubicado en Bogotá, es mayor que el comparado con sistemas localizados en Singapur, Francia, Corea del Sur, Irlanda, Polonia y Alemania. En consecuencia, se puede afirmar que Bogotá cuenta con un recurso solar importante y apto para la instalación de plantas solares fotovoltaicas, gracias a sus condiciones climáticas y geográficas.



# Abstract

---

Renewable energy sources and especially photovoltaic solar energy, have begun to have relevance in recent years, thanks to their advantages over conventional energy sources. However, given that photovoltaic systems in Colombia have only recently been implemented, it has a small number of research projects concerning the production of energy from this kind of systems. In the same way, there are few studies that describe the operation and performance of photovoltaic plants at a height greater than 2500 meters above sea level. Therefore, this paper presents a methodology to evaluate the performance of a photovoltaic installation connected to the network, under the geographical and climatic conditions of Bogota, which is approximately 2600 meters above sea level and at a latitude of  $4.6^\circ$  north. In the study, an analysis of the impact of climatic variables on the production of electrical energy in the system is carried out. In addition, the characteristic parameters of photovoltaic systems are compared with those found in other geographical areas. Likewise, models are proposed in order to evaluate the performance of the installation in more detail, with which the function of variation of the temperature of the modules, the power of the system and the efficiency for any moment can be determined, from the climatic conditions of the installation.

The analysis of the results leads to the conclusion that the final yield of the photovoltaic system, located in Bogota, is higher than systems located in Singapore, France, South Korea, Ireland, Poland and Germany. Consequently, it can be stated that Bogota has an important and suitable solar resource for the installation of photovoltaic solar plants, thanks to its climatic and geographical conditions.



# Índice general

---

<b>Resumen</b>	<b>v</b>
<b>Abstract</b>	<b>vii</b>
<b>Índice general</b>	<b>ix</b>
<b>Lista de figuras</b>	<b>xiii</b>
<b>Lista de tablas</b>	<b>xvii</b>
<b>Lista de abreviaturas</b>	<b>xix</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
1.1 Justificación . . . . .	2
1.2 Planteamiento del problema . . . . .	2
1.3 Estado del arte . . . . .	3
1.4 Objetivos . . . . .	4
1.4.1 Objetivo general . . . . .	4
1.4.2 Objetivos específicos . . . . .	5
<b>2 Marco teórico</b>	<b>7</b>
2.1 Energía solar fotovoltaica . . . . .	7
2.2 Principios de funcionamiento de una célula fotovoltaica . . . . .	7
2.2.1 Semiconductor extrínseco tipo N . . . . .	8
2.2.2 Semiconductor extrínseco tipo P . . . . .	9
2.2.3 Unión PN . . . . .	9
2.3 Efecto fotovoltaico . . . . .	10
2.4 Representación del circuito equivalente para una célula fotovoltaica . . . . .	11
2.4.1 Corriente de iluminación y corriente de oscuridad . . . . .	11

2.4.2	Resistencia serie y paralelo . . . . .	11
2.5	Tipos de módulos fotovoltaicos . . . . .	13
2.6	Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red . . . . .	14
2.7	Efecto de la irradiancia y temperatura sobre variables eléctricas de la instalación fotovoltaica . . . . .	15
2.7.1	Efecto de la temperatura en la producción de energía del módulo fotovoltaico . . . . .	15
2.7.2	Efecto de la irradiancia en la producción de energía del módulo fotovoltaico . . . . .	16
2.8	Índices de comportamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica	17
2.8.1	Eficiencia pico . . . . .	17
2.8.2	Eficiencia energética . . . . .	17
2.8.3	Productividad del generador ( $Y_A$ ) . . . . .	18
2.8.4	Productividad final del sistema ( $Y_F$ ) . . . . .	18
2.8.5	Productividad de referencia ( $Y_R$ ) . . . . .	18
2.8.6	Coeficiente de rendimiento parcial del generador fotovoltaico ( $PR_A$ ) .	18
2.8.7	Coeficiente de rendimiento parcial del resto del sistema ( $PR_S$ ) . . . .	19
2.8.8	Pérdidas de productividad de captura del generador fotovoltaico ( $PY_A$ )	19
2.8.9	Pérdidas de productividad del resto del sistema ( $PY_S$ ) . . . . .	19
2.8.10	Coeficiente de rendimiento del sistema ( $PR$ ) . . . . .	19
2.8.11	Factor de planta de la instalación . . . . .	20
<b>3</b>	<b>Metodología</b>	<b>21</b>
3.1	Diagrama de flujo de la metodología . . . . .	21
3.2	Sistema de adquisición de datos empleado . . . . .	21
3.3	Corroboración de los datos tomados con la plataforma de Aurora Vision . . .	24
3.4	Análisis del impacto de las variables climáticas en la producción de energía eléctrica . . . . .	25
3.5	Análisis del rendimiento del sistema fotovoltaico basado en índices de comportamiento . . . . .	26
3.6	Modelos para la temperatura de los módulos y la potencia producida por la instalación . . . . .	27
<b>4</b>	<b>Caso de estudio</b>	<b>29</b>
4.1	Condiciones geográficas y climáticas de la instalación . . . . .	29
4.2	Descripción de los parámetros del sistema fotovoltaico . . . . .	32
<b>5</b>	<b>Análisis de resultados</b>	<b>35</b>



5.1	Validación de los datos de los parámetros eléctricos medidos . . . . .	35
5.2	Impacto de las variables climáticas sobre la instalación . . . . .	39
5.2.1	Impacto de la temperatura sobre la tensión . . . . .	40
5.2.2	Impacto de la temperatura sobre la corriente . . . . .	42
5.2.3	Impacto de la temperatura sobre la potencia . . . . .	43
5.2.4	Impacto de la irradiancia sobre la tensión . . . . .	45
5.2.5	Impacto de la irradiancia sobre la corriente . . . . .	47
5.2.6	Impacto de la irradiancia sobre la potencia . . . . .	48
5.3	Índices de rendimiento de la instalación solar fotovoltaica . . . . .	49
5.3.1	Eficiencia pico . . . . .	49
5.3.2	Eficiencia energética . . . . .	50
5.3.3	Productividad del generador ( $Y_A$ ) . . . . .	50
5.3.4	Productividad final del sistema ( $Y_F$ ) . . . . .	51
5.3.5	Productividad de referencia ( $Y_R$ ) . . . . .	51
5.3.6	Coefficiente de rendimiento parcial del generador fotovoltaico ( $PR_A$ ) .	51
5.3.7	Coefficiente de rendimiento parcial de la conversión y producción AC ( $PR_S$ ) . . . . .	52
5.3.8	Pérdidas de productividad de captura del generador fotovoltaico ( $PY_A$ )	52
5.3.9	Pérdidas de productividad de la conversión y producción AC ( $PY_S$ ) .	52
5.3.10	Coefficiente de rendimiento del sistema (PR) . . . . .	53
5.3.11	Factor de planta de la instalación . . . . .	53
5.4	Descripción del funcionamiento del sistema fotovoltaico . . . . .	53
5.5	Comparación entre resultados reales y resultados previamente simulados con PVSOL . . . . .	55
5.6	Comparación de los resultados obtenidos con los de otras zonas geográficas .	58
<b>6</b>	<b>Modelos obtenidos a partir de los resultados</b>	<b>69</b>
6.1	Modelos para la temperatura de los módulos . . . . .	69
6.1.1	Modelo del pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red de España . . . . .	69
6.1.2	Modelo de Ross . . . . .	70
6.1.3	Modelo de King . . . . .	70
6.1.4	Modelo basado en la ecuación de Skoplaki . . . . .	71
6.1.5	Modelo de la Universidad de Sevilla . . . . .	72
6.2	Modelos para la potencia producida por la instalación fotovoltaica . . . . .	73
6.2.1	Modelo de Fuentes . . . . .	73
6.2.2	Modelo de Riesser . . . . .	73

6.2.3	Modelo de Jie . . . . .	74
6.2.4	Modelo de Taylor . . . . .	74
6.2.5	Modelo de Farmer . . . . .	74
6.3	Modelo propio para la potencia basado en resultados previos . . . . .	75
6.4	Modelo propio para la eficiencia de la instalación . . . . .	77
<b>7</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>79</b>
7.1	Conclusiones generales . . . . .	79
7.2	Aportes . . . . .	82
7.3	Trabajos futuros . . . . .	82
	<b>Glosario</b>	<b>85</b>
	<b>Referencias</b>	<b>89</b>
	<b>Anexos</b>	<b>97</b>
<b>A</b>	<b>Catálogo de los módulos solares</b>	<b>98</b>
<b>B</b>	<b>Catálogo de los inversores</b>	<b>100</b>
<b>C</b>	<b>Catálogo estación metereológica</b>	<b>103</b>
<b>D</b>	<b>Cálculo de modelos de regresión múltivariable</b>	<b>106</b>
<b>E</b>	<b>Simulación del sistema en PVSOL</b>	<b>110</b>

# Lista de figuras

---

<b>2.1</b>	Átomo del silicio. Tomada de [14] . . . . .	8
<b>2.2</b>	Enlaces covalentes entre átomos de silicio. Tomada de [14] . . . . .	8
<b>2.3</b>	Electrón faltante del Antimonio. Tomada de [14] . . . . .	9
<b>2.4</b>	Electrón libre del Aluminio. Tomada de [14] . . . . .	9
<b>2.5</b>	Unión PN. Tomada de [14] . . . . .	10
<b>2.6</b>	Efecto fotoelectrico. Tomada de [14] . . . . .	10
<b>2.7</b>	Circuito equivalente de una célula fotovoltaica. Tomada de [14] . . . . .	12
<b>2.8</b>	Curva característica resultante. . . . .	12
<b>2.9</b>	Curvas características de un módulo fotovoltaico. Tomada de [14] . . . . .	13
<b>2.10</b>	Tecnología policristalina. Tomadas de [18] y [19] respectivamente . . . . .	14
<b>2.11</b>	Instalación fotovoltaica conectada a la red. Modificada de [21] . . . . .	15
<b>2.12</b>	Efecto de la temperatura sobre la tensión del módulo. . . . .	16
<b>2.13</b>	Efecto de la temperatura en la potencia del módulo. . . . .	16
<b>2.14</b>	Etapas del sistema . . . . .	17
<b>2.15</b>	Índices de rendimiento en un sistema fotovoltaico de conexión a red . . . . .	20
<b>3.1</b>	Diagrama de flujo de la metodología utilizada . . . . .	22
<b>3.2</b>	Sistema de adquisición de datos de la instalación fotovoltaica. Modificada de [26] . . . . .	23
<b>3.3</b>	Componentes de la estación metereológica del sistema fotovoltaico. Modificada de [27] . . . . .	23
<b>3.4</b>	Diagrama unifilar de la instalación. . . . .	24
<b>3.5</b>	Punto de medición para los valores de corriente, tensión y potencia en DC del arreglo fotovoltaico. . . . .	25
<b>4.1</b>	Foto de perfil de la instalación sobre superficie del edificio Alejandro Sandino. Tomado de [30] . . . . .	29

<b>4.2</b>	Foto de planta de la instalación sobre superficie del edificio Alejandro Sando. Tomado de [30] . . . . .	30
<b>4.3</b>	Mapa de la altura de la ubicación de la instalación fotovoltaica. Tomada de [31] . . . . .	30
<b>4.4</b>	Temperatura con respecto a la altitud. Tomada de [32] . . . . .	31
<b>4.5</b>	Radiación global. Modificada de [33] . . . . .	31
<b>4.6</b>	Promedio mensual de radiación global en Bogotá. Tomada de [34] . . . . .	32
<b>4.7</b>	Medidas del módulo policristalino. Tomada de [36] . . . . .	33
<b>4.8</b>	Diagrama de la conexión eléctrica de la instalación. Tomado de [30] . . . . .	34
<b>5.1</b>	Conexiones sobre el transformador para la medición de tensión y corriente. . . . .	36
<b>5.2</b>	Montaje del analizador sobre el transformador. . . . .	36
<b>5.3</b>	Potencia para los 8 días desde el 30 de enero al 6 febrero de 2018 para validación de datos . . . . .	37
<b>5.4</b>	Comportamiento de la irradiancia y temperaturas de los módulos y de ambiente durante un día. . . . .	39
<b>5.5</b>	Comportamiento de la tensión y la temperatura durante un día. . . . .	40
<b>5.6</b>	Comportamiento de la tensión en función de la temperatura durante un mes. . . . .	41
<b>5.7</b>	Comportamiento de la temperatura y corriente durante un día. . . . .	42
<b>5.8</b>	Comportamiento de la corriente en función de la temperatura durante un mes. . . . .	43
<b>5.9</b>	Comportamiento de la temperatura y la potencia. . . . .	44
<b>5.10</b>	Comportamiento de la potencia generada con la temperatura durante un mes. . . . .	45
<b>5.11</b>	Comportamiento de la irradiancia y tensión. . . . .	45
<b>5.12</b>	Comportamiento de la tensión con la irradiancia para diferentes temperaturas. . . . .	46
<b>5.13</b>	Comportamiento de la irradiancia y la corriente. . . . .	47
<b>5.14</b>	Comportamiento de la corriente con la irradiancia durante un mes. . . . .	48
<b>5.15</b>	Comportamiento de la irradiancia y la potencia. . . . .	48
<b>5.16</b>	Comportamiento de la potencia con la irradiancia durante un mes. . . . .	49
<b>5.17</b>	Índices de rendimiento del sistema fotovoltaico de conexión a red en horas . . . . .	54
<b>5.18</b>	Índices de rendimiento del sistema fotovoltaico de conexión a red en porcentaje . . . . .	54
<b>5.19</b>	Rendimiento de cada etapa del sistema . . . . .	55
<b>5.20</b>	Comparación entre energía estimada con PVSOL y energía real . . . . .	56
<b>5.21</b>	Comparación entre productividad de referencia estimada con estimación PVSOL y energía real . . . . .	57
<b>5.22</b>	Comparación entre productividad final con estimación de PVSOL y energía real . . . . .	57

<b>5.23</b>	Zonas geográficas comparadas. Modificada de [39] . . . . .	60
<b>5.24</b>	Condiciones geográficas de las diferentes instalaciones . . . . .	62
<b>5.25</b>	Condiciones geográficas de las diferentes instalaciones . . . . .	62
<b>5.26</b>	Comparación de la productividad de referencia de los sistemas fotovoltaicos . . . . .	63
<b>5.27</b>	Comparación de la productividad final de los sistemas fotovoltaicos . . . . .	64
<b>5.28</b>	Comparación de pérdidas totales en las instalaciones . . . . .	65
<b>5.29</b>	Comparación del coeficiente de rendimiento en las diferentes instalaciones . . . . .	66
<b>5.30</b>	Comparación de los factores de planta de las instalaciones . . . . .	67
<b>6.1</b>	Temperatura de los módulos en función de la irradiancia y temperatura ambiente en el modelo de Ross. . . . .	71
<b>6.2</b>	Comparación entre los datos de potencia medidos y los encontrados a partir del modelo propio . . . . .	76
<b>6.3</b>	Impacto en la eficiencia del sistema por variables climáticas . . . . .	78
<b>6.4</b>	Eficiencia del sistema mensual a partir de modelo propio . . . . .	78



# Lista de tablas

---

<b>3.1</b>	Rangos de irradiancia usados para análisis . . . . .	26
<b>3.2</b>	Rangos de temperatura usados para análisis . . . . .	26
<b>4.1</b>	Especificaciones técnicas del módulo policristalino de la instalación. Tomada de [36] . . . . .	33
<b>4.2</b>	Descripción técnica de los inversores usados en la instalación. Tomado de [37] . . . . .	33
<b>5.1</b>	Validación de la energía producida a partir del analizador de redes y la plataforma de Aurora Vision de ABB. . . . .	37
<b>5.2</b>	Validación de datos tomados con la plataforma de Aurora Vision y con el Analizador de redes . . . . .	38
<b>5.3</b>	Coefficientes de variación de parámetros eléctricos del módulo policristalino con la temperatura. Tomada de [36] . . . . .	41
<b>5.4</b>	Resultados de estimación con PVSOL y resultados reales por mes . . . . .	56
<b>5.5</b>	Comparación del rendimiento de instalaciones fotovoltaicas en diferentes zonas geográficas . . . . .	59
<b>5.6</b>	Comparación del rendimiento de instalaciones fotovoltaicas en diferentes zonas geográficas . . . . .	61
<b>6.1</b>	Modelos para la temperatura de los módulos . . . . .	72
<b>6.2</b>	Modelos para la potencia generada por la instalación . . . . .	76





# Lista de abreviaturas

---

$\alpha$	Coeficiente de variación de la corriente del módulo policristalino con la temperatura
$\beta$	Coeficiente de variación de la tensión del módulo policristalino con la temperatura
$\gamma$	Coeficiente de variación de la potencia del módulo policristalino con la temperatura
A	Área o superficie
AC	Corriente alterna
AM	Air mass - Distribución espectral
A-Si	Silicio amorfo
CEM	Condiciones estándar de medida ( $T_M = 25^\circ C$ , $G = 1000 \text{ W/m}^2$ y AM de 1,5)
CF	Factor de planta o factor de capacidad
C-Si	Silicio cristalino
DC	Corriente continua
$E_{AC}$	Energía en corriente alterna
$E_{DC}$	Energía en corriente continua
e	Carga del electrón
FF	Factor de forma
$G_{CEM}$	Irradiancia en las condiciones estándar de medida
$I_{SC}$	Corriente de corto circuito
$I_L$	Corriente de iluminación

$I_M$	Corriente en el PMP
$I_O$	Corriente de oscuridad
$I_T$	Irradiación total
$I$	Corriente
$J$	Julios
$k$	Constante
MC-Si	Células de silicio monocristalino
MPPT	Seguidor del punto de máxima potencia
msnm	Metros sobre el nivel del mar
$N$	Norte
$P_{Incidente}$	Potencia incidente
$P_{nominal,CEM}$	Potencia máxima en las condiciones estándar de medida
$P_M$	Potencia en el PMP
$P_{FV,nominal}$	Potencia fotovoltaica nominal
PC-Si	Células de silicio policristalino
PMP	Punto de máxima potencia
$PR_A$	Coefficiente de rendimiento parcial del generador fotovoltaico
$PR_S$	Coefficiente de rendimiento parcial del resto del sistema
$PR$	Coefficiente de rendimiento (Performance Ratio)
$PY_A$	Pérdidas de productividad de captura del generador fotovoltaico
$PY_S$	Pérdidas de productividad del resto del sistema
$R$	Coefficiente de correlación
$R_P$	Resistencia paralelo
$R_S$	Resistencia serie
SCE	Suma de cuadrados del error
$V_{OC}$	Tensión de circuito abierto
$V_M$	Tensión en el PMP

V	Tensión
Wh	Vatios-hora
Wp	Vatios pico
$Y_A$	Productividad del generador
$Y_F$	Productividad final del sistema
$Y_R$	Productividad de referencia



---

## Capítulo 1

# Introducción

---

Los sistemas de generación fotovoltaicos se presentan a nivel mundial como una de las mejores soluciones para minimizar las emisiones de CO<sub>2</sub>, contribuyendo a la preservación del medio ambiente. Debido a esto y a su activo avance tecnológico, sumado a su rápida inclusión en el mercado, la implementación de este tipo de sistemas está en el auge de su desarrollo.

En Colombia, estos sistemas son potencialmente viables y juegan un papel fundamental en el suministro de energía eléctrica en distintas zonas del país que no cuentan con este servicio. Esto hace que el estudio de la rentabilidad y productividad en dichos sistemas sea un aspecto clave para su implementación. Sin embargo, la información que se tiene sobre el funcionamiento de estos sistemas en Colombia es bastante limitada y de difícil acceso.

En el caso de Bogotá, la implementación de sistemas fotovoltaicos de conexión a red es un tema incipiente. Por lo tanto, con este trabajo se da una descripción del rendimiento de una instalación fotovoltaica conectada a la red, teniendo en cuenta las condiciones climáticas y geográficas con las que cuenta Bogotá. Entre dichas condiciones, se encuentra su conveniente ubicación en la zona ecuatorial, por lo que la irradiancia solar disponible es relativamente alta. Por otro lado, al estar situado a una altura de más de 2500 msnm, presenta temperaturas bajas y un alto nivel de nubosidad, condiciones que son determinantes en la producción de energía eléctrica de un sistema fotovoltaico. Es por esto, que el compartamiento de dichas variables climáticas debe ser tenido en cuenta en el diseño de nuevas instalaciones fotovoltaicas, con el fin de poder llevar a cabo una mejor planeación y estimación del recurso con el que se cuenta.

Por consiguiente, ya que las fuentes de información sobre estos sistemas son escasos y que en Bogotá la implementación de sistemas fotovoltaicos es bastante reciente, se presenta la necesidad de realizar estudios en el tema, de tal forma que se pueda contribuir al desarrollo de estos sistemas.

Este trabajo está enfocado en realizar un estudio del rendimiento de una instalación fotovoltaica de conexión a red con las condiciones climáticas y geográficas descritas previamente, con lo que además se logra hacer un aporte al estado del arte de este tipo de sistemas en Colombia.

Con esto, se espera poder caracterizar el sistema fotovoltaico con respecto a los parámetros climáticos y eléctricos que indiquen de manera notable en la producción de energía eléctrica.

## **1.1. Justificación**

Con el fin de tener la posibilidad de dar a conocer las ventajas y los aspectos más importantes que posee una instalación fotovoltaica de conexión a red en Bogotá, este trabajo presenta las principales características de estas instalaciones. Así mismo, se brinda información específica, con el fin de que se obtengan mejores niveles de productividad, una mejor planeación y una mayor implementación de dichas instalaciones. De esta manera, potenciales interesados en ocuparse en proyectos basados en sistemas fotovoltaicos en Bogotá o adquirir conocimientos en este campo, pueden beneficiarse con referencias adicionales en el tema.

Por otra parte, este documento tiene por objetivo presentar los atributos y la conveniencia de proyectos basados en fuentes de energía renovables, con el propósito de fomentar su implementación y así hacer un aporte al esfuerzo que se tiene internacionalmente por preservar el medio ambiente.

Finalmente, esta investigación contribuye al estado del arte de sistemas fotovoltaicos bajo condiciones climáticas y geográficas particulares, con lo que diferentes lectores pueden continuar realizando estudios para realizar eventuales aportes en el tema.

## **1.2. Planteamiento del problema**

La instalación de sistemas fotovoltaicos en Colombia, está comenzando a tener un desarrollo importante. Sin embargo, al llevar a cabo dimensionamientos y estimaciones en cuanto a la viabilidad de proyectos de instalaciones de sistemas fotovoltaicos, se cuenta con muy pocas fuentes de información y existen muy pocos estudios realizados al respecto. Por consiguiente, no existe una perspectiva lo bastante clara en la metodología técnica para la planeación de este tipo de proyectos ni de los resultados esperados.

Con el desarrollo de este trabajo da una descripción detallada del funcionamiento que pueden tener instalaciones fotovoltaicas de conexión a red en Bogotá, teniendo en cuenta sus condiciones climáticas. Dentro de dichas condiciones, se encuentra su conveniente ubicación geográfica en la zona ecuatorial, por lo que existe una incidencia de irradiación solar alta. Por otro lado, al estar situado a una altura de aproximadamente 2500 msnm, presenta temperaturas bajas que son beneficiosas para el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos. No obstante, el nivel de nubosidad es bastante alto, lo que afecta directamente el nivel de irradiación solar sobre la instalación.

En el desarrollo del presente documento, se presenta una descripción detallada del rendimiento que instalaciones fotovoltaicas pueden tener en la ciudad de Bogotá, y se presentan distintos resultados con los que el lector podrá llevarse una idea más clara y precisa de las ventajas y desventajas que ofrecen dichas instalaciones.

### 1.3. Estado del arte

La generación de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica es actualmente una de las alternativas más empleadas y prometedoras, dentro de las distintas fuentes de energía renovable existentes. Esta forma de generación consiste en una disposición de varios componentes, incluidos paneles solares para absorber y convertir la luz solar en electricidad, un inversor solar para realizar la conversión de corriente continua a corriente alterna, así como el montaje, el cableado y otros accesorios eléctricos que garantizan el funcionamiento apropiado del sistema.

Los sistemas fotovoltaicos van desde sistemas pequeños, montados en techos o integrados en edificios con capacidades desde unas pocas decenas de kilovatios, hasta grandes centrales eléctricas de cientos de megavatios. Hoy en día, la mayoría de los sistemas fotovoltaicos están conectados a la red, mientras que los sistemas aislados o independientes sólo representan una pequeña porción del mercado. Dichos sistemas se han convertido en aplicaciones de nichos de mercado en una tecnología madura utilizada para la generación eléctrica, cuya vida útil es de aproximadamente 30 años.

Debido al crecimiento exponencial de la energía fotovoltaica, los precios de los sistemas fotovoltaicos han disminuido rápidamente en los últimos años. Actualmente, los módulos solares fotovoltaicos representan menos de la mitad del costo total del sistema, [1].

De esta manera, existen diversos beneficios que han propiciado un entorno ideal para el desarrollo de pequeños y grandes proyectos basados en este tipo de energía, tales como el amplio recurso solar dada la ubicación geográfica de Colombia, el desarrollo acelerado de tecnologías, el auge de nuevos mercados de energías renovables no convencionales y los beneficios tributarios de la Ley 1715 del 2014. Dichos incentivos están dados por la reducción del impuesto de la renta, la exclusión del IVA, la exención arancelaria y la depreciación acelerada de activos en sistemas de energía renovable, según los artículos 11, 12, 13 y 14 respectivamente [2].

Así mismo, la producción de energía eléctrica con energía solar fotovoltaica ha venido aumentando: en el 2005 existían aproximadamente 145 sistemas fotovoltaicos, cuya capacidad instalada era 208,06 kW, en el año 2014 se tenía alrededor de 11,6 MW, y en el 2018 aumentó a una capacidad instalada de 30 MW, sumando un 0,02 % del total de generación en Colombia [3]. Sin embargo, se espera que aumente con los diversos proyectos que se están llevando a

cabo en la actualidad [4].

Si bien en diferentes lugares del mundo existe una gran implementación y estudios realizados sobre sistemas fotovoltaicos, en Bogotá los estudios referentes al tema son escasos. Esto se debe en gran manera a que aún no han implementado muchos sistemas solares y que las instalaciones son bastante recientes, como es el caso de la instalación fotovoltaica de 351 kWp de la planta de producción de Italo, la cual fue construida hasta el año 2018 y es a la fecha la más grande de la ciudad, seguida por la instalación fotovoltaica de 100kWp, de la cual se lleva a cabo el presente trabajo.

No obstante, en distintos lugares del mundo se han llevado a cabo estudios del rendimiento de plantas fotovoltaicas, como por ejemplo en Alemania, donde se evaluaron 2000 instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. Los índices de rendimiento encontrados fueron la productividad final anual, la cual varió entre 430 kWh/kWp y 875 kWh/kWp, y el coeficiente de rendimiento, que estuvo entre 47,5 % y 81 % [5]. De la misma manera, en Singapur se realizó un estudio durante 18 meses en una instalación fotovoltaica conectada a red, cuya capacidad es de 142,5 kWp. El coeficiente de rendimiento para este caso fue de 81 %, con una productividad final diaria de 3,12 kWh/kWp, que es equivalente a 1138 kWh/kWp anual [6]. Finalmente, dentro de los estudios del rendimiento de distintas plantas fotovoltaicas en artículos publicados, se encuentra una instalación fotovoltaica en Málaga, España, cuya productividad final fue de 1361 kWh/kWp, un coeficiente de rendimiento de 64,5 % y un factor de planta de 14 % [7].

De la misma manera, se han planteado distintos modelos que describen el comportamiento en instalaciones fotovoltaicas de variables como la temperatura de los módulos y la potencia para un instante determinado en función de variables climáticas. Un modelo bastante aceptado es el modelo de Ross, el cual propone que la temperatura de los módulos es equivalente a la adición de la temperatura ambiente en un momento dado y el producto entre la irradiancia y una constante inherente a la ubicación de una instalación [8]. Así mismo, existen modelos propuestos para la potencia, como el modelo de Riesser, que tiene en cuenta la temperatura de los módulos y la irradiancia sobre la instalación [9]; sin embargo, existen modelos que además de tener en cuenta estas dos variables climáticas, incluyen la velocidad del viento, como en el caso del modelo de Taylor [10].

## 1.4. Objetivos

### 1.4.1. Objetivo general

Evaluar el rendimiento de una instalación solar fotovoltaica de 100kWp conectada a red, con módulos policristalinos a más de 2500 msnm y a una latitud de aproximadamente 4°



norte.

### 1.4.2. Objetivos específicos

- Describir el impacto en el rendimiento y en las variables eléctricas de la instalación fotovoltaica, debido a variables climáticas a más de 2500 msnm en la zona ecuatorial, tales como irradiancia, temperatura ambiente y temperatura de la célula.
- Cuantificar el rendimiento de la instalación fotovoltaica constituida por módulos policristalinos, a través de los índices de comportamiento en sistemas fotovoltaicas de conexión a red, tales como productividad final, productividad de referencia, eficiencia energética del sistema y coeficiente global de rendimiento (PR).
- Realizar la comparación entre índices de comportamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica bajo estudio, con resultados encontrados en otras zonas geográficas.



---

## Capítulo 2

# Marco teórico

---

### 2.1. Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es un tipo de energía renovable, que está siendo ampliamente utilizada para la producción de electricidad en la actualidad. Este tipo de energía se no produce ningún tipo de contaminación durante su funcionamiento, contribuyendo así a la preservación del medio ambiente. Además, estos sistemas tienen como ventajas el hecho de poseer gastos de mantenimiento muy bajos y de ser modulares, lo que significa que pueden realizarse instalaciones de distintos tamaños y para diferentes aplicaciones. Estas son las razones por las que la generación de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica sea la tercera fuente de energía renovable más utilizada en cuanto a capacidad instalada en el mundo [11].

La generación eléctrica con este tipo de energía, es posible gracias al aprovechamiento de la radiación de las partículas de luz, a través de las propiedades de semiconductores utilizados en la fabricación de células fotovoltaicas. De esta forma, cuando estos materiales reciben los fotones provenientes de la luz solar, se genera una corriente eléctrica [12]. Dentro de los materiales empleados para la construcción de módulos solares, se encuentra el germanio (Ge), el selenio (Se) y el silicio (Si), siendo este último el más utilizado. Dichos materiales semiconductores pueden ser además clasificados de acuerdo con su estructura interna [13].

### 2.2. Principios de funcionamiento de una célula fotovoltaica

La tecnología policristalina tiene como principal componente el silicio, el cual es considerado como un cuerpo semiconductor intrínseco. Este elemento semiconductor consta de 14 electrones y 14 protones, como se ilustra en la figura 2.1. Además, se puede apreciar que la característica fundamental de los cuerpos semiconductores es la de poseer 4 electrones en su último nivel.

Esta estructura cristalina obliga al átomo a estar rodeado por otros 4 iguales, propiciando la formación de los llamados enlaces covalentes, como se muestra en la figura 2.2.

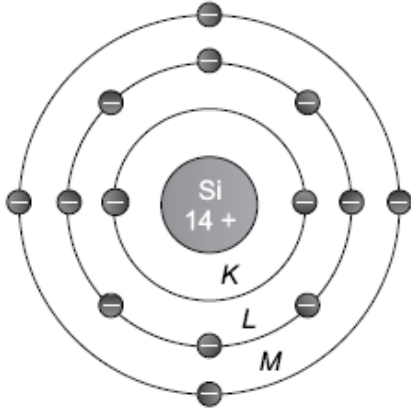


Figura 2.1: Átomo del silicio. Tomada de [14]

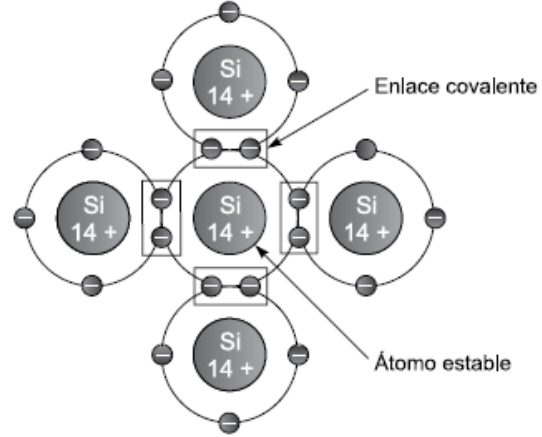


Figura 2.2: Enlaces covalentes entre átomos de silicio. Tomada de [14]

De esta manera, se forman 4 enlaces covalentes entre los átomos. Dichos enlaces forman una red atómica muy estable y aislante, en la que cada uno de sus átomos posee 8 electrones de valencia. Sin embargo, los enlaces covalentes producidos son débiles y tienden a perder electrones en función de la temperatura que tenga la estructura cristalina. Con el fin de que haya un alto flujo de electrones, es necesario agregar impurezas, los cuales son semiconductores extrínsecos tipo N y tipo P.

### 2.2.1. Semiconductor extrínseco tipo N

Dentro de este grupo de semiconductores se encuentran los átomos que poseen 5 electrones en su último nivel, y en cuyos enlaces con el silicio, resulta un átomo sobrante como en el caso del átomo de antimonio, mostrado en la figura 2.3.

De esta manera, cuando el Si se une con impurezas de Sb, el número de portadores eléctricos negativos es mucho mayor que el de los positivos, por lo que los primeros reciben la denominación de portadores mayoritarios y los segundos de minoritarios, y por el mismo motivo se le asigna a este tipo de semiconductores extrínsecos la clasificación de tipo N.

Cuando un semiconductor posee mayor número de cargas positivas o huecos, se les llama a éstos portadores mayoritarios, mientras que los electrones libres, únicamente propiciados por los efectos de la agitación térmica, son los portadores minoritarios. Por esta misma razón, el semiconductor extrínseco así formado se denomina semiconductor de tipo P.

### 2.2.2. Semiconductor extrínseco tipo P

Los semiconductores tipo P se caracterizan por disponer de 3 electrones en la órbita de valencia. En este caso, si se lleva a cabo un enlace covalente entre el silicio y el aluminio, por ejemplo, al enlace le haría falta un electrón, lo cual es denominado hueco. En la figura 2.4, se puede evidenciar dicho enlace.

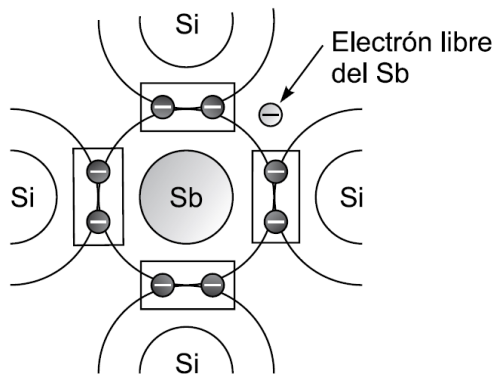


Figura 2.3: Electrón faltante del Antimonio. Tomada de [14]

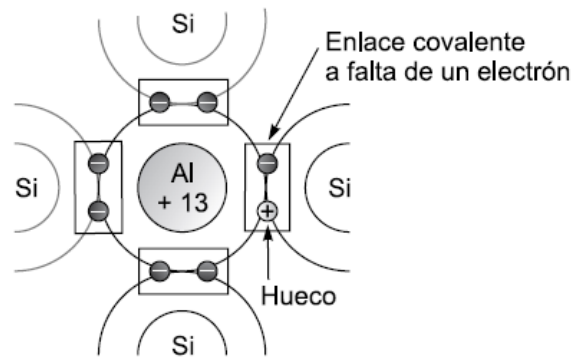


Figura 2.4: Electrón libre del Aluminio. Tomada de [14]

### 2.2.3. Unión PN

Al juntar materiales semiconductores tipo N y P, debido a la ley de la difusión, los electrones de la zona N tienden a dirigirse a la zona P, que apenas los tiene, sucediendo lo contrario con los huecos, que tratan de dirigirse de la zona P a la N, propiciando su encuentro y neutralización en la zona de unión. En esta zona se lleva a cabo el intercambio entre electrones y huecos, para finalmente estabilizarse y establecer una zona neutral. De esta manera, aparece una diferencia de potencial entre las zonas N y P. Dicho proceso se puede observar en la figura 2.5.

Dicha diferencia de potencial es denominada barrera de potencial.

Cuando ambas zonas se desequilibran en el proceso de la recombinación, la barrera de potencial creada no permite que exista una difusión. Esta barrera de potencial es del orden de 0,5 V para el silicio.

En la figura 2.5, se puede observar además el potencial positivo y negativo en la unión PN y la tensión que se genera.

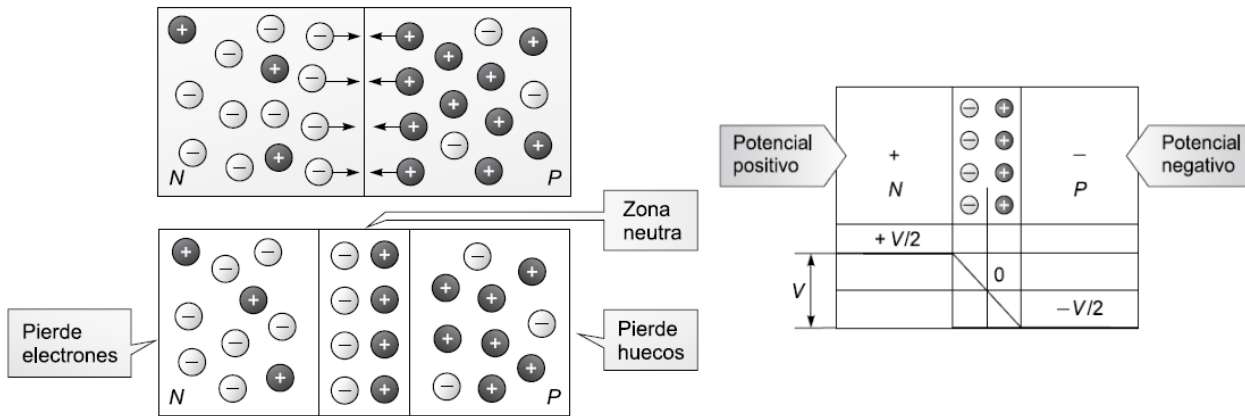


Figura 2.5: Unión PN. Tomada de [14]

### 2.3. Efecto fotovoltaico

El intercambio de energía a través de la luz se da cuando gracias a la energía que traen los fotones y a que existe un circuito cerrado conectado al semiconductor, los electrones pueden atravesar la barrera de potencial. Esto sucede cuando un electrón se mueve hacia un hueco desde el material tipo n al tipo p, con lo cual se crea un campo electromagnético que permite que una corriente sea generada. Lo anterior es mostrado en la figura 2.6.

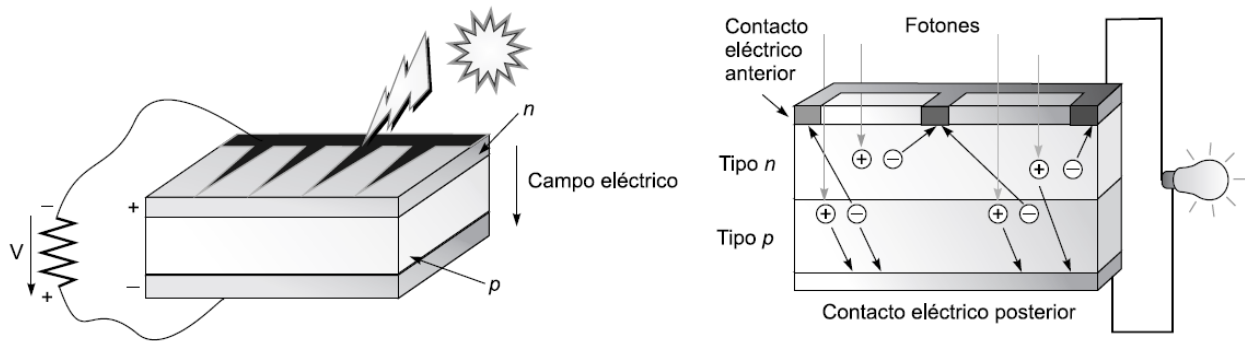


Figura 2.6: Efecto fotoelectrico. Tomada de [14]

Cabe mencionar que este intercambio se debe a la radiación solar, la cual es el proceso de transmisión de ondas a partículas en el espacio; en otras palabras, es la propagación de energía en forma de ondas electromagnéticas o partículas subatómicas a través del espacio, la cual se mide en  $[Wh]$ . Este concepto no debe ser confundido con la irradiancia, la cual por su parte es el término usado para denotar la cantidad de energía que se capta en un área

determinada, es decir, la radiación solar que cae sobre una superficie, o en otras palabras la densidad de potencia radiada, cuyas unidades son  $[W/m^2]$ . Otro concepto que se encuentra en este grupo y que no debe ser confundido, es la irradiación, la cual es la energía por unidad de superficie en un tiempo, la cual se puede expresar en  $[J/m^2]$  o en  $[Wh/m^2]$ . Por último, se encuentra la insolación, que es conocida como la acumulación de energía promedio durante un periodo de tiempo, que podría verse como la misma irradiancia, pero considerando un tiempo promedio de permanencia sobre una superficie [15].

## 2.4. Representación del circuito equivalente para una célula fotovoltaica

Con el fin de representar el funcionamiento de una célula fotovoltaica, se hace uso de un circuito equivalente, el cual es modelado a través de elementos como fuentes de corriente, resistencias y diodos. A su vez, en dicho circuito se modelan parámetros como corrientes y tensiones, que se presentan a continuación.

### 2.4.1. Corriente de iluminación y corriente de oscuridad

C, el cual consta de una fuente de corriente y representa la corriente de iluminación ( $I_L$ ) y de un diodo, que a su vez representa la corriente de oscuridad ( $I_0$ ).

La corriente de iluminación es la que se origina por el efecto fotovoltaico, gracias a la irradiancia que reciben las células, mientras que la corriente de oscuridad corresponde a la característica medida en oscuridad. Esta última, al ser medida sin iluminación, se comporta como un diodo, es decir, tiene una característica exponencial, tal como se muestra en la ecuación 2.1.

$$I \approx I_0 \left( \exp \frac{eV}{mkT} - 1 \right) \quad (2.1)$$

donde  $I_0$  es la corriente de oscuridad de saturación del diodo,  $e$  es la carga del electrón,  $V$  la tensión aplicada al diodo,  $m$  es el factor de idealidad,  $k$  la constante de Boltzman y  $T$  la temperatura del diodo en grados Kelvin.

Si se quiere hallar la corriente total que se obtiene de la célula fotovoltaica, se debe sumar la corriente de oscuridad y la corriente de iluminación.

### 2.4.2. Resistencia serie y paralelo

Para representar el circuito de la célula fotovoltaica es necesario tener en cuenta las pérdidas que existen cuando existe un flujo de corriente, las cuales vienen dadas por la

resistencia serie ( $R_s$ ) y la resistencia paralelo ( $R_p$ ).

En la resistencia serie se considera la resistencia de los contactos, la malla de metalización y la resistencia propia del semiconductor. Por otro lado, la resistencia paralelo representa las pérdidas por imperfecciones en la unión pn, lo que origina fugas de corriente.

Al tener en cuenta los parámetros anteriores, se puede encontrar un modelo que representa las variables de la célula fotovoltaica representada en la ecuación 2.2.

$$I_D = I_L - I_0 \left( \exp \frac{e(V + R_s I)}{mkT} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (2.2)$$

De la misma manera, el circuito correspondiente a dicha ecuación se muestra en la figura 2.7, así como la curva característica resultante en la figura 2.8.

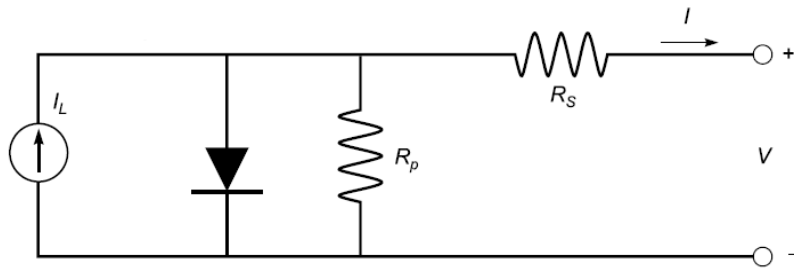


Figura 2.7: Circuito equivalente de una célula fotovoltaica. Tomada de [14]

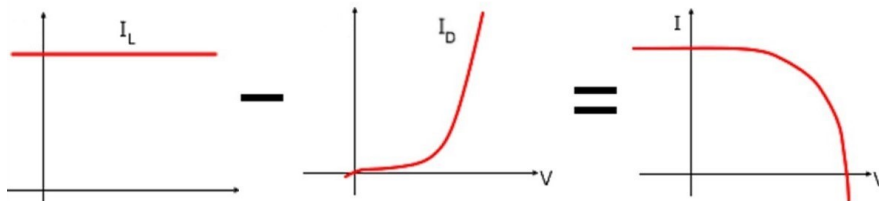


Figura 2.8: Curva característica resultante.

Además en la figura 2.9, se puede observar los parámetros fundamentales para el estudio de un módulo solar fotovoltaico.

Dentro de los parámetros de operación, el factor de forma (FF) es de gran importancia ya que es la relación entre la potencia máxima (o el producto de la corriente y la tensión en el punto de máxima potencia) y el producto entre  $I_{SC}$  y  $V_{OC}$ , como lo ilustra la ecuación 2.3.

$$FF = \frac{P_M}{I_{SC} V_{OC}} = \frac{I_M V_M}{I_{SC} V_{OC}} \quad (2.3)$$



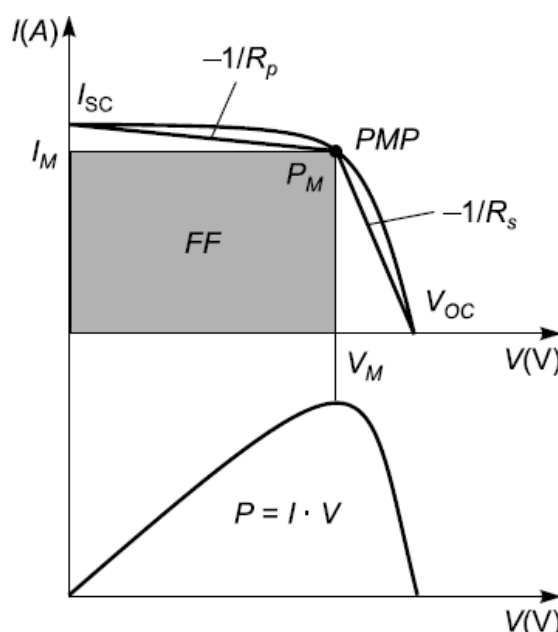


Figura 2.9: Curvas características de un módulo fotovoltaico. Tomada de [14]

Por otro lado, este factor es usado para cuantificar la forma de la curva característica. Aunque en la práctica es siempre menor que la unidad, su valor es más alto cuando el codo de la curva es más prominente o agudo. Por lo general, un valor bajo de FF está asociado con la existencia de pérdidas en el dispositivo, mientras que una célula de buena calidad suele tener valores de FF elevados ( $FF > 0,70$ ).

Por otro lado, se tiene la eficiencia de conversión energética ( $\eta$ ), la cual es expresada como un porcentaje, y viene dada por la relación entre la potencia eléctrica que puede entregar la célula y la potencia de la radiación incidente ( $P_{Incidente}$ ). La ecuación 2.4 expresa lo descrito anteriormente.

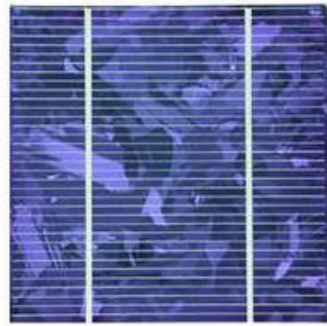
$$\eta = \frac{P_M}{P_{Incidente}} = \frac{I_M V_M}{P_{Incidente}} = \frac{FF \cdot I_{SC} V_{OC}}{P_{Incidente}} \quad (2.4)$$

## 2.5. Tipos de módulos fotovoltaicos

Aproximadamente 90% de los módulos fotovoltaicos usados en sistemas fotovoltaicos en la actualidad, se basan en variaciones del silicio. Dentro de los módulos fotovoltaicos más usados se encuentran los de tecnología de silicio monocristalino, policristalino y de capa fina [16].

Los módulos de silicio policristalino, en particular, están compuestas de varios cristales de silicio, y debido al uso de impurezas en el cristal, la estructura interna de las células no es tan pura [17]. El silicio en bruto se funde y se vierte en un molde cuadrado [16]. A diferencia

de los paneles monocristalinos, en su fabricación no se emplea el método Czochralski, que es el proceso por el cual se obtiene el silicio monocristalino. Esto resulta en costos más bajos en la producción de módulos de tipo policristalino. La figura 2.10 muestra una célula y un módulo de este tipo de tecnología.



(a) Célula policristalina



(b) Módulo policristalino

Figura 2.10: Tecnología policristalina. Tomadas de [18] y [19] respectivamente

En el proceso de producción de este tipo de módulos se pierde mucho menos silicio que en la producción de otras células como en el caso del silicio monocristalino. Por esto, su costo es relativamente bajo, siendo éste el más asequible y comprado en el mercado. De la misma manera, la capacidad de amortización es mejor que la de los paneles monocristalinos por su precio. Además, existe una gran competencia en este tipo de tecnología, por lo que es más sencillo encontrar paneles policristalinos en el mercado. Por otro lado, debido a su composición de cristales menos puros, los módulos de silicio policristalino poseen una menor resistencia al calor, lo que puede afectar su vida útil. La eficiencia de módulos con este tipo de tecnología se encuentra típicamente entre el 12 y el 16 % [20].

## 2.6. Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red

Los sistemas fotovoltaicos conectados a red son los más comunes y ampliamente utilizados por los hogares y las empresas. Estos sistemas están conectados a la red eléctrica pública y no requieren almacenamiento de batería. La energía producida por este tipo de sistema se exporta a la red eléctrica. La figura 2.11 muestra el esquema de una instalación conectada directamente a la red y de autoconsumo respectivamente.

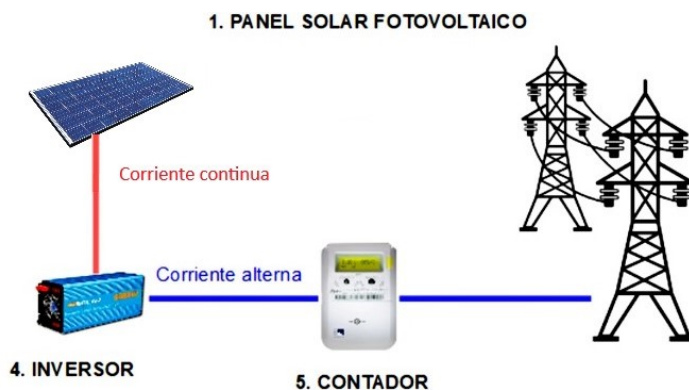


Figura 2.11: Instalación fotovoltaica conectada a la red. Modificada de [21]

Los sistemas solares conectados a la red no pueden funcionar ni generar electricidad durante un apagón, debido a razones de seguridad, ya que estos suelen ocurrir cuando la red eléctrica está dañada: si el inversor solar aún estuviera suministrando electricidad a una red dañada, se pondría en riesgo la seguridad de las personas que reparan las fallas en la red. Es decir, que durante un apagón, o desconexión de la red, estos sistemas son incapaces de funcionar [21].

## 2.7. Efecto de la irradiancia y temperatura sobre variables eléctricas de la instalación fotovoltaica

Las instalaciones solares fotovoltaicas son capaces de producir energía, gracias al recurso solar que reciben del lugar donde se encuentran ubicadas y son a su vez susceptibles a las variaciones en las condiciones climáticas de dicha ubicación. Dentro de las variables climáticas que tienen un efecto significativo en la producción de energía, se encuentra la temperatura de los módulos y la irradiancia que incide sobre la instalación.

### 2.7.1. Efecto de la temperatura en la producción de energía del módulo fotovoltaico

La temperatura tiene un impacto en la producción de energía y particularmente sobre la tensión. Esto se debe a que cuando se tiene un incremento en la temperatura, se origina una caída de tensión, lo cual resulta en una pérdida de potencia. Por el contrario, si la temperatura disminuye con respecto a las condiciones originales, existe un aumento en el voltaje y con ello en la potencia. La figura 2.12 muestra la relación entre el voltaje y la corriente del módulo fotovoltaico para diferentes valores de temperatura. En esta figura, se ilustra el hecho de

que a medida que aumenta la temperatura, la tensión, en el eje horizontal, disminuye. Por otro lado, la tensión del módulo fotovoltaico y la potencia a diferentes temperaturas, que se presenta en la figura 2.13, disminuyen a medida que aumenta la temperatura.

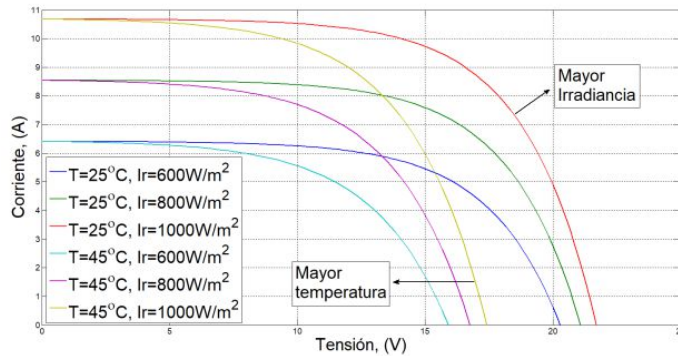


Figura 2.12: Efecto de la temperatura sobre la tensión del módulo.

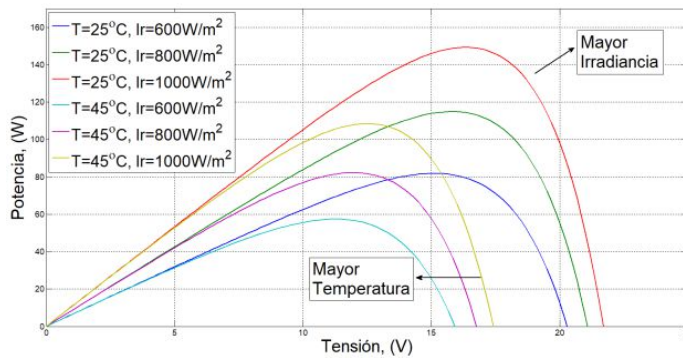


Figura 2.13: Efecto de la temperatura en la potencia del módulo.

### 2.7.2. Efecto de la irradiancia en la producción de energía del módulo fotovoltaico

La irradiancia por su parte tiene un impacto directo en la corriente y por lo tanto en la potencia de salida. La figura 2.12 muestra la relación entre el voltaje y la corriente del módulo fotovoltaico a diferentes niveles de irradiancia solar. La imagen ilustra que a medida que aumenta la irradiancia, el módulo genera una mayor corriente en el eje vertical. De manera similar, se puede observar la relación de tensión y potencia de un módulo fotovoltaico a diferentes niveles de irradiancia. Se puede ver que a medida que aumenta la irradiancia, el módulo puede generar más potencia, representada por picos más altos en las curvas de la figura 2.13.

## 2.8. Índices de comportamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica

Dado que los sistemas de generación basados en energía solar fotovoltaica están en su auge de desarrollo, se hace necesario estudiar detenidamente los índices que describen el rendimiento de una instalación fotovoltaica, ya que estos permiten evaluar el funcionamiento en las diferentes etapas del sistema. Estas etapas se muestran en la figura 2.14: en la primera etapa se encuentra el generador solar fotovoltaico, es decir la parte del sistema que trabaja con corriente continua; en la segunda etapa se encuentra el resto del sistema, esto es, donde se convierte la corriente continua a alterna a la frecuencia de la red.

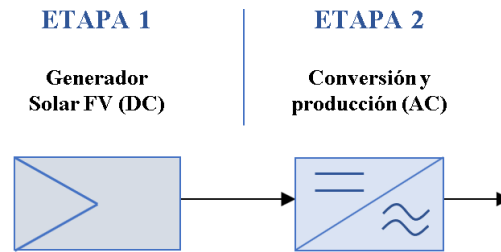


Figura 2.14: Etapas del sistema

A partir del artículo “Índices de comportamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica y teoría de errores” [23] y de la norma, que describe diferentes índices de comportamiento dinámico de sistemas fotovoltaicos de conexión a red tales como:

### 2.8.1. Eficiencia pico

Está definida como la relación entre la potencia nominal del módulo en condiciones estándar de medida (CEM) y el producto de la irradiancia en CEM con el área del módulo, como se muestra en la ecuación 2.5. Dichas condiciones estándar de medida están dadas por una temperatura del panel a  $25^{\circ}C$ , irradiancia solar ( $G_{CEM}$ ) de  $1000 \text{ W/m}^2$  y distribución espectral correspondiente a una masa de aire (AM) de 1,5.

$$Eficiencia\ pico = \frac{Potencia\ nominal\ en\ CEM}{G_{CEM} \times \acute{A}rea\ de\ los\ m\acute{o}dulos} = \frac{P_{nominal, CEM}}{1000W/m^2 \times A} \quad (2.5)$$

### 2.8.2. Eficiencia energética

Este valor relaciona la energía eléctrica producida por la instalación con la irradiación solar incidente sobre el área de la instalación durante el tiempo de monitorización como se

muestra en la ecuación 2.6.

$$\text{Eficiencia energética} = \frac{\text{Energía eléctrica producida}}{\text{Irradiación incidente}} = \frac{E_{AC}}{\text{Irradiación global} \times A} \quad (2.6)$$

### 2.8.3. Productividad del generador ( $Y_A$ )

La productividad del generador ( $Y_A$ ), es definida como la relación entre la energía generada por el sistema fotovoltaico, durante un periodo de tiempo y su potencia nominal, la cual es calculada con la ecuación 2.7.

$$Y_A = \frac{E_{DC}}{P_{nominal, CEM}} \quad [kWh/kWp] \quad (2.7)$$

### 2.8.4. Productividad final del sistema ( $Y_F$ )

La productividad final del sistema ( $Y_F$ ), se define como la energía AC generada en un periodo de tiempo, dividido por la potencia nominal del generador fotovoltaico instalado, a las condiciones estándar de medida. Este índice permite realizar una comparación con sistemas fotovoltaicos similares en una región geográfica específica, dependiendo del tipo de montaje y su ubicación. La ecuación 2.8 calcula la productividad final.

$$Y_F = \frac{E_{AC}}{P_{nominal, CEM}} \quad [kWh/kWp] \quad (2.8)$$

### 2.8.5. Productividad de referencia ( $Y_R$ )

La productividad de referencia ( $Y_R$ ), es la relación existente entre la irradiación total ( $I_T$ ) sobre el plano, y la irradiancia bajo las condiciones estándar de medida ( $G_{CEM}$ ). Representa un número equivalente de horas a la irradiancia estándar de medida ( $1000 W/m^2$ ). Es una función de la localización, orientación del módulo fotovoltaico y la variabilidad de las condiciones meteorológicas. Está representada en la ecuación 2.9.

$$Y_R = \frac{I_T}{G_{CEM}} \quad [kWh/kWp] \quad (2.9)$$

### 2.8.6. Coeficiente de rendimiento parcial del generador fotovoltaico ( $PR_A$ )

Este coeficiente es la relación existente entre la productividad del generador y la productividad de referencia, que se muestra en la ecuación 2.10.

$$PR_A = \frac{Y_A}{Y_R} \quad (2.10)$$

### 2.8.7. Coeficiente de rendimiento parcial del resto del sistema ( $PR_S$ )

De la misma manera, este coeficiente es la relación existente entre la productividad final del sistema y la productividad del generador, que se muestra en la ecuación 2.11.

$$PR_S = \frac{Y_F}{Y_A} \quad (2.11)$$

### 2.8.8. Pérdidas de productividad de captura del generador fotovoltaico ( $PY_A$ )

Este tipo de pérdidas se debe exclusivamente al generador del sistema y son consecuencia de las variaciones en la temperatura de la célula, caídas de tensión en el cableado, suciedad, sombreado, entre otros. Es calculado como se muestra en la ecuación 2.12.

$$PY_A = Y_A - Y_R \quad [kWh/kWp] \quad (2.12)$$

### 2.8.9. Pérdidas de productividad del resto del sistema ( $PY_S$ )

Son causadas por pérdidas de los equipos que componen el sistema como el inversor y el transformador, pérdidas en el cableado de corriente alterna. Además, en este grupo se consideran las pérdidas provocadas por parada de equipos por mantenimiento, roturas o problemas en la red, entre otros. Este índice se halla con la ecuación 2.13.

$$PY_S = Y_F - Y_A \quad [kWh/kWp] \quad (2.13)$$

En el diagrama 1 se puede encontrar una representación equivalente del rendimiento del sistema, y dónde pertenece cada índice.

### 2.8.10. Coeficiente de rendimiento del sistema ( $PR$ )

El coeficiente de rendimiento constituye una de las magnitudes más importantes para la evaluación de la efectividad de una instalación fotovoltaica. En concreto, el coeficiente de rendimiento expresa la relación del rendimiento energético real con respecto al rendimiento energético teóricamente posible. Este coeficiente es prácticamente independiente de la orientación de una instalación fotovoltaica y de la irradiación solar que incide sobre ella. Por este motivo, con ayuda del coeficiente de rendimiento, es posible comparar instalaciones fotovoltaicas conectadas a red en diferentes lugares del mundo [24].

Para hallarlo se debe encontrar la relación entre la productividad final del sistema  $Y_F$  y la productividad de referencia  $Y_R$ , como lo ilustra la ecuación 2.14.

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (2.14)$$

### 2.8.11. Factor de planta de la instalación

El factor de planta o factor de capacidad (CF), hace referencia a la relación entre la energía total generada y la energía que se hubiera producido si la instalación hubiera funcionado a su 100 %. Es decir, es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente de forma anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período [25], como se puede observar en la ecuación 2.15.

$$CF = \frac{E_{AC}}{(365 \text{ días})(24 \text{ horas})(P_{FV,nominal})} \quad (2.15)$$

La figura 2.15 muestra el orden de los índice descritos previamente.

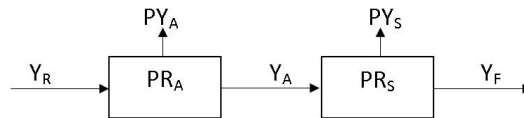


Figura 2.15: Índices de rendimiento en un sistema fotovoltaico de conexión a red



---

## Capítulo 3

# Metodología

---

Este capítulo, hace una descripción detallada de la metodología utilizada junto con las actividades llevadas a cabo para desarrollar el presente estudio. Además, se presentan los instrumentos de medición empleados, así como la descripción del procedimiento y de las estrategias que se siguieron a lo largo del trabajo.

### 3.1. Diagrama de flujo de la metodología

Con el fin de realizar una descripción general de la metodología usada en el desarrollo de esta investigación, se plantea un diagrama de flujo, el cual puede ser observado en la figura **3.1**. Este diagrama está basado en las actividades llevadas a cabo para cumplir los objetivos propuestos en este trabajo.

### 3.2. Sistema de adquisición de datos empleado

Las mediciones realizadas fueron obtenidas a través de la estación meteorológica del sistema fotovoltaico y del sistema de adquisición de datos de los inversores de la instalación. Los datos obtenidos fueron extraídos posteriormente a través de la plataforma de Aurora Vision de ABB, donde se puede tener acceso a las mediciones que quedan registrados automáticamente. La figura **3.2** presenta el esquema de funcionamiento del sistema de adquisición de datos.

Dicha estación meteorológica, con referencia VSN800-14 de ABB, consta, entre otros componentes, de sensores para la medición de la temperatura ambiente y de la temperatura de los módulos, del piranómetro que mide la irradiancia, y las aspas para la medición de la dirección y velocidad del viento, como se referencia en la figura **3.3**. Las especificaciones técnicas de esta estación se pueden encontrar en el anexo C.

De esta manera, este sistema permitió realizar las mediciones de energía producida, potencia, corriente y tensión así como de la irradiancia, la velocidad del viento, la temperatura

de los módulos fotovoltaicos y la temperatura ambiente, en la misma ubicación del sistema fotovoltaico bajo estudio.

Cabe mencionar que la medición de la energía producida con corriente continua ( $E_{DC}$ ) se realiza antes de cada inversor, a través de la plataforma de Aurora Vision, donde se obtiene la producción de los cuatro inversores.

Por otro lado, la medición de la energía producida en corriente alterna, es medida como se muestra en la figura 3.4.

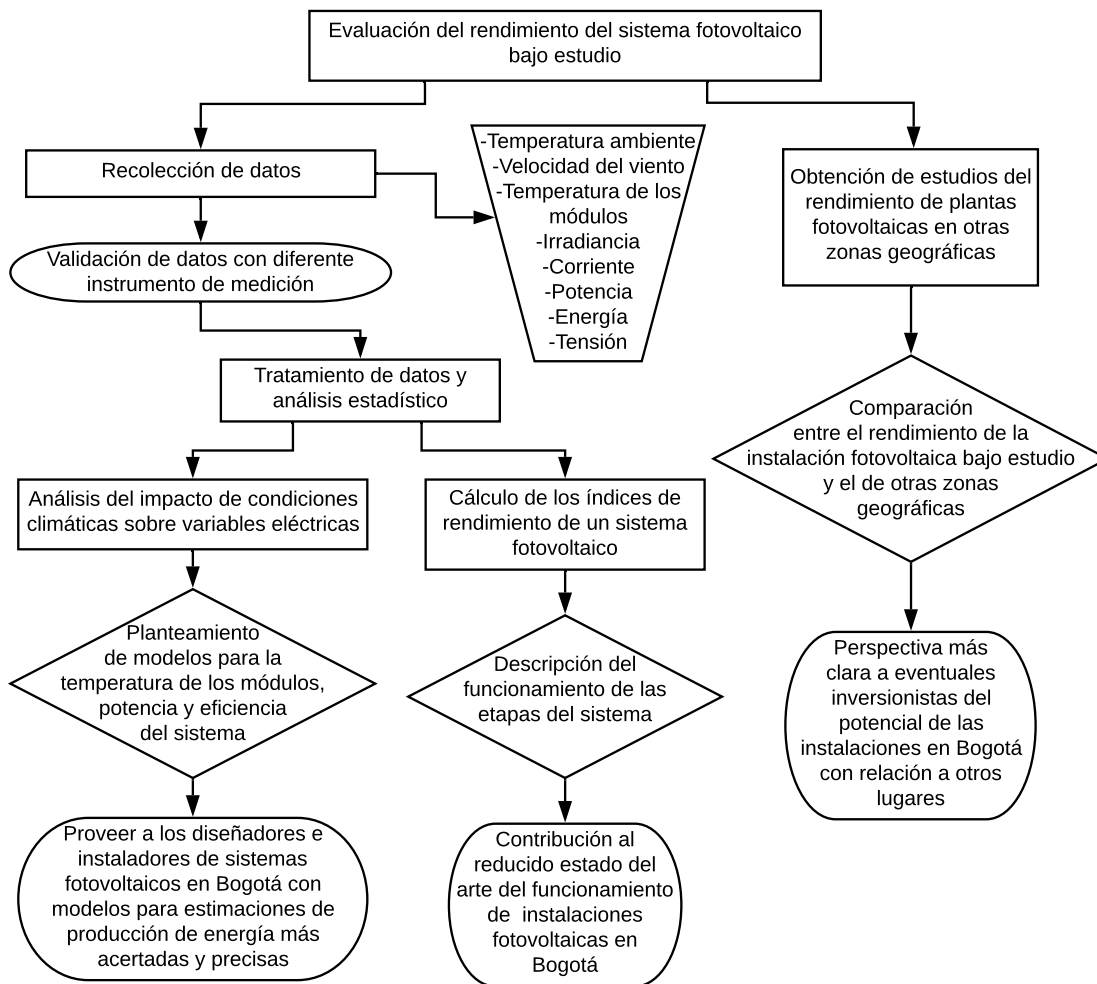


Figura 3.1: Diagrama de flujo de la metodología utilizada

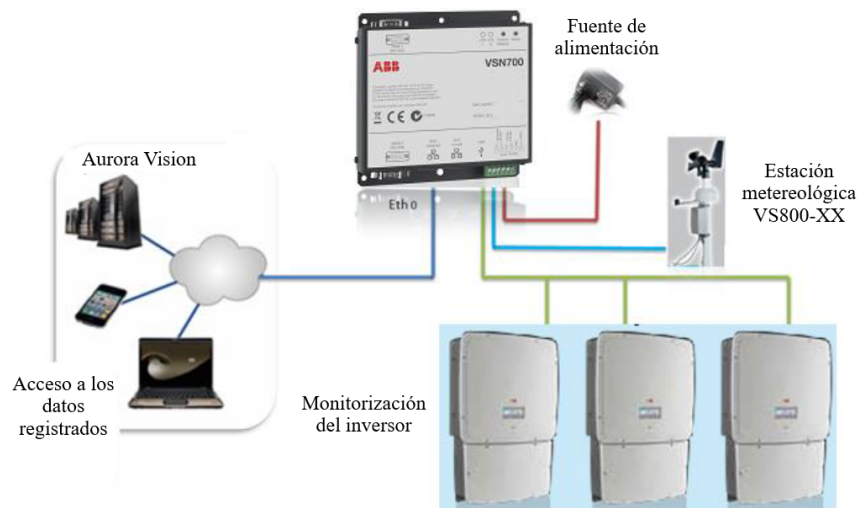


Figura 3.2: Sistema de adquisición de datos de la instalación fotovoltaica. Modificada de [26]

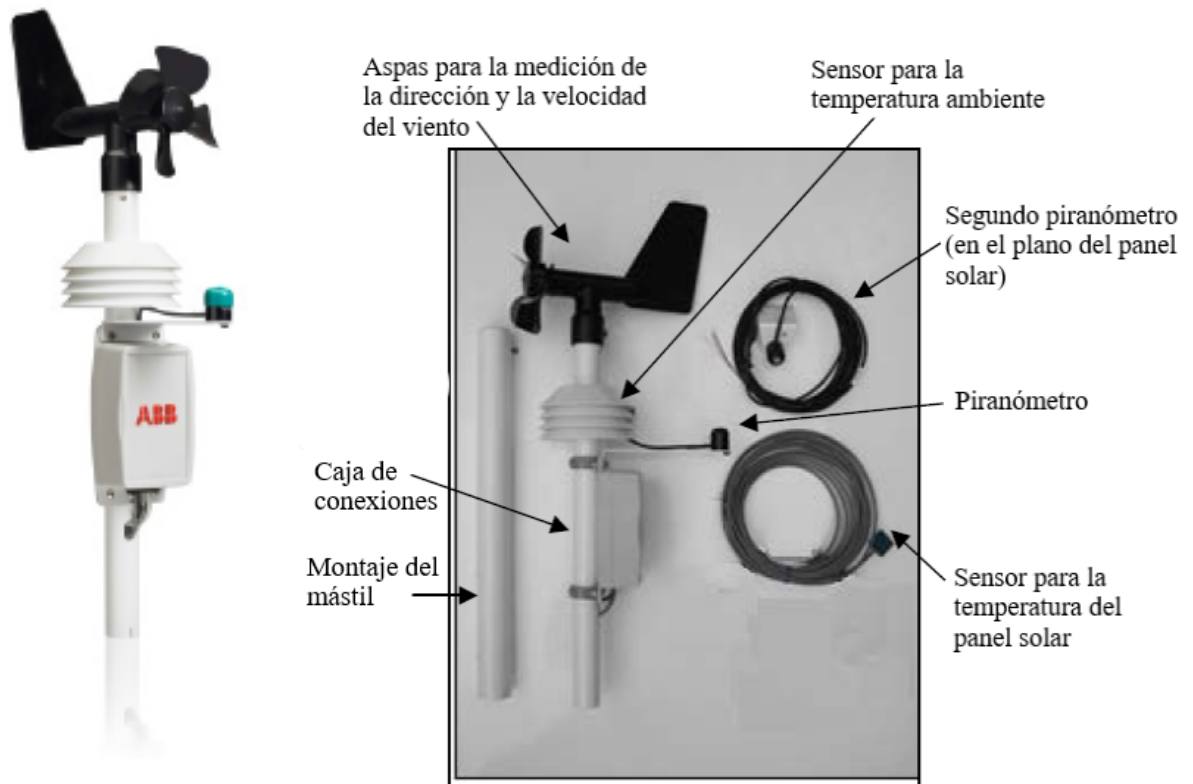


Figura 3.3: Componentes de la estación meteorológica del sistema fotovoltaico. Modificada de [27]

### 3.3. Corroboración de los datos tomados con la plataforma de Aurora Vision

Es necesario asegurarse de que los datos obtenidos a partir del sistema de adquisición de datos de la instalación son confiables, por lo cual se realizó una comprobación con un instrumento de medición diferente. Se utilizó el analizador de redes FLUKE 436 [28]. Con este instrumento se midió la energía producida con una frecuencia de 5 minutos durante 8 días, entre el 30 de enero y 6 de febrero de 2019. El tamaño de la muestra de los datos recopilados con el analizador de redes fue de 2084. La conexión se realizó en las salidas de los inversores y el primario del transformador, el cual posee una potencia nominal de 125 kVA y una relación de transformación de 380V en el primario a 440V en el secundario, como se puede observar en la figura 3.4. En dicha figura, se muestra el diagrama unifilar de la instalación fotovoltaica, el cual consta de cuatro zonas, con sus respectivos arreglos de módulos fotovoltaicos e inversores.

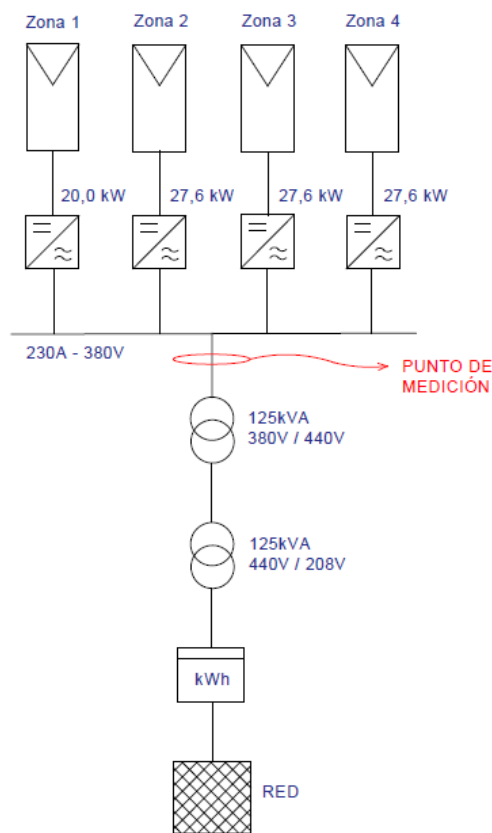


Figura 3.4: Diagrama unifilar de la instalación.

### 3.4. Análisis del impacto de las variables climáticas en la producción de energía eléctrica

Con el fin de llevar a cabo el estudio del impacto que tiene la irradiancia sobre la instalación y la temperatura de los módulos, se toma un periodo diario y mensual. Dicho día es el 14 de agosto de 2018 y el mes es agosto del 2018, cuya escogencia se debió a que en estos hubo un mayor rango de variación de dichas condiciones climáticas.

Para el caso del análisis diario del 14 de agosto de 2018, se realizó con datos cuyo tamaño de la muestra fue de 145, durante las 6 de la mañana hasta las 6 de la tarde, con una tasa de muestreo de 5 minutos.

Así mismo, para el análisis mensual, se considera un periodo durante el día, en el que la instalación está libre de sombreado; esto se realiza con el fin de apreciar las mediciones de la irradiancia sobre la instalación fotovoltaica, ya que debido al sombreado en las horas de la mañana y de la tarde, la lectura de la producción de energía no correspondería con la esperada. Por lo tanto, se toma el periodo comprendido entre 9 am y 3 pm. De esta manera, se tiene un tamaño de la muestra de 2252 cada 5 minutos.

Los datos de las variables eléctricas se toman para la primera zona de la instalación, es decir para el arreglo que consiste en dos ramas de 15 módulos en serie y cuyo inversor tiene una capacidad de 20,0 kW, como lo indica la figura 3.5.

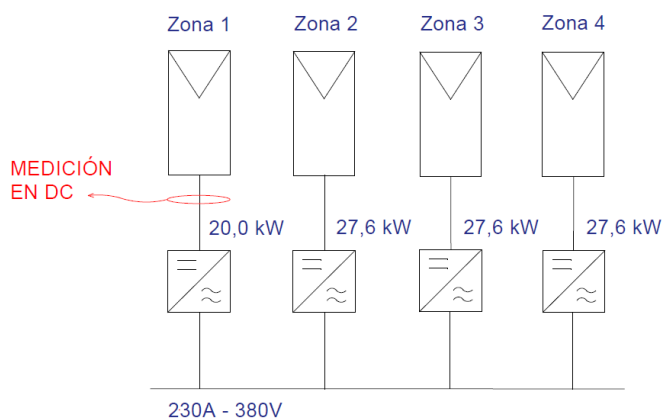


Figura 3.5: Punto de medición para los valores de corriente, tensión y potencia en DC del arreglo fotovoltaico.

El análisis del impacto que tiene la variación de la temperatura de los módulos en la instalación fotovoltaica durante un mes, se realizó haciendo una división en 9 intervalos donde se trabajó con valores de irradiancia aproximadamente constantes, con el fin de que se

podiera evidenciar de una manera más clara el impacto real de la temperatura. En la tabla **3.1** se encuentran estos rangos de irradiancia tomados para realizar el análisis.

**Tabla 3.1:** Rangos de irradiancia usados para análisis

Intervalo	Irradiancia ( $\text{W}/\text{m}^2$ )	
1	<	150
2	150	350
3	350	550
4	550	750
5	750	950
6	950	1150
7	1150	1350
8	1350	1550
9	1550	>

De la misma manera, para realizar el estudio del impacto de la irradiancia sobre las diferentes variables eléctricas, tomó un rango de datos de temperatura de los módulos para diferentes valores de densidad de potencia. Dichos rangos se muestran en la tabla **3.2**.

**Tabla 3.2:** Rangos de temperatura usados para análisis

Intervalo	Temperatura ( $^{\circ}\text{C}$ )	
1	11	16
2	16	21
3	21	26
4	26	31
5	31	36
6	36	41
7	41	46
8	46	51
9	51	56

### **3.5. Análisis del rendimiento del sistema fotovoltaico basado en índices de comportamiento**

En el estudio del rendimiento del sistema fotovoltaico de 100kWp, se tomaron datos durante un periodo de 1 año, comprendido entre el 10 de abril del 2018 y el 10 de abril de

2019 con el sistema de adquisición de datos de ABB presentada en la figura **3.2**. El tamaño de la muestra en este caso fue de 8761, cada hora durante todo el año.

Así mismo, para llevar a cabo las estimaciones de los índices que describen el rendimiento, se hizo uso de la norma internacional IEC 61724 “Photovoltaic system performance monitoring –Guidelines for measurement,data exchange and analysis” [22], la cual describe los lineamientos a seguir al llevar a cabo la monitorización y el análisis del comportamiento energético de un sistema fotovoltaico.

De esta manera, se adoptó una metodología de evaluación de rendimiento a partir de dicha norma, con la cual se realizó la correspondiente evaluación del rendimiento de la instalación con base en índices tales como eficiencia pico, eficiencia energética, productividad del generador, productividad final del sistema, productividad de referencia, coeficiente de rendimiento de la instalación, entre otros. Dichos índices se encuentran descritos en la sección 2.8 del presente documento.

### **3.6. Modelos para la temperatura de los módulos y la potencia producida por la instalación**

Después de realizar el análisis del impacto que tienen variables climáticas sobre la producción de energía en la instalación en la sección 3.4, se procede a hallar un modelo que describa el comportamiento de la temperatura de los módulos en función de las variables climáticas propias de la ubicación, tales como temperatura ambiente, velocidad del viento e irradiancia. De la misma manera se hace para encontrar un modelo que estime la potencia en cualquier instante de tiempo para una determinada irradiación, temperatura ambiente y velocidad del viento.

En este caso, el tiempo de medición fue de 6 meses comprendido entre el 2 de abril del 2018 y el 2 de septiembre de 2018. Dichas mediciones se hicieron cada hora entre las 9 am y las 3 pm, por las razones descritas en la sección 3.4 con lo que se trabajó con un tamaño de la muestra de 4456.

Por otro lado, se realiza una revisión bibliográfica de los modelos previamente encontrados en otras instalaciones y se hace uso de la teoría de regresión multivariable para ajustar dichos modelos a los resultados de la instalación bajo estudio. En el anexo D, se presenta la forma usada para calcular modelos haciendo uso de la teoría de regresión multivariable según [29].





---

## Capítulo 4

# Caso de estudio

---

En este capítulo, se presentan las condiciones geográficas y climáticas que posee la instalación fotovoltaica bajo estudio, así como la descripción de los equipos que componen la instalación, sus características y su forma de conexión.

### 4.1. Condiciones geográficas y climáticas de la instalación

La instalación fotovoltaica bajo estudio se encuentra en el edificio Alejandro Sandino, de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, en Bogotá, Colombia. La disposición de la instalación sobre la superficie del techo del edificio se puede ver en las figuras 4.1 y 4.2



Figura 4.1: Foto de perfil de la instalación sobre superficie del edificio Alejandro Sandino. Tomado de [30]

El sistema fotovoltaico se encuentra ubicado a una latitud de  $4,6^\circ$ , lo cual es muy cerca de la línea del ecuador y tiene una elevación de 2556 msnm como se observa en la figura 4.3.



Figura 4.2: Foto de planta de la instalación sobre superficie del edificio Alejandro Sandino. Tomado de [30]

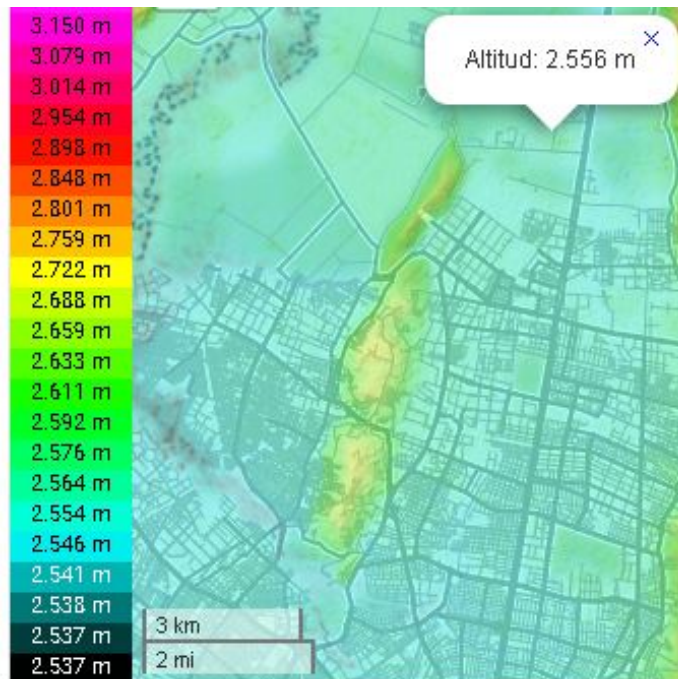


Figura 4.3: Mapa de la altura de la ubicación de la instalación fotovoltaica. Tomada de [31]

La instalación fotovoltaica se encuentra en el trópico americano, en el cual se establece

un sistema de medida que depende de la altura o de los "pisos térmicos". Este esquema permite definir la temperatura de cualquier zona, de acuerdo a su altura sobre el nivel del mar, teniendo en cuenta sus características geográficas y atmosféricas. Dentro de los pisos térmicos se han definido cinco niveles denominados cálido, templado, frío, páramo y glacial, como se presenta en la figura 4.4. La instalación se encuentra dentro de la zona fría donde la temperatura varía de 12 a 17 °C.



Figura 4.4: Temperatura con respecto a la altitud. Tomada de [32]

Por otra parte la instalación bajo estudio está ubicada en la zona ecuatorial, la cual se encuentra en el camino más directo de la luz del sol, por lo que tiende a tener un mayor nivel de irradiancia total durante el año. En la figura 4.5 se puede observar que la irradiancia promedio anual en la zona ecuatorial es mayor. Además, en la figura 4.6 la radiación promedio mensual que se tiene en Bogotá, lugar donde se encuentra la instalación.

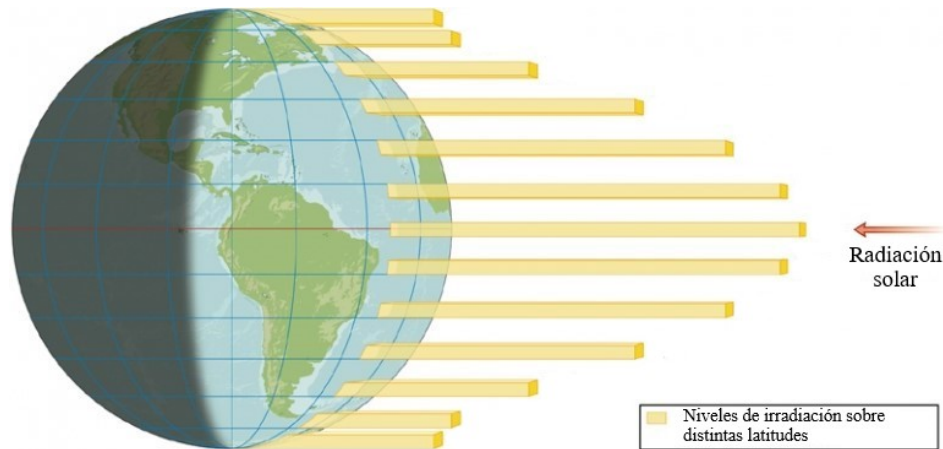


Figura 4.5: Radiación global. Modificada de [33]

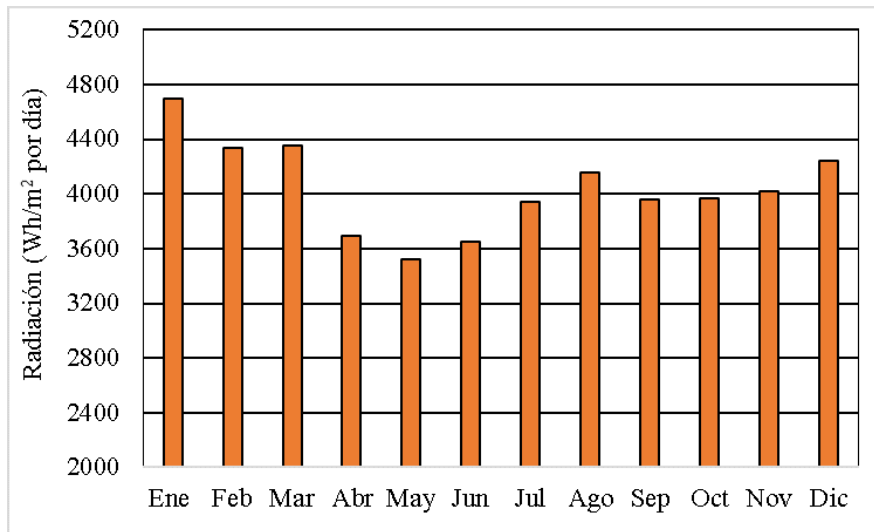


Figura 4.6: Promedio mensual de radiación global en Bogotá. Tomada de [34]

En consecuencia, su radiación global promedio es de aproximadamente  $4,0 \text{ kWh/m}^2$  [34]. Por otro lado, la temperatura promedio de Bogotá es de  $13,1^\circ\text{C}$ , el promedio anual de precipitaciones totales es de  $797 \text{ mm}$  y la humedad relativa del aire oscila entre  $77$  y  $83\%$  durante el año, siendo esta última relativamente alta [35]. Por lo tanto, la posición geográfica de Bogotá genera una alta variabilidad en la predicción del clima.

## 4.2. Descripción de los parámetros del sistema fotovoltaico

La instalación fotovoltaica bajo estudio, posee 318 módulos con una potencia de  $320 \text{ Wp}$  cada uno, lo que resulta en una potencia instalada total de  $101,76 \text{ kWp}$  sobre una superficie de  $625,5 \text{ m}^2$ . La tecnología de dichos paneles es de silicio policristalino. Las principales especificaciones técnicas para este tipo de módulos de la marca Sunset PX 320/72 se muestran en la tabla 4.1 y en la figura 4.7, las cuales fueron extraídas del catálogo del módulo fotovoltaico del anexo A. Dichos valores corresponden a las especificaciones técnicas bajo las condiciones estándar CEM de trabajo ( $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $25^\circ\text{C}$ , AM 1,5) y bajo las condiciones nominales de operación NOCT ( $800 \text{ W/m}^2$ ,  $51 \pm 2^\circ\text{C}$ , AM 1,5).

Los módulos fotovoltaicos se encuentran distribuidos en 4 zonas sobre el techo del edificio Alejandro Sandino: tejado sur, este, oeste y norte. En cada una de estas zonas se encuentran dos arreglos de módulos conectados a las dos entradas de los seguidores del punto de máxima potencia en los 4 inversores respectivos. Los inversores son de la marca ABB TRIO-20.0/27.6-

**Tabla 4.1:** Especificaciones técnicas del módulo policristalino de la instalación. Tomada de [36]

<b>Especificaciones técnicas</b>	<b>CEM</b>	<b>NOCT</b>
Potencia nominal $P_M$	320 Wp	231 Wp
Corriente en el PMP $I_M$	8,51 A	6,84 A
Tensión en el PMP $V_M$	37,6 V	33,9 V
Corriente de corto circuito $I_{SC}$	0,38	7,21 A
Tensión de circuito abierto $V_{OC}$	46,9 V	43,2 V

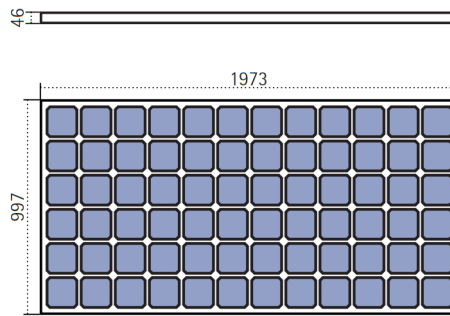


Figura 4.7: Medidas del módulo policristalino. Tomada de [36]

TL-OUTD y sus características técnicas se encuentran en el anexo B. En la tabla 4.2 se presentan los valores más importantes.

**Tabla 4.2:** Descripción técnica de los inversores usados en la instalación. Tomado de [37]

<b>Especificaciones técnicas</b>	<b>Inversor TRIO 20,0</b>	<b>Inversor TRIO 27,6</b>
Potencia nominal	20750 WP	28600 WP
Potencia máxima de entrada	22700 WP	31000 WP
Tensión de entrada nominal	620 V	
Intervalo de tensión para cada PMP	200...950V	
Potencia máxima para cada MPPT	12000 W	16000 W
Tensión máxima absoluta	1000V	
Número de MPPTs independientes	2	
Corriente de entrada DC máxima	50 A / 25 A	64 A / 32 A

El diagrama unifilar del sistema fotovoltaico, que se encuentra conectado a la red, se

presenta en la figura 4.8.

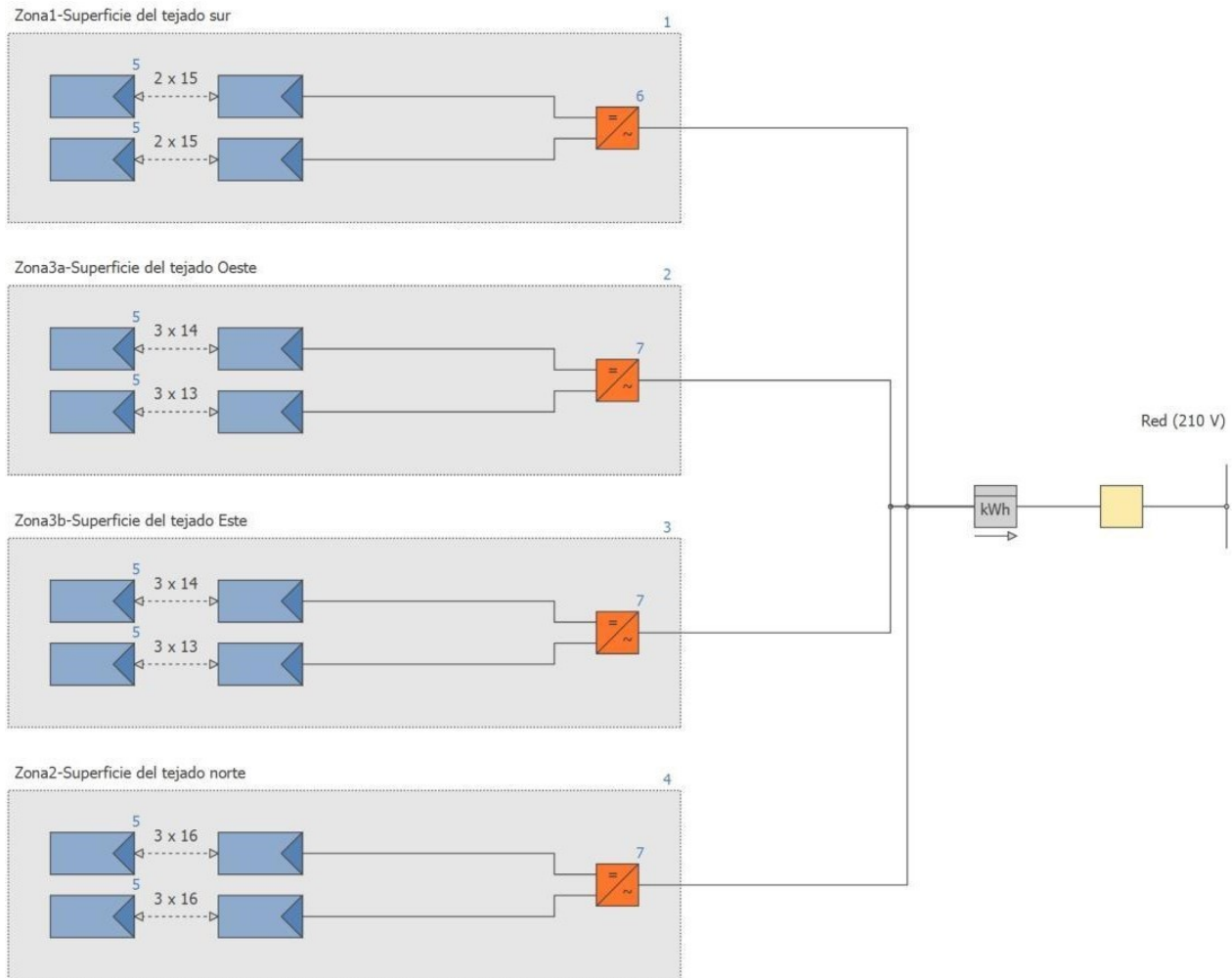


Figura 4.8: Diagrama de la conexión eléctrica de la instalación. Tomado de [30]

---

## Capítulo 5

# Análisis de resultados

---

En el presente capítulo, se presenta la validación de las mediciones tomadas con el sistema de adquisición de datos de Aurora Vision con un analizador de redes. Posteriormente, se lleva a cabo el análisis del impacto de las variables climáticas que tienen un mayor impacto sobre la producción de energía de la instalación fotovoltaica. Para ello, se estudia el comportamiento que poseen variables eléctricas como tensión, corriente y potencia, ocasionados por variaciones en las condiciones climáticas de la instalación.

Por otro lado, se encuentran los índices de rendimiento de la instalación solar fotovoltaica bajo estudio, mostrando detalladamente los cálculos realizados. A partir de los índices encontrados, se describe el funcionamiento del sistema fotovoltaico y finalmente se realiza una comparación con resultados obtenidos en otras zonas geográficas.

### 5.1. Validación de los datos de los parámetros eléctricos medidos

Al realizar el estudio con las mediciones tomadas de la plataforma de recolección y almacenamiento de datos obtenidos de la plataforma de Aurora Vision de ABB, fue importante validar dicha información con otro instrumento de medición. Por ello, se hizo uso de un analizador de redes con lo cual se tomaron datos de tensiones, corrientes y potencia.

Esta validación se llevó a cabo en la salida en AC del sistema fotovoltaico, en el punto de medición que se muestra en la figura 3.4, como se mencionó en la sección 3.3. La conexión realizada para la toma de datos con el analizador de redes se muestra en las figuras 5.1 y 5.2.

La tasa de muestreo fue de 5 minutos entre el 30 de enero y 6 de febrero de 2019. El tamaño de la muestra de los datos recopilados con el analizador de redes fue de 2084. Para cada uno de dichos días, la producción de energía fue diferente, y se pudo realizar la corroboración de los datos con periodos de alta y baja irradiancia, como se puede observar en la figura 5.3.



(a) Medición de tensión.



(b) Medición de corriente.

Figura 5.1: Conexiones sobre el transformador para la medición de tensión y corriente.



(a) Conexión del transformador al analizador



(b) Medición de corriente.

Figura 5.2: Montaje del analizador sobre el transformador.



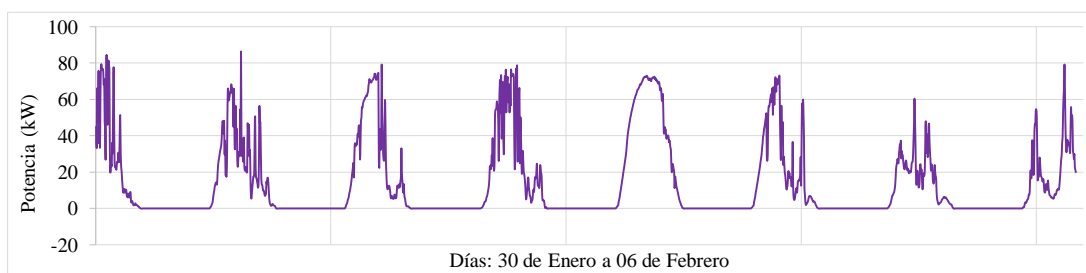


Figura 5.3: Potencia para los 8 días desde el 30 de enero al 6 febrero de 2018 para validación de datos

Con el fin de realizar la comprobación, se tomó las mediciones de la energía con el analizador de redes y la plataforma de Aurora Vision de ABB, durante una semana, desde el 30 de enero hasta el 5 de febrero como lo muestra la tabla 5.1. El error encontrado para los diferentes días fue de 2,5 % máximo para el 30 de enero, y para los otros días no superó el 1,6 %

Tabla 5.1: Validación de la energía producida a partir del analizador de redes y la plataforma de Aurora Vision de ABB.

Día	Energía (kWh)		Error
	Analizador	Aurora V.	
30 de Enero 2019	193,64	198,53	2,5 %
31 de Enero 2019	303,76	307,38	1,2 %
1 de Febrero 2019	358,84	363,11	1,2 %
2 de Febrero 2019	351,38	355,71	1,2 %
3 de Febrero 2019	523,44	529,43	1,1 %
4 de Febrero 2019	309,14	313,21	1,3 %
5 de Febrero 2019	203,01	206,26	1,6 %
<b>TOTAL</b>	<b>2243,22</b>	<b>2273,62</b>	<b>1,3 %</b>

De la misma manera, se realizó la comparación de la potencia, y se comparó el promedio por hora, desde las 9 am hasta las 3 pm, como se muestra en la tabla 5.2. En esta tabla se observa que el error promedio de cada día se encuentra alrededor del 2 %, el cual es un valor relativamente pequeño, pues debe tenerse en cuenta que la plataforma de Aurora Vision toma los datos directamente desde los inversores, y que el analizador de redes se conecta en el primario del transformador, con lo que existen ciertas pérdidas en el cableado.

Así, se puede concluir que los datos de los parámetros eléctricos tomados a partir de la plataforma de recolección de datos de Aurora Vision de ABB son válidos y poseen una buena

**Tabla 5.2:** Validación de datos tomados con la plataforma de Aurora Vision y con el Analizador de redes

Día	Hora	Potencia (W)			Día	Hora	Potencia (W)		
		Analizador Aurora V.		Error			Analizador Aurora V.		Error
30 Ene	9:00				3 Feb	9:00	58600,0	59128,3	0,9 %
	10:00	52700,0	48963,6	7,6 %		10:00	67241,7	67909,4	1,0 %
	11:00	66208,3	66228,5	0,0 %		11:00	72100,0	72994,5	1,2 %
	12:00	51283,3	48494,8	5,8 %		12:00	71158,3	72074,0	1,3 %
	13:00	35141,7	38775,2	9,4 %		13:00	70575,0	71681,8	1,5 %
19	14:00	26391,7	25966,6	1,6 %	19	14:00	57575,0	58454,1	1,5 %
	<b>Promedio</b>	<b>46345,0</b>	<b>45685,7</b>	<b>1,4 %</b>		<b>Promedio</b>	<b>66208,3</b>	<b>67040,3</b>	<b>1,24 %</b>
31 Ene	9:00	50466,7	44943,9	12,3 %	4 Feb	9:00	51058,3	53960,2	5,4 %
	10:00	54541,7	52796,0	3,3 %		10:00	65433,3	68188,8	4,0 %
	11:00	37658,3	36325,3	3,7 %		11:00	50300,0	52828,4	4,8 %
	12:00	27375,0	25808,8	6,1 %		12:00	17475,0	17654,4	1,0 %
	13:00	21858,3	26467,5	17,4 %		13:00	14866,7	15660,5	5,1 %
19	14:00	21708,3	25081,2	13,4 %	19	14:00	12575,0	13090,9	3,9 %
	<b>Promedio</b>	<b>35601,4</b>	<b>35237,1</b>	<b>1,03 %</b>		<b>Promedio</b>	<b>35284,7</b>	<b>36897,2</b>	<b>4,37 %</b>
1 Feb	9:00	55158,3	55039,9	0,2 %	5 Feb	9:00	24575,0	24925,8	1,4 %
	10:00	66666,7	67380,4	1,1 %		10:00	22441,7	22971,2	2,3 %
	11:00	71825,0	72980,6	1,6 %		11:00	28741,7	30019,3	4,3 %
	12:00	49925,0	49475,2	0,9 %		12:00	17575,0	18022,3	2,5 %
	13:00	26316,7	28370,5	7,2 %		13:00	36425,0	37081,3	1,8 %
19	14:00	7725,0	7915,6	2,4 %	19	14:00	19966,7	20240,1	1,4 %
	<b>Promedio</b>	<b>46269,4</b>	<b>46860,4</b>	<b>1,26 %</b>		<b>Promedio</b>	<b>24954,2</b>	<b>25543,3</b>	<b>2,31 %</b>
2 Feb	9:00	56066,7	56952,5	1,6 %	6 Feb	9:00	18791,7	19086,5	1,5 %
	10:00	55075,0	53621,3	2,7 %		10:00	12041,7	12386,8	2,8 %
	11:00	68061,5	65381,9	4,1 %		11:00	6516,7	6765,2	3,7 %
	12:00	51766,7	50976,1	1,6 %		12:00	9941,7	10324,9	3,7 %
	13:00	37225,0	33011,9	12,8 %		13:00	45516,7	46911,1	3,0 %
19	14:00	12175,0	12336,3	1,3 %	19	14:00	37041,7	37262,1	0,6 %
	<b>Promedio</b>	<b>46728,3</b>	<b>45380,0</b>	<b>2,97 %</b>		<b>Promedio</b>	<b>21641,7</b>	<b>22122,8</b>	<b>2,17 %</b>

precisión.

## 5.2. Impacto de las variables climáticas sobre la instalación

La producción de energía eléctrica a partir de sistemas fotovoltaicos depende de las condiciones climáticas en las que se encuentre la instalación. Las variables climáticas que tienen un mayor impacto sobre un sistema solar fotovoltaico son la irradiancia y la temperatura de los módulos. La figura 5.4 muestra el comportamiento de estas dos variables y de la temperatura ambiente durante el día 14 de agosto del 2018, donde se observa la dependencia de la temperatura de los módulos con la irradiancia y la temperatura ambiente.

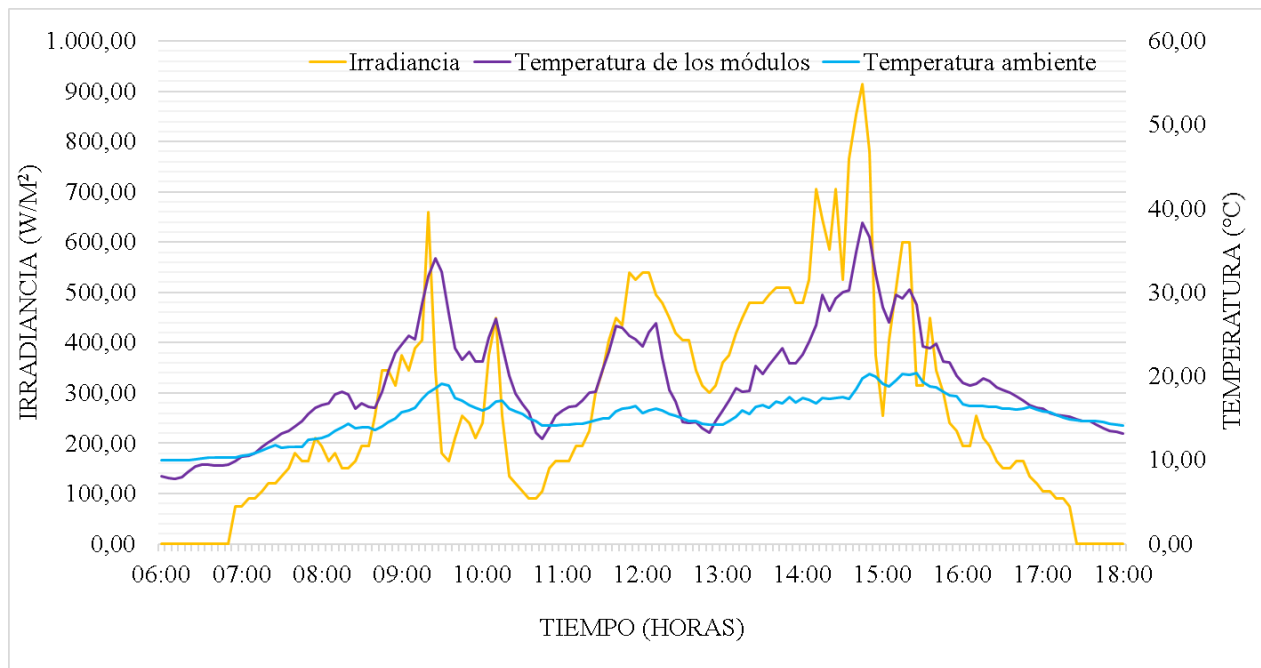


Figura 5.4: Comportamiento de la irradiancia y temperaturas de los módulos y de ambiente durante un día.

Con el fin de llevar a cabo el estudio del impacto de la variación de estas dos variables climáticas en las variables eléctricas de la instalación fotovoltaica, se realiza un análisis diario y mensual como se indicó en la sección 3.4.

A continuación, se lleva a cabo un estudio del impacto que tienen las variables climáticas sobre las variables eléctricas de tensión, corriente y potencia.

### 5.2.1. Impacto de la temperatura sobre la tensión

Como se mencionó previamente, la temperatura ocasiona un impacto importante en el comportamiento de la tensión, como se destaca en la figura 5.5. La relación que tiene la tensión con la temperatura es inversa; es decir, a medida que la temperatura de los módulos incrementa la tensión del arreglo fotovoltaico disminuye.

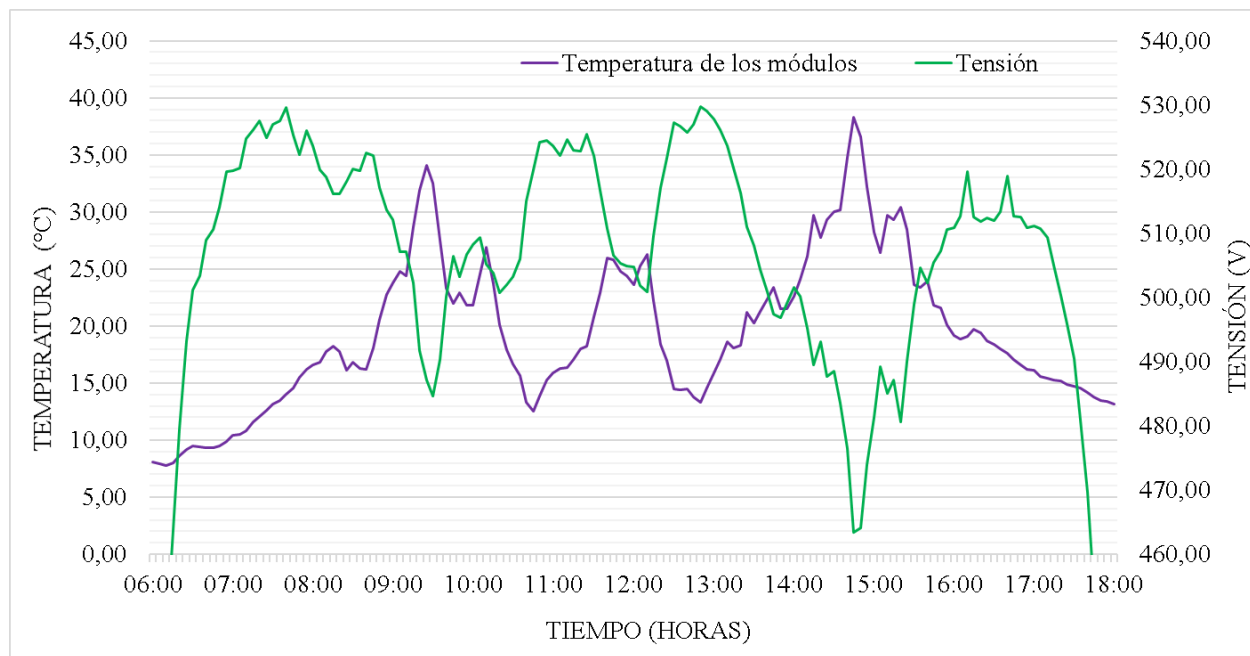


Figura 5.5: Comportamiento de la tensión y la temperatura durante un día.

De la misma manera, en la figura 5.6 se puede observar una relación inversa entre la temperatura y la tensión durante el mes bajo estudio. El comportamiento de la tensión presentado en dicha gráfica, se puede representar con la ecuación  $V = -2,5877T_M + 563,96$  (V), la cual tiene un coeficiente de correlación de 0,8774. La pendiente de -2,5877 resulta de hacer la regresión lineal con los datos que existen obtenidos de las ramas formadas por 15 módulos en serie de la zona 1, implica que si la temperatura aumenta en un grado centígrado, habrá un decremento de la tensión de aproximadamente 2,6 V.

Esto permite concluir que para un sólo módulo, el valor de la pendiente debe ser dividido entre los 15 módulos (asumiendo que la tensión cae equitativamente en cada módulo), para conseguir la variación de tensión para un sólo módulo, como se muestra en la ecuación 5.1.

$$\Delta V_{Módulo} = \frac{-2,5877V/°C}{15 \text{ módulos}} = -0,1725V/°C \quad (5.1)$$

El valor de la variación de la tensión con respecto a la temperatura ( $\beta$ ) suministrado por

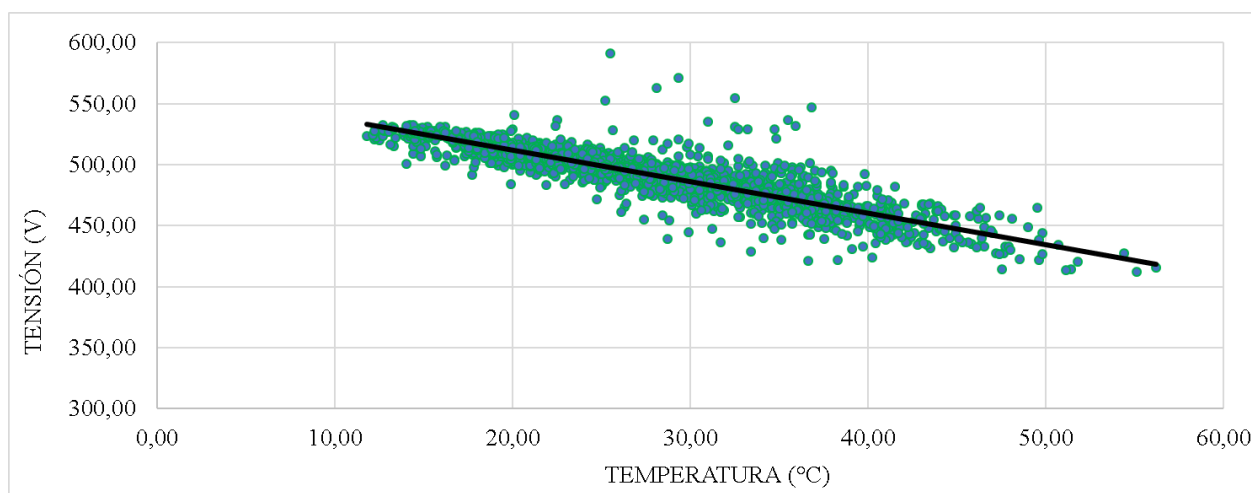


Figura 5.6: Comportamiento de la tensión en función de la temperatura durante un mes.

los fabricantes, es dado en porcentaje y es de  $-0,325\%/^{\circ}K$ ., como se muestra en la tabla 5.3. Ya que el tamaño de la unidad en las escalas Kelvin y Celsius es la misma, el valor de  $\beta$  también puede ser expresado como  $-0,325\%/^{\circ}C$ .

**Tabla 5.3:** Coeficientes de variación de parámetros eléctricos del módulo policristalino con la temperatura. Tomada de [36]

Parámetro		Coefficiente
Coeficiente de corriente $I_{SC}$	$\alpha$ [%/K]	+ 0,037
Coeficiente de tensión $V_{OC}$	$\beta$ [%/K]	- 0,325
Coeficiente de Potencia $P_{MPP}$	$\gamma$ [%/K]	+ 0,456

Si se quiere conocer este valor en  $V/^{\circ}C$  se utiliza el valor de tensión de circuito abierto el cual correspondería al 100 %, como se puede observar en la ecuación 5.2.

$$\beta_{V/^{\circ}C} = \frac{V_{OC} * \beta_{\%/^{\circ}C}}{100\%} \quad (5.2)$$

Utilizando el valor de la tensión de circuito abierto en las condiciones estándar de prueba (STC), el cual es 46,9 V de la figura 4.1, se tendría que a partir de la tabla 5.2, el valor de  $\beta_{V/^{\circ}C}$  es de  $-0,1524V/^{\circ}C$ .

$$\beta_{V/^{\circ}C} = \frac{(46,9V) * (-0,325\%/^{\circ}C)}{100\%} = -0,1524V/^{\circ}C \quad (5.3)$$

El resultado obtenido en la ecuación 5.1 presenta un error de 13,2 % con respecto al valor que los fabricantes proporcionaron.

### 5.2.2. Impacto de la temperatura sobre la corriente

Ahora bien, al llevar a cabo el análisis de las variaciones que sufre la corriente de los módulos en función de su temperatura, cuando se observa durante un día completo, es posible inferir que el comportamiento de la corriente depende de la temperatura en gran medida; sin embargo, es preciso afirmar que esta relación se debe a que la temperatura de los módulos depende de la irradiancia que se tenga, como se muestra en la figura 5.4. Por lo tanto, es necesario analizar qué sucede con la corriente con la temperatura manteniendo el valor de irradiancia constante. La figura 5.7 presenta la relación de la temperatura de los módulos y la corriente en el periodo de un día.

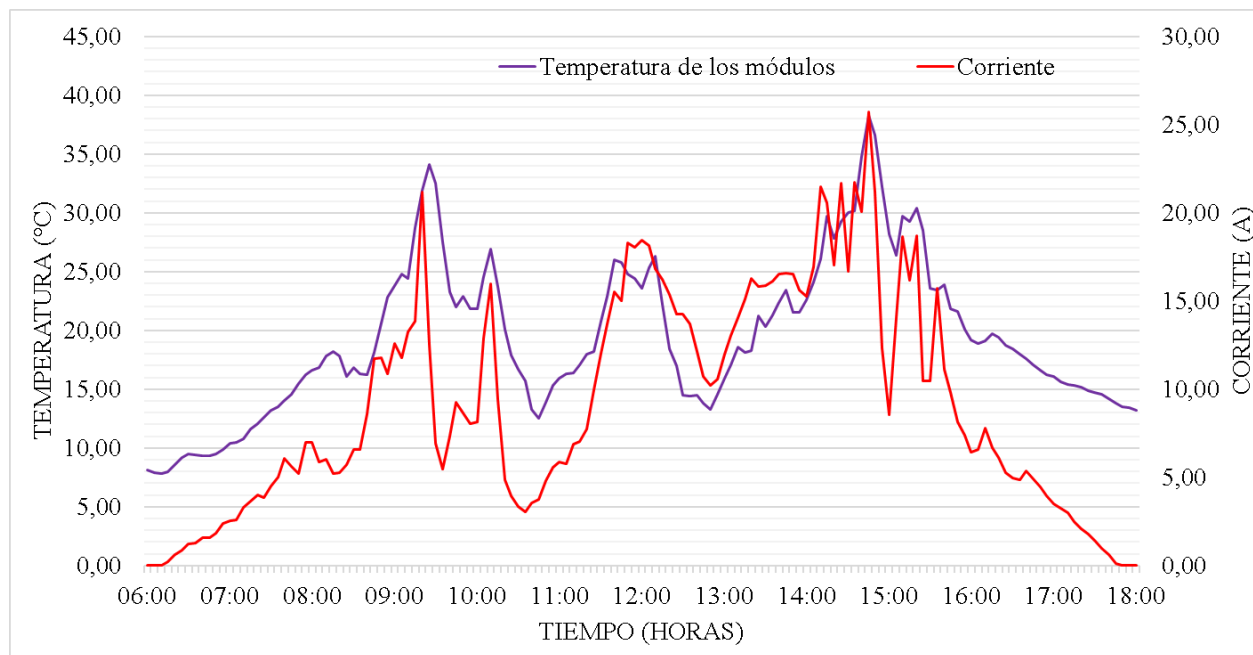


Figura 5.7: Comportamiento de la temperatura y corriente durante un día.

Esto último se realizó para las mediciones tomadas durante el mes de agosto, donde como ya se había descrito previamente, se toman rangos de irradiancia y se estudia el comportamiento de las variaciones de la temperatura. Al estudiar estos datos, se observó que a medida que la temperatura aumenta, la corriente también lo hace en una proporción más pequeña.

Aunque según los fabricantes, el valor en la variación de corriente por cada  $^{\circ}C$  es un valor constante ( $\alpha$ ), mostrado en la tabla 5.3, el resultado obtenido no evidencia un comportamiento lineal y como se puede observar en la gráfica de cajas y bigotes de la figura 5.8, los datos medidos tienen una dispersión alta entre el valor mínimo y máximo. No obstante, se puede evidenciar que a medida que la temperatura es más alta, la corriente generada también lo es. Por otro lado, es necesario tener en cuenta que aunque el incremento en cada grado de temperatura es relativamente alto según la figura 5.8, esto se puede deber a que cuando la temperatura aumenta, es por que la irradiancia también lo hace.

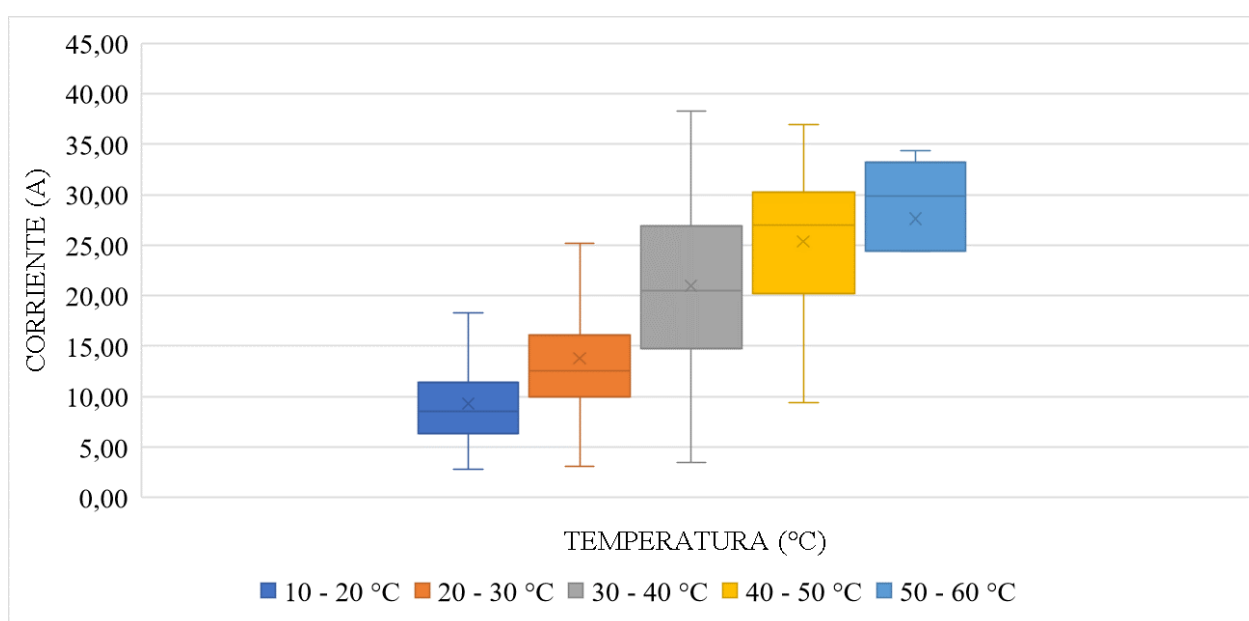


Figura 5.8: Comportamiento de la corriente en función de la temperatura durante un mes.

### 5.2.3. Impacto de la temperatura sobre la potencia

La potencia generada durante un día, es presentada en la figura 5.9. Debe notarse que aunque la potencia parece tener una relación con la temperatura de los módulos, como en el caso de la corriente, se debe a la dependencia que tiene la temperatura de la irradiancia, como se mencionó previamente.

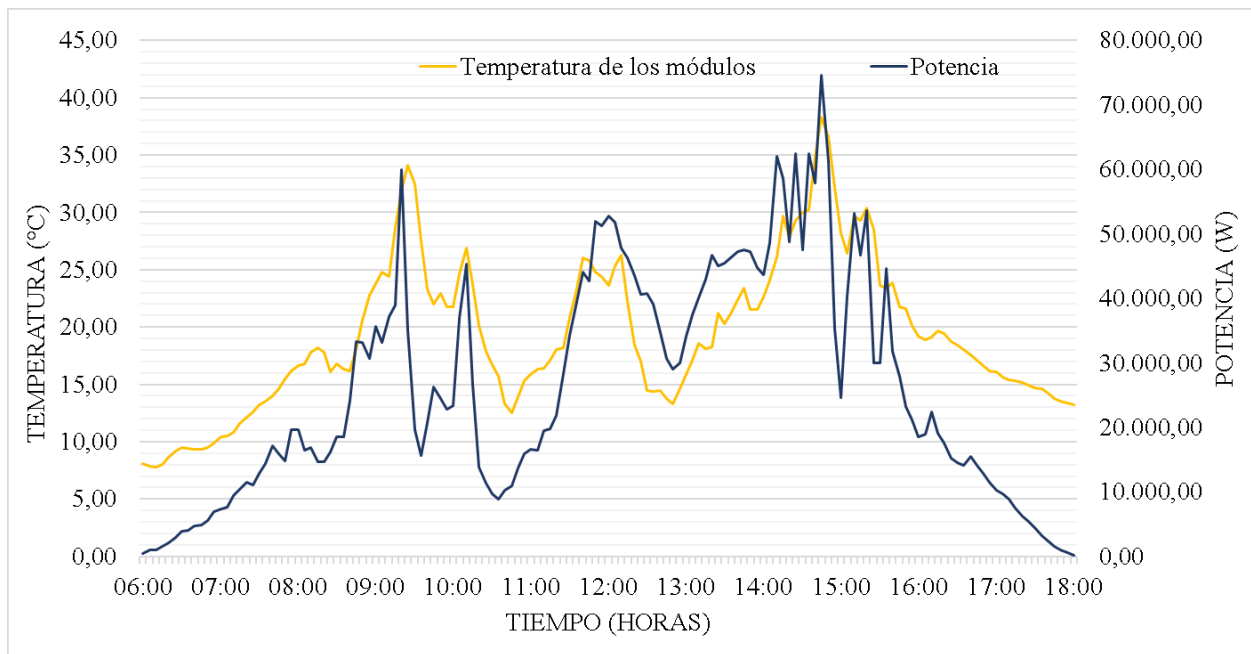


Figura 5.9: Comportamiento de la temperatura y la potencia.

Por otro lado, según la figura 2.13, era de esperarse que a medida que la temperatura aumentara, la potencia generada por los módulos disminuyera. Sin embargo, los resultados encontrados no se ajustaron a dicho comportamiento, así como se muestra en la figura 5.10. Esta discrepancia se puede deber principalmente a dos razones: primero, los seguidores del punto de máxima potencia existentes hacen que tanto las tensiones como corrientes con las que trabajan los módulos sean modificadas y ajustadas para producir la máxima cantidad de potencia. En segundo lugar, se encuentra el hecho de que los datos tomados tenían una frecuencia de 5 minutos, lo que resulta en un promedio de los valores tanto de irradiancia y temperatura como de los valores de potencia producida durante este tiempo, que no permiten visualizar los cambios que tuvieron lugar instante a instante.



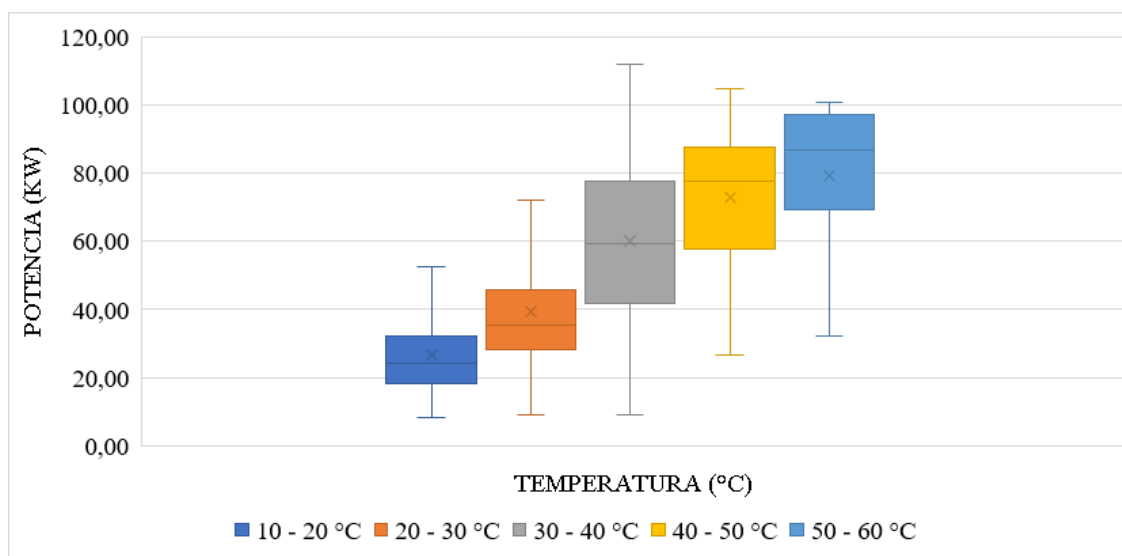


Figura 5.10: Comportamiento de la potencia generada con la temperatura durante un mes.

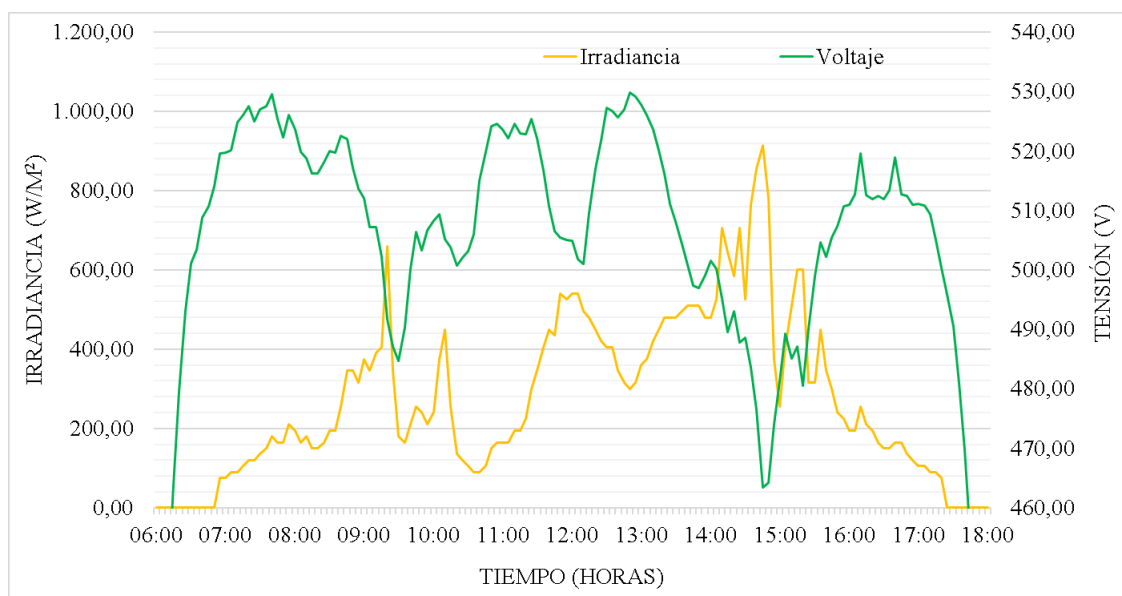


Figura 5.11: Comportamiento de la irradiancia y tensión.

#### 5.2.4. Impacto de la irradiancia sobre la tensión

Como se puede observar en la figura 5.11, existe una relación visible entre la irradiancia y la tensión, lo cual se debe a que como lo indica la figura 2.12, a medida que la irradiancia aumenta, tanto la corriente como la tensión aumentan. Además, debe considerarse el hecho

de que la temperatura de los módulos, que tiene impacto directo sobre la tensión, depende a su vez del comportamiento que tiene la irradiancia. Esto último puede ser verificado en la figura 5.4.

Al hacer el estudio del impacto de la irradiancia sobre la tensión, tomando los distintos rangos de temperatura, se encontró un comportamiento particular como se manifiesta en la figura 5.12. Dicha gráfica fue obtenida realizando el ajuste lineal para cada uno de los intervalos de temperatura de la tabla 3.2, aunque en la misma se presente un valor fijo (promedio) de dichos intervalos. Se puede evidenciar que al tener distintos niveles de temperatura en los módulos, el impacto que tiene el aumento en la irradiancia, produce una variación de tensión diferente: a mayor temperatura, la medida en que la tensión varía con respecto a aumentos en la irradiancia es creciente; por el contrario, cuando se tienen temperaturas altas en los módulos, la pendiente obtenida fue decreciente.

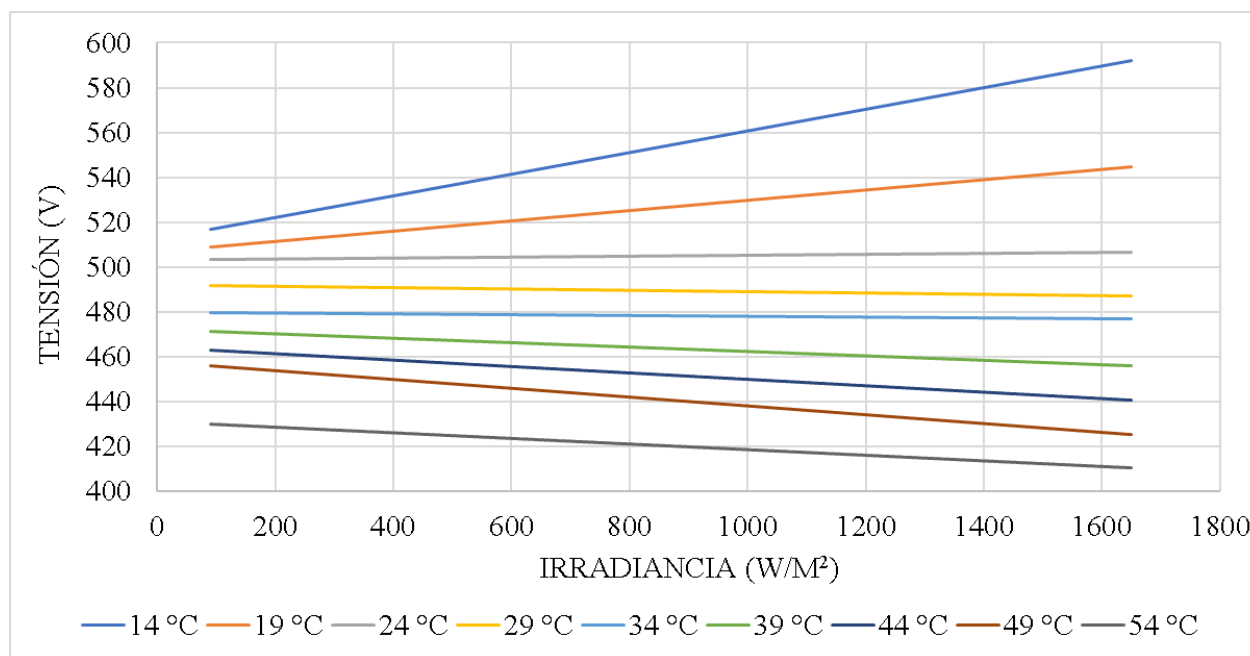


Figura 5.12: Comportamiento de la tensión con la irradiancia para diferentes temperaturas.

Esto último permite concluir que es más beneficioso que la temperatura de los módulos sea pequeña, ya que la tensión será más alta y a mayor irradiancia se obtendrá una mayor potencia, pues  $P=V \cdot I$ . No obstante es preciso mencionar que debe tenerse en cuenta la tensión máxima con la que el inversor puede trabajar, puesto que si esta es muy grande, puede ocasionar fallas en la entrada del inversor. Para el caso de la instalación bajo estudio, las temperaturas mínimas no son tan pequeñas para que esto llegue a suceder, ya que como se muestra en la tabla 4.2, la tensión máxima del inversor es de 1000V, y como se evidenció

en la figura 5.6 el nivel de tensión a las temperaturas mínimas de la instalación es del orden de 500 a 600 V.

### 5.2.5. Impacto de la irradiancia sobre la corriente

Como era de esperarse, la magnitud de la corriente de los módulos, depende de la irradiancia sobre la instalación, lo cual puede ser contemplado en la figura 5.13.

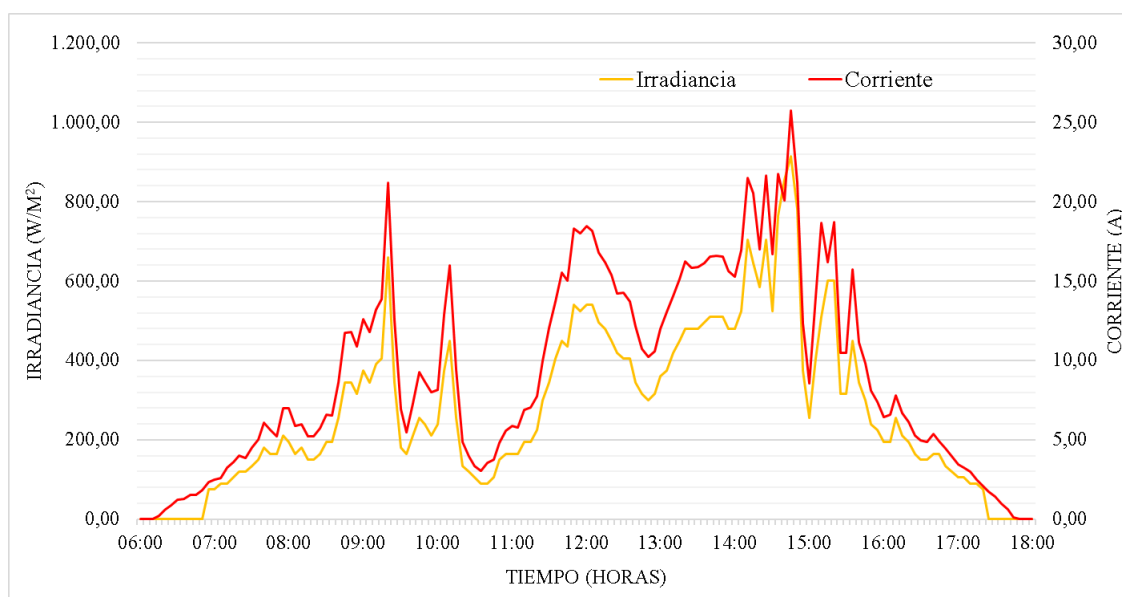


Figura 5.13: Comportamiento de la irradiancia y la corriente.

Dicha dependencia puede observarse con más detalle en la figura 5.14, donde se encontró que el comportamiento de los datos apuntan a una función polinómica de segundo orden, con la ecuación  $I = -0,00002G^2 + 0,0441G - 1,1578$ , y que posee un coeficiente de correlación 0,889.

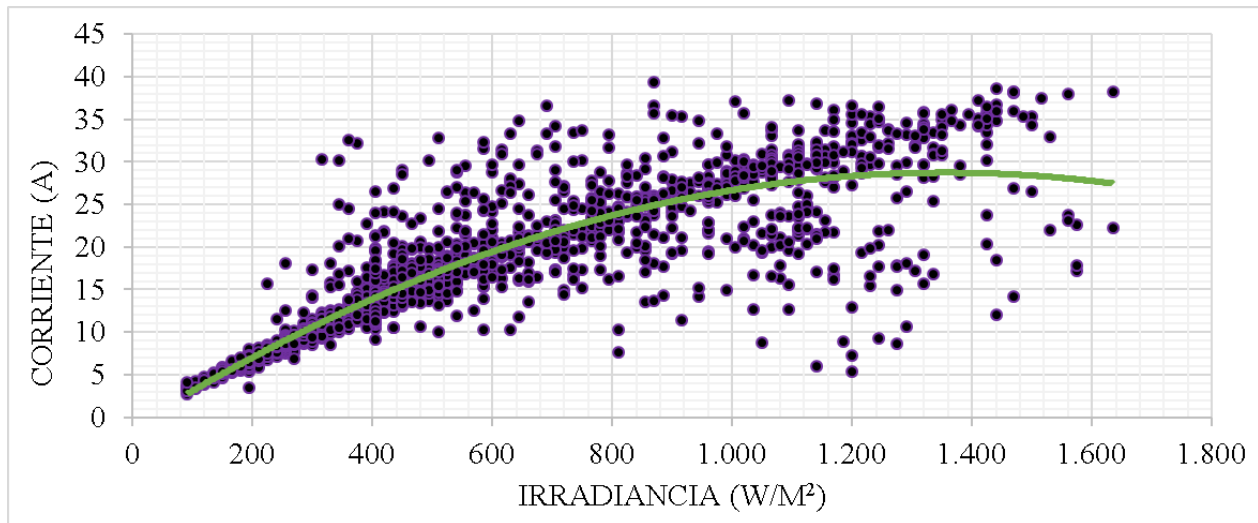


Figura 5.14: Comportamiento de la corriente con la irradiancia durante un mes.

### 5.2.6. Impacto de la irradiancia sobre la potencia

Finalmente, el comportamiento que tiene la potencia y la irradiancia durante un día, se presenta en la figura 5.15.

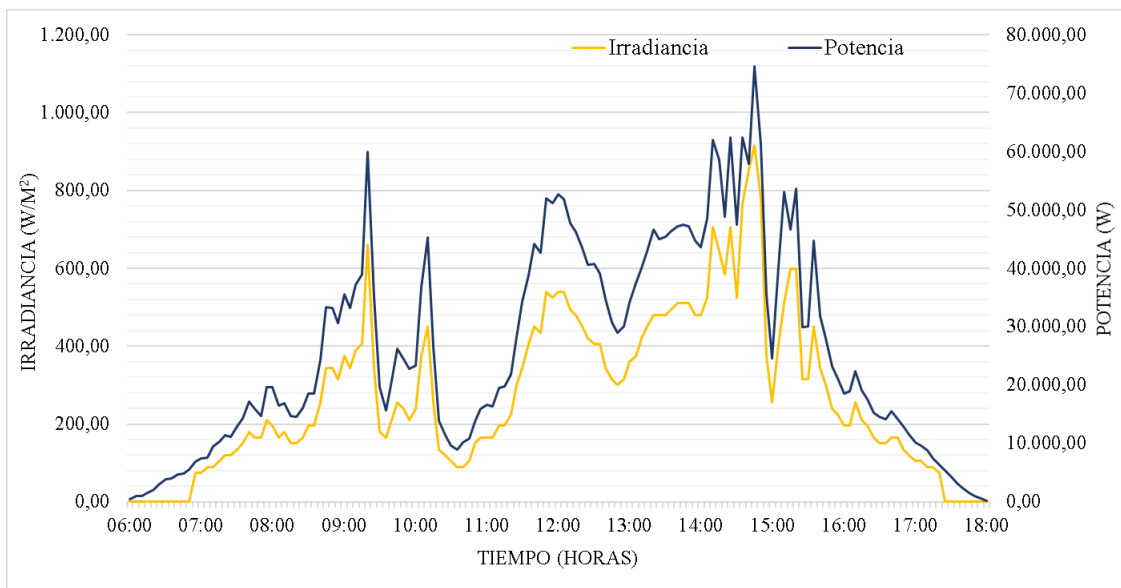


Figura 5.15: Comportamiento de la irradiancia y la potencia.

De la misma manera, la figura 5.16, muestra la relación entre la potencia generada y la irradiancia, cuya ecuación que más se acerca a su comportamiento  $P = -0,0443G^2 +$

$124,69G - 3357,9$  con un  $R^2$  de 0,7971.

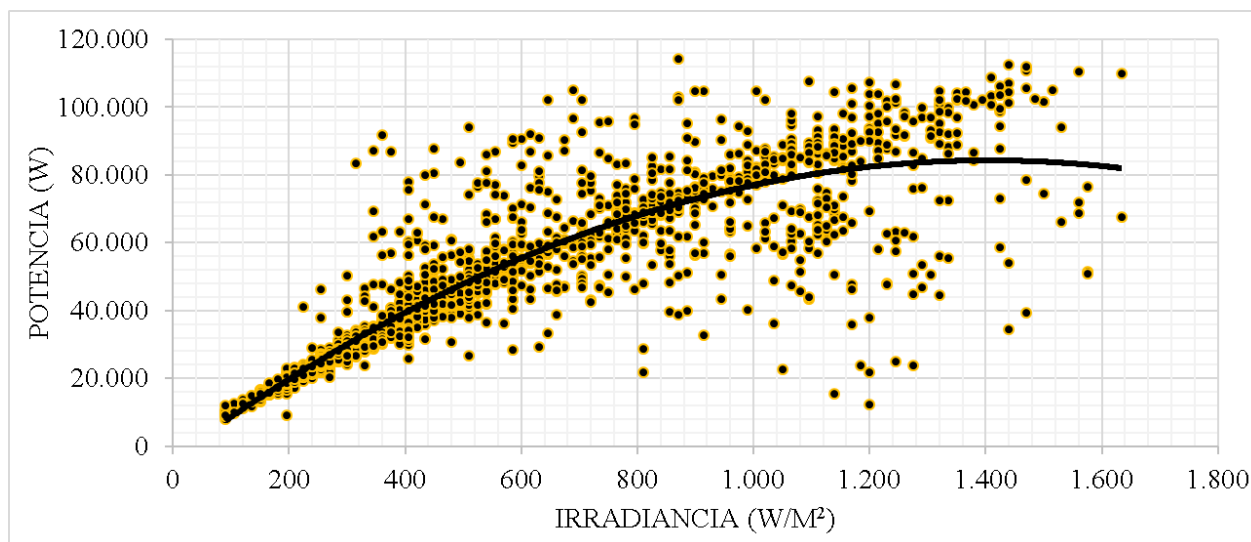


Figura 5.16: Comportamiento de la potencia con la irradiancia durante un mes.

## 5.3. Índices de rendimiento de la instalación solar fotovoltaica

### 5.3.1. Eficiencia pico

La potencia máxima de la instalación se consigue mediante el producto de la cantidad de módulos de la instalación y la potencia pico que estos pueden alcanzar en las condiciones estándar de medida. De esta manera, para la instalación bajo estudio se tienen 318 módulos en total, cada uno con una potencia de 320 Wp; es decir, 101,76 kWp para toda la instalación.

Por otro lado, cada módulo tiene unas dimensiones de 997 mm de ancho por 1973 de largo, que resulta en un área total de  $1,967 \text{ m}^2$ . De este modo, el área total utilizada por los módulos en la instalación es de  $629,47 \text{ m}^2$ .

Así, reemplazando estos valores en la ecuación 2.5 y sabiendo que el valor de la irradiancia en las condiciones estándar de medida es de  $1000 \text{ W/m}^2$ , a partir de la ecuación 5.4 que la

eficiencia pico es de 16,17%.

$$\begin{aligned}
 \text{Eficiencia pico} &= \frac{\text{Potencia máxima en CEM}}{G_{CEM} \times \text{Área de los módulos}} \\
 &= \frac{101760 \text{ W}}{1000 \text{ W/m}^2 \times 629,47 \text{ m}^2} \\
 &= 0,1617 \\
 &\approx 16,2\%
 \end{aligned} \tag{5.4}$$

### 5.3.2. Eficiencia energética

Con el fin de calcular este valor, se tomaron los datos correspondientes a un año de medición. Se tuvieron en cuenta los datos comprendidos entre el 10 de abril del 2018 y el 10 de abril de 2019. La energía eléctrica producida en este periodo fue de 124,6 MWh y la irradiación incidente durante este año fue de 1385,3  $MWh/m^2$  por cada metro cuadrado. Ya que se tiene un área total de 629,47  $m^2$ , a partir de la ecuación 2.6, se puede calcular la eficiencia energética del sistema, la cual es de aproximadamente 9%, como se muestra en la ecuación 5.5.

$$\begin{aligned}
 \text{Eficiencia energética} &= \frac{\text{Energía eléctrica producida}}{\text{Irradiación incidente}} \\
 &= \frac{E_{AC}}{\text{Irradiación global} \times A} \\
 &= \frac{124,6 \text{ MWh}}{1385,3 \text{ MWh/m}^2 \times 629,47 \text{ m}^2} \\
 &= 0,000143 \\
 &\approx 0,0143\%
 \end{aligned} \tag{5.5}$$

### 5.3.3. Productividad del generador ( $Y_A$ )

Con el fin de encontrar el índice de productividad del generador, se hace uso de los datos tomados durante un año de la energía producida por la instalación fotovoltaica en corriente directa. Dicha energía fue de 129,1 MW. Por otro lado, se sabe que la potencia nominal que puede producir la instalación es de 101,76 kW, como se muestra en la ecuación 5.6.

$$\begin{aligned}
 Y_A &= \frac{E_{DC}}{P_{nominal, CEM}} \quad [kWh/kWp] \\
 &= \frac{129,1 \text{ MWh}}{101,76 \text{ kW}} \\
 &= 1268,67 \text{ kWh/kWp}
 \end{aligned} \tag{5.6}$$

### 5.3.4. Productividad final del sistema ( $Y_F$ )

De la misma manera, se midió la producción de energía en corriente alterna para un año en la instalación, la cual fue de 124,6 MW como se había mencionado previamente. Dicho resultado fue encontrado mediante la ecuación 5.7.

$$\begin{aligned}
 Y_F &= \frac{E_{AC}}{P_{nominal, CEM}} \quad [kWh/kWp] \\
 &= \frac{124,6MWh}{101,76kW} \\
 &= 1224,45 \text{ kWh/kWp}
 \end{aligned} \tag{5.7}$$

### 5.3.5. Productividad de referencia ( $Y_R$ )

Para hallar este índice, se midió la irradiación sobre el área de la instalación, la cual fue de 1385,27 kWh/m<sup>2</sup>. Por otro lado, se sabe que la irradiancia en las condiciones estándar de medida es igual a 1000 W/m<sup>2</sup>. En la ecuación 5.8, se muestra el cálculo de dicho índice en función de la localización, orientación del módulo fotovoltaico y la variabilidad de las condiciones meteorológicas de la instalación.

$$\begin{aligned}
 Y_R &= \frac{I_T}{G_{CEM}} \quad [kWh/kWp] \\
 &= \frac{1385,27kWh/m^2}{1000W/m^2} \\
 &= 1385,27 \text{ kWh/kWp}
 \end{aligned} \tag{5.8}$$

### 5.3.6. Coeficiente de rendimiento parcial del generador fotovoltaico ( $PR_A$ )

Con los resultados hallados en las secciones 5.3.3 y 5.3.5, se obtiene el coeficiente de rendimiento parcial del generador, mostrado en la ecuación 5.9.

$$\begin{aligned}
 PR_A &= \frac{Y_A}{Y_R} \\
 &= \frac{1268,67h}{1385,27h} \\
 &= 0,916 \\
 &\approx 91,6\%
 \end{aligned} \tag{5.9}$$

### 5.3.7. Coeficiente de rendimiento parcial de la conversión y producción AC ( $PR_S$ )

De la misma manera, con los resultados hallados en las secciones 5.3.4 y 5.3.5, se obtiene el coeficiente de rendimiento parcial del generador, mostrado en la ecuación 5.10.

$$\begin{aligned}
 PR_S &= \frac{Y_F}{Y_A} \\
 &= \frac{1224,45h}{1268,67h} \\
 &= 0,965 \\
 &\approx 96,5\%
 \end{aligned} \tag{5.10}$$

### 5.3.8. Pérdidas de productividad de captura del generador fotovoltaico ( $PY_A$ )

Como se mencionó anteriormente, este tipo de pérdidas son inherentes al generador del sistema y consecuencia de las variaciones en la temperatura de la célula, caídas de tensión en el cableado, suciedad, sombreado, entre otros. Este índice es calculado hallando la diferencia entre la productividad del generador y la productividad de referencia, como se muestra en la ecuación 5.11.

$$\begin{aligned}
 PY_A &= Y_A - Y_R \quad [kWh/kWp] \\
 &= 1268,67 kWh/kWp - 1385,27 kWh/kWp \\
 &= -116,6 kWh/kWp
 \end{aligned} \tag{5.11}$$

### 5.3.9. Pérdidas de productividad de la conversión y producción AC ( $PY_S$ )

Así como en el ítem anterior, las pérdidas de productividad del resto del sistema se hallan mediante la diferencia entre la productividad final del sistema y la productividad de referencia, como se muestra en la ecuación 5.12. Cabe recordar que estas pérdidas son causadas por los equipos que componen el sistema como el inversor y el transformador, pérdidas en el cableado de corriente alterna.

$$\begin{aligned}
 PY_S &= Y_F - Y_A \quad [kWh/kWp] \\
 &= 1224,45 kWh/kWp - 1268,67 kWh/kWp \\
 &= -44,22 kWh/kWp
 \end{aligned} \tag{5.12}$$



### 5.3.10. Coeficiente de rendimiento del sistema (PR)

Finalmente, para hallar el PR total del sistema, se debe encontrar la relación entre la productividad final del sistema y la del generador, como se hizo en la ecuación 5.13.

$$\begin{aligned}
 PR &= \frac{Y_F}{Y_R} \\
 &= \frac{1224,45 \text{ kWh/kWp}}{1385,27 \text{ kWh/kWp}} \\
 &= 0,8839 \\
 &\approx 88,4 \%
 \end{aligned} \tag{5.13}$$

### 5.3.11. Factor de planta de la instalación

$$\begin{aligned}
 CF &= \frac{E_{AC}}{(365 \text{ días})(24 \text{ horas})(P_{FV,nominal})} \\
 &= \frac{124,6 \text{ MWh}}{(365 \text{ días})(24 \text{ horas})(101,76 \text{ kW})} \\
 &= 0,1398 \\
 &\approx 14 \%
 \end{aligned} \tag{5.14}$$

En el diagrama 1, se puede encontrar una representación equivalente del rendimiento del sistema, y dónde pertenece cada índice.

## 5.4. Descripción del funcionamiento del sistema fotovoltaico

Con los índices hallados en la sección anterior, se tiene una mejor idea de la operación de la instalación fotovoltaica de conexión a red bajo estudio. Así, en la figura 5.17, se sintetiza el flujo en [kWh/kWp] de la producción y pérdidas de las etapas de la instalación. En primer lugar, se tiene que la producción inicial o productividad de referencia es de 1385,27 kWh/kWp de los cuales 116,6 kWh/kWp se pierden en la producción de energía en corriente directa por factores como sombreado, inclinación y orientación de los módulos, cableado entre otros. Con esto, se tendría 1268,68 kWh/kWp que pueden aprovecharse en corriente continua para ser convertidos a corriente alterna. En dicha conversión, se pierden 44,22 kWh/kWp, lo que resulta en 1224,45 kWh/kWp utilizables en corriente alterna.

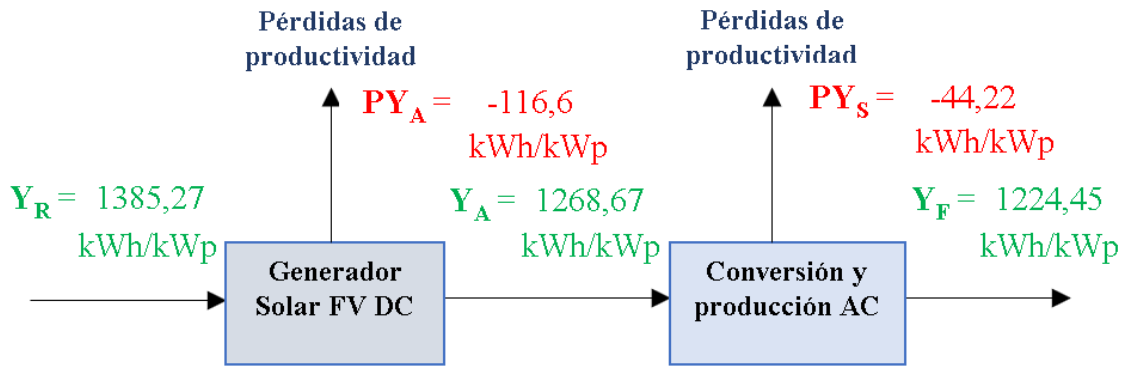


Figura 5.17: Índices de rendimiento del sistema fotovoltaico de conexión a red en horas

En términos de porcentaje, lo anteriormente descrito se puede observar en la figura 5.18, donde del 100 % de la energía que incide sobre los módulos fotovoltaicos, se tiene una pérdida de productividad de 8,42 % por parte del generador solar fotovoltaico con lo cual se obtiene 91,58 % de la energía total para ser convertida a corriente alterna. De la misma manera, las pérdidas de productividad en la conversión a corriente alterna son de 3,19 % con lo que se obtendría un total de 88,39 % en corriente alterna.

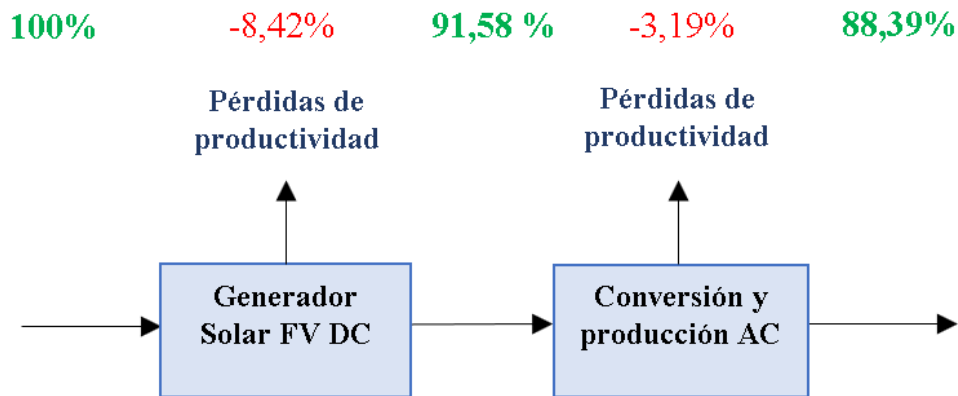


Figura 5.18: Índices de rendimiento del sistema fotovoltaico de conexión a red en porcentaje

Finalmente, al analizar las dos etapas de la instalación, se puede decir que para la primera, la cual está constituida por el generador fotovoltaico en corriente continua, se tiene una eficiencia de 91,58 % y para la segunda etapa, que comprende la inversión de corriente continua, se tiene una eficiencia de 96,5 %.

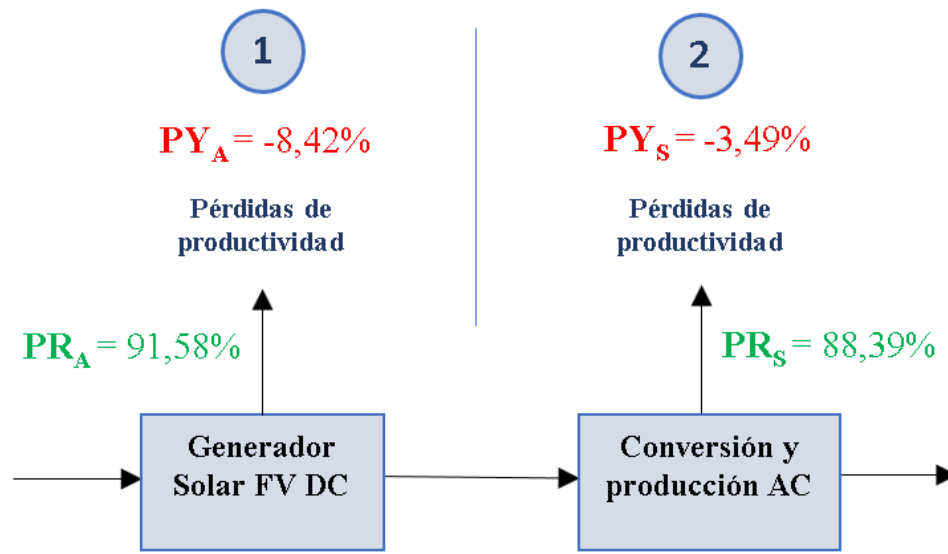


Figura 5.19: Rendimiento de cada etapa del sistema

## 5.5. Comparación entre resultados reales y resultados previamente simulados con PVSOL

Con el propósito de realizar la respectiva comparación del sistema fotovoltaico bajo estudio, se había realizado previamente una simulación con valores estimados haciendo uso de PVSOL, el cual es un software especializado en dimensionamiento de instalaciones solares fotovoltaicas. Dicha simulación está disponible en el anexo E.

Al realizar la simulación se tomaron datos climáticos históricos de la estación meteorológica que se encuentra en Bogotá, El dorado, entre los años 1991 y 2010, teniendo en cuenta las mismas características del sistema fotovoltaicos de  $101,76 kW_p$  que se encuentra actualmente instalado en la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito.

Es importante tener presente que el estudio realizado comprende el periodo entre el 10 de abril del 2018 y el 10 de abril del 2019. En la tabla 5.4 se expresan los resultados para cada mes, comenzando desde abril del 2018 y finalizando en marzo del 2019 de los valores estimados de energía eléctrica producida, productividad de referencia, y productividad final, los cuales fueron encontrados con PVSOL, así como los resultados reales de estos valores para cada mes.

**Tabla 5.4:** Resultados de estimación con PVSOL y resultados reales por mes

MES	ESTIMACIÓN			RESULTADOS REALES		
	Energía	Y <sub>R</sub>	Y <sub>F</sub>	Energía	Y <sub>R</sub>	Y <sub>F</sub>
	kWh	(kWh/kWp)	(kWh/kWp)	kWh	(kWh/kWp)	(kWh/kWp)
Abril	10587	121,5	104,0	9734,6	112,4	95,7
Mayo	10374	119,1	101,9	9949,6	116,9	97,8
Junio	10133	116,3	99,6	9749,8	113,4	95,8
Julio	11080	127,2	108,9	10299,7	119,9	101,2
Agosto	11714	134,5	115,1	11562,4	137,8	113,6
Septiembre	11154	128,1	109,6	11204,8	127,1	110,1
Octubre	11365	130,5	111,7	10432,7	115,5	102,5
Noviembre	10274	117,9	101,0	9722,2	104,7	95,5
Diciembre	11460	131,6	112,6	12347,6	135,5	121,3
Enero	12621	144,9	124,0	105,6		
Febrero	11287	129,6	110,9	9516,4	98,6	93,5
Marzo	11720	134,5	115,2	9302,8	89,6	91,4
<b>TOTAL</b>	<b>133769</b>	<b>1535,7</b>	<b>1314,6</b>	<b>124573,3</b>	<b>1385,3</b>	<b>1224,2</b>

De esta manera, la figura 5.20 muestra la energía estimada y real, con lo que se encontró que el error máximo mensual asciende a 26 % y que para todo el año, el error es del 7,4 %, con lo que la instalación fotovoltaica produjo aproximadamente menos de lo que se esperaba.

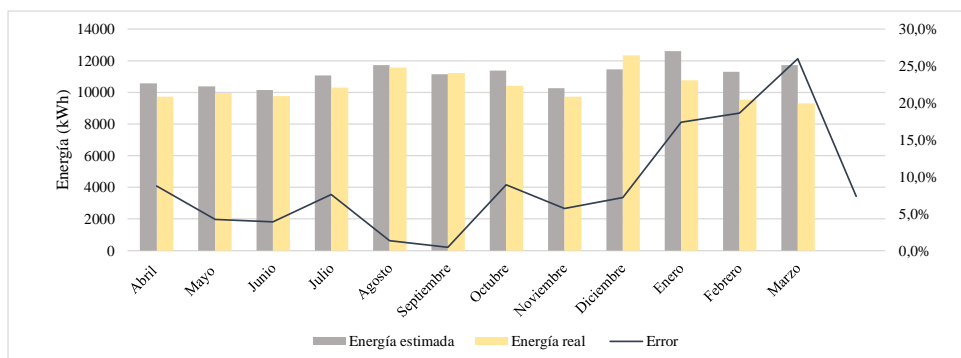


Figura 5.20: Comparación entre energía estimada con PVSOL y energía real

Del mismo modo, la figura 5.21 presenta los valores estimados y reales para la productividad de referencia. En este caso, el error máximo alcanzó un 50,2 % para el mes de marzo, y el promedio anual para el error fue de 10,9 %, con lo que se puede inferir que los datos históricos de la irradiación usados en la estimación, tuvieron una diferencia importante con respecto a los percibidos, y particularmente con respecto a los del año 2019.

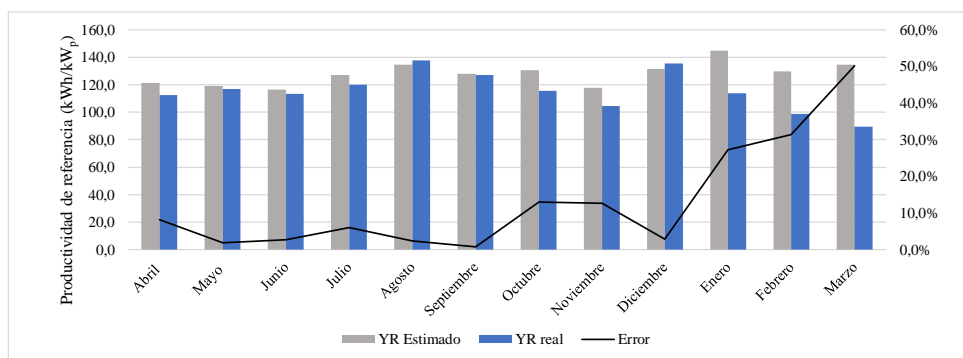


Figura 5.21: Comparación entre productividad de referencia estimada con estimación PVSOL y energía real

En la figura 5.22 se puede observar los valores correspondientes a la productividad final estimada y real para los meses del presente estudio. Aunque el error no es tan alto como en el caso anterior, sigue habiendo una diferencia significativa para los meses del año 2019, en los que se puede evidenciar un error de los valores de productividad estimados con respecto a los valores reales, del 26,0 % para el mes de marzo del 2019 respectivamente, lo cual se puede deber a que el nivel de lluvias llegó a los 150 milímetros, tres veces más que el promedio histórico de 30 años [38].

Finalmente, es importante notar que el valor del coeficiente de rendimiento (PR) real durante el año de estudio fue de 88,4 % y que el PR simulado fue de 85,6 %, por lo que habría una diferencia pequeña pero favorable de 2,8 %.

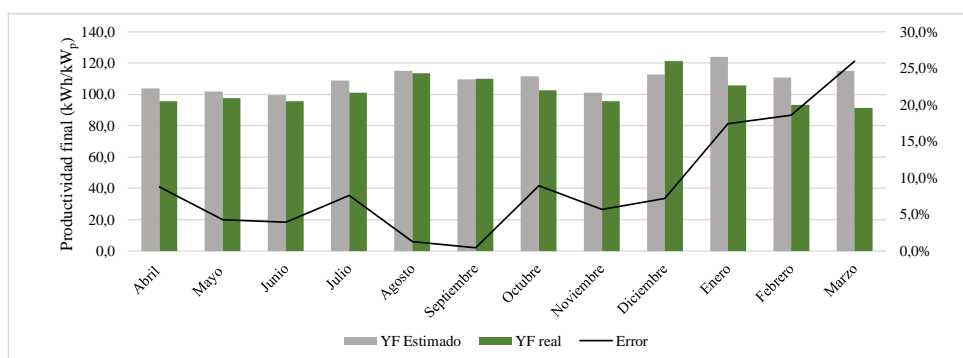


Figura 5.22: Comparación entre productividad final con estimación de PVSOL y energía real

Así mismo, el factor de capacidad real que es de 14 %, tuvo una diferencia de 1 % con respecto al estimado, que era de 15 %, lo cual fue bastante aproximado.

## **5.6. Comparación de los resultados obtenidos con los de otras zonas geográficas**

Ya que los índices encontrados anteriormente permiten realizar una comparación directa con cualquier instalación solar fotovoltaica, sin importar el tamaño, ubicación o condiciones climáticas, se llevó a cabo una revisión minuciosa en trabajos de investigación enfocados en el rendimiento de instalaciones fotovoltaicas en otras zonas geográficas. Con el fin de llevar a cabo dicha comparación, se tuvo en cuenta la altitud, latitud y temperatura ambiente promedio de las instalaciones, así como su capacidad instalada, el tipo de módulos solares usados y su eficiencia, índices de rendimiento como la productividad final del sistema, la del generador y de referencia, el factor de capacidad y el Performance Ratio de los diferentes sistemas. Dicha información es presentada en las tablas **5.5** y **5.6**, cuyos valores corresponden a promedios anuales en cada caso. La figura **5.23** presenta el mapa de las zonas geográficas comparadas, a partir del mapa mundial de irradiación horizontal tomado de Solargis [39].

Debe tenerse en cuenta que los resultados recopilados en la tabla **5.6**, corresponden a estudios realizados durante periodos diferentes y que varios de los resultados se encontraban expresados en otras unidades, o con referencia a valores diarios, mensuales y anuales. Por lo tanto, se realizó una conversión a promedios anuales, con el fin de poderlos comparar. De la misma manera, dado que en algunos de los estudios realizados no se encontraban todos los valores buscados, se hizo uso de información provista por los autores de los trabajos de investigación, para calcular dichos valores. En los casos en los que valores como altitud, latitud y temperatura ambiente no pudieron ser inferidos de los documentos examinados, se hizo uso de valores promedio en las respectivas zonas geográficas.

En las figuras **5.24** y **5.25** se presenta la altitud, latitud y temperatura ambiente promedio de las diferentes zonas geográficas. En estas se puede observar que la temperatura tiende a ser menor cuando se tiene una altitud y latitud mayor. Esto se puede evidenciar en el caso de Varsovia, Polonia donde aunque se tiene una altitud baja la latitud es alta, lo que resulta en una temperatura ambiente promedio de  $7,7\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Por el contrario, Phitsanulok, Tailandia, posee una altitud bastante baja y una latitud relativamente alta, teniendo en consecuencia una temperatura ambiente promedio bastante elevada ( $33,0^{\circ}\text{C}$ ).

En el caso de Bogotá, se tiene una altitud bastante elevada, y por otro lado una latitud baja, lo que resulta en una temperatura ambiente de  $13,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Dicho valor promedio de temperatura es favorable para la instalación, ya que como se ha visto a lo largo del trabajo, cuando la temperatura es menor, la tensión se eleva, con lo que se obtienen mejores niveles de potencia.

**Tabla 5.5:** Comparación del rendimiento de instalaciones fotovoltaicas en diferentes zonas geográficas

Zona geográfica	Altitud (msnm)	Latitud (°)	Temperatura ambiente (°C)	Capacidad instalada ( $kW_p$ )	Tipo de p�nel	Eficiencia del p�nel (%)	Ref
Ghaziabad, India	214	28,7 N	25,1	1,8	PC-Si	10,5	[40]
Prishtina, Kosovo	652	42,7 N	10,2	3,9	PC-Si, MC-Si	15,3	[41]
Creta, Grecia	2,5	35,3 N	16,5	171,36	PC-Si	15,0	[42]
Bangi, Malasia	66	3,0 N	27,2	45,36	–	–	[43]
Daejeon, Corea del Sur	71	36,0 N	12,5	50,2	PC-Si	–	[44]
Madrid, España	667	40,4 N	18,2	500	–	–	[45]
Trujillo, España	34	34,5 N	19,1	23.300	–	–	[45]
Francia (98 instalaciones)	–	46,0 N	14,5	2,84	–	–	[45]
Brisbane, Australia	16	27,5 S	20,3	1200	–	–	[46], [47]
Coimbatore, India	411	11,1 N	26,3	5	C-Si	15,0	[48]
Dublin, Irlanda	23	53,4 N	9,7	1,72	MC-Si	14,9	[49]
Phitsanulok, Tailandia	51	16,8 N	33,0	120	MC-Si	–	[50]
Deshmukhi, India	448	17,3 N	27,8	1000	MC-Si	12,8	[51]
Jaén, España	573	37,8 N	16,9	67,84	PC-Si	–	[52]
Málaga, España	11	36,7 N	18,4	2,2	–	–	[7]
Tennessee, EEUU	270	35,9 N	14,2	1032,2	PC-Si	–	[53]
Delhi, India	216	28,6 N	26,9	100	PC-Si	–	[54]
Sohar, Oman	4	16,4 N	32,0	1,4	–	13,9	[55]
Khatkar-Kalan, India	251	31,2 N	24,2	190	PC-Si	–	[56]
Alemania (170 instalaciones)	–	52 N	23,5	1,0-5,0	PC-Si	–	[5]
Sivagangai, India	102	9,5 N	28,8	5000	A-Si	–	[57]
Castilla y León, España	698	41,7 N	12,4	4,3	MC-Si	–	[58]
Varsovia, Polonia	100	52,2 N	7,7	1	–	–	[59]
Ballymena, Irlanda del norte	73	54,9 N	8,5	13	MC-Si	12,7	[60]
Nis, Serbia	195	43,6 N	13,9	2	MC-Si	–	[61]
Puerto Elizabeth, Sudáfrica	16	34,0 S	17,4	3,2	PC-Si	–	[62]
Singapur	59	1,3 N	26,8	142,5	PC-Si	13,7	[6]
<b>Bogota, Colombia</b>	<b>2556</b>	<b>4,3 N</b>	<b>13,1</b>	<b>101,8</b>	<b>PC-Si</b>	<b>16,3</b>	<b>Estudio</b>

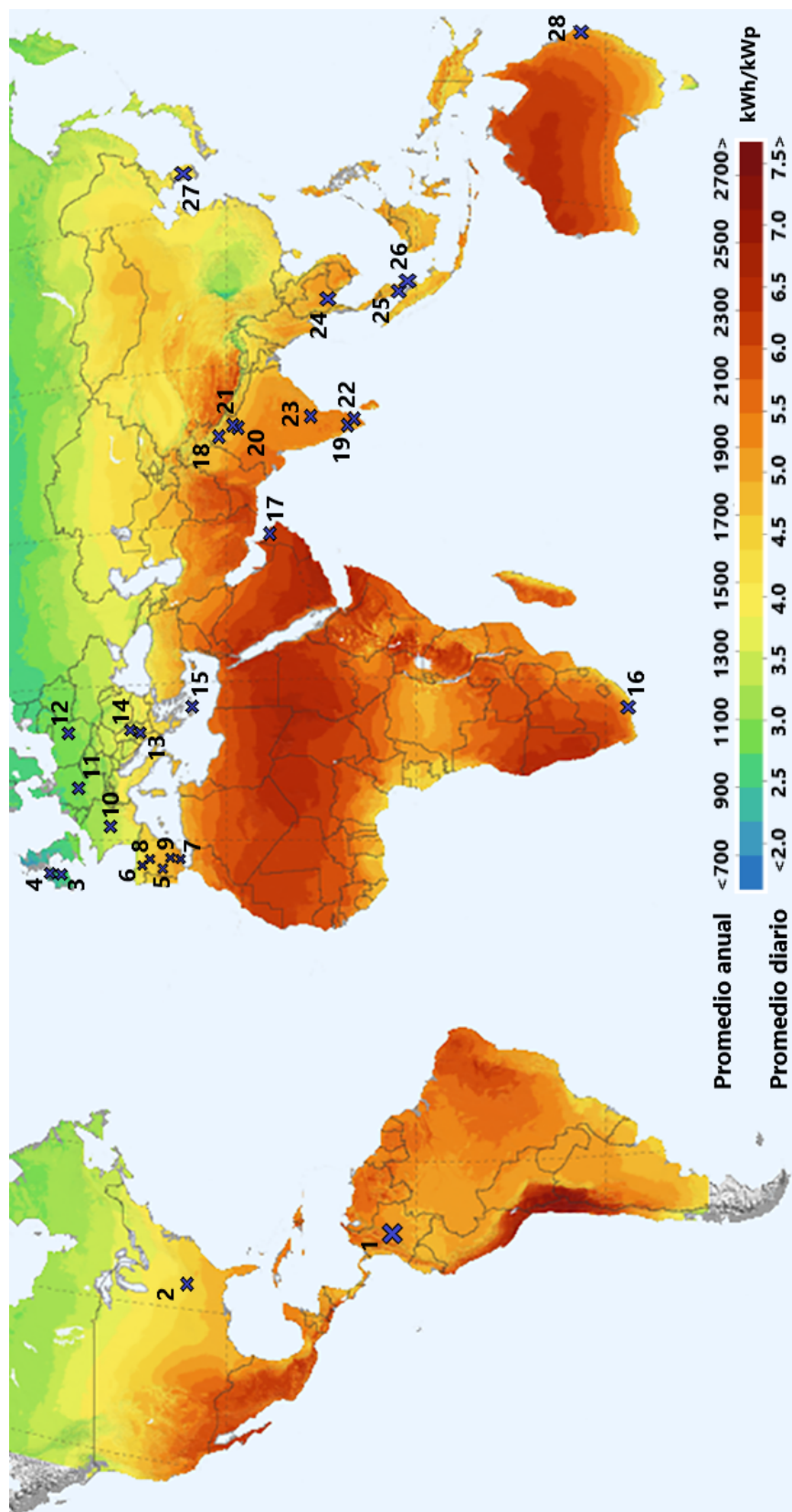


Figura 5.23: Zonas geográficas comparadas. Modificada de [39]

1. Bogotá, Colombia **2**. Tennessee, EEUU **3**. Dublin, Irlanda **4**. Ballymena, Irlanda del norte **5**. Trujillo, España **6**. Castilla y León, España **7**. Málaga, España **8**. Madrid, España **9**. Jaén, España **10**. Francia (98 instalaciones) **11**. Alemania (170 instalaciones) **12**. Varsovia, Polonia **13**. Prishtina, Kosovo **14**. Nis, Serbia **15**. Creta, Grecia **16**. Puerto Elizabeth, Sudáfrica **17**. Sohar, Oman **18**. Khatkar-Kalan, India **19**. Coimbatore, India **20**. Delhi, India **21**. Ghaziabad, India **22**. Sivagangai, India **23**. Deshmukhi, India **24**. Phitsanulok, Tailandia **25**. Bangi, Malasia **26**. Daejeon, Corea del Sur **28**. Brisbane, Australia.



**Tabla 5.6:** Comparación del rendimiento de instalaciones fotovoltaicas en diferentes zonas geográficas

Zona geográfica	Productividad Referencia (kWh/kW <sub>p</sub> )	Productividad Generador (kWh/kW <sub>p</sub> )	Productividad Final (kWh/kW <sub>p</sub> )	Factor de capacidad (%)	Coefficiente Rendimiento (%)	Periodo	Ref
Ghaziabad, India	1784,9	1518,4	1131,5	12,9	63,3	Anual	[40]
Prishtina, Kosovo	1418,0	–	1330,0	12,5	84,9	Anual	[41]
Creta, Grecia	1984,4	1615,1	1336,4	15,3	67,4	Anual	[42]
Bangi, Malasia	1410,4	–	1152,0	13,2	81,7	Anual	[43]
Daejeon, Corea del Sur	1350,5	1058,5	949,0	10,8	73,2	Anual	[44]
Madrid, España	1870,0	–	761,1	8,7	41,2	Anual	[45]
Trujillo, España	2396,0	–	1911,0	21,8	79,0	Anual	[45]
Francia (98 instalaciones)	1450,0	–	1134,0	12,9	78,0	Anual	[45]
Brisbane, Australia	1755,7	–	1401,6	16,0	79,8	21 meses	[46], [47]
Coimbatore, India	2157,2	–	1533,0	17,5	71,1	Anual	[48]
Dublin, Irlanda	1040,3	956,3	879,7	10,1	81,5	Anual	[49]
Phitsanulok, Tailandia	1901,7	1576,8	1401,6	19,1	73,6	Anual	[50]
Deshmukhi, India	2146,2	1708,2	1653,5	18,9	77,0	Anual	[51]
Jaén, España	1463,7	883,3	846,8	9,7	58,0	Anual	[52]
Málaga, España	2110,1	–	1361,0	14,0	64,5	Anual	[7]
Tennessee, EEUU	1679,0	–	1401,6	16,0	83,5	Anual	[53]
Delhi, India	2017,4	–	1613,3	18,4	80,0	Anual	[54]
Sohar, Oman	1896,9	–	1875,1	21,0	84,6	Anual	[55]
Khatkar-Kalan, India	1098,3	–	812,8	9,3	74,0	Anual	[56]
Alemania (170 instalaciones)	1022,6	–	680,0	7,8	66,5	Anual	[5]
Sivagangai, India	1992,9	1871,7	1758,9	20,1	89,0	Anual	[57]
Castilla y León, España	1699,0	1352,0	1180,0	13,5	69,8	Anual	[58]
Varsovia, Polonia	1185,7	–	830,0	9,5	70,0	Anual	[59]
Ballymena, Irlanda del norte	1011,3	708,1	616,9	7,0	61,0	Anual	[60]
Nis, Serbia	1241,1	–	1161,7	12,9	93,6	Anual	[61]
Puerto Elizabeth, Sudáfrica	2117,0	–	1788,0	20,5	84,3	Anual	[62]
Singapur	1680,0	1408,9	1138,8	11,6	81,0	18 meses	[6]
<b>Bogota, Colombia</b>	<b>1385,3</b>	<b>1268,7</b>	<b>1224,5</b>	<b>14,0</b>	<b>88,4</b>	<b>Anual</b>	<b>Estudio</b>

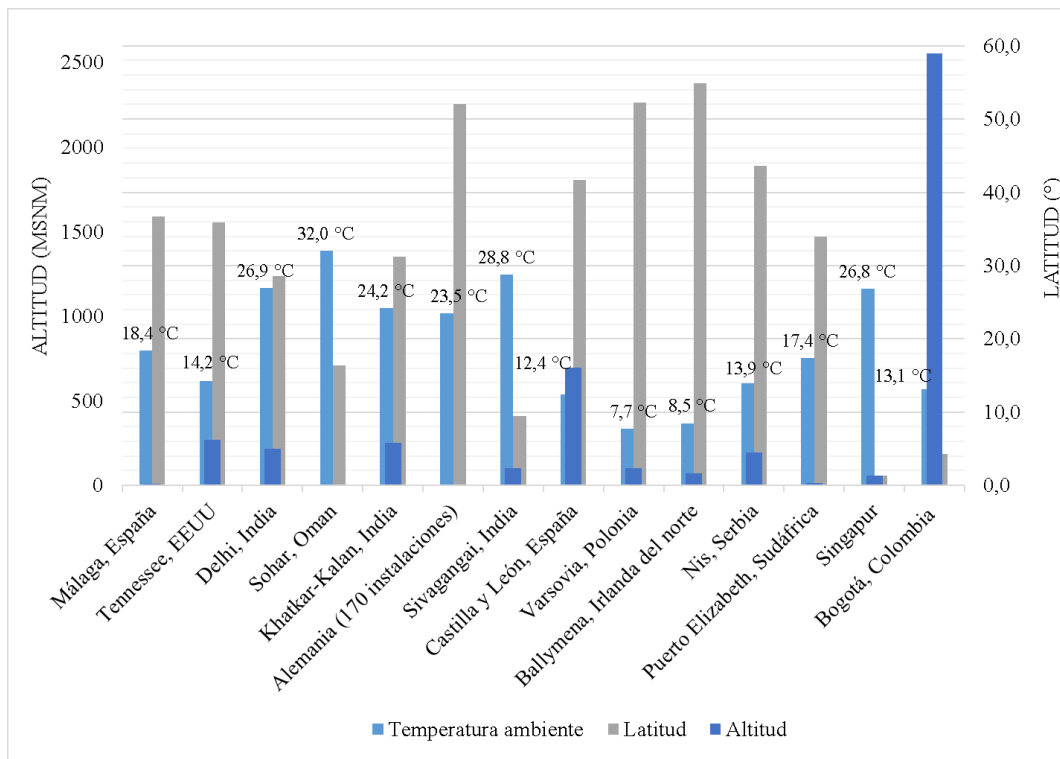


Figura 5.24: Condiciones geográficas de las diferentes instalaciones

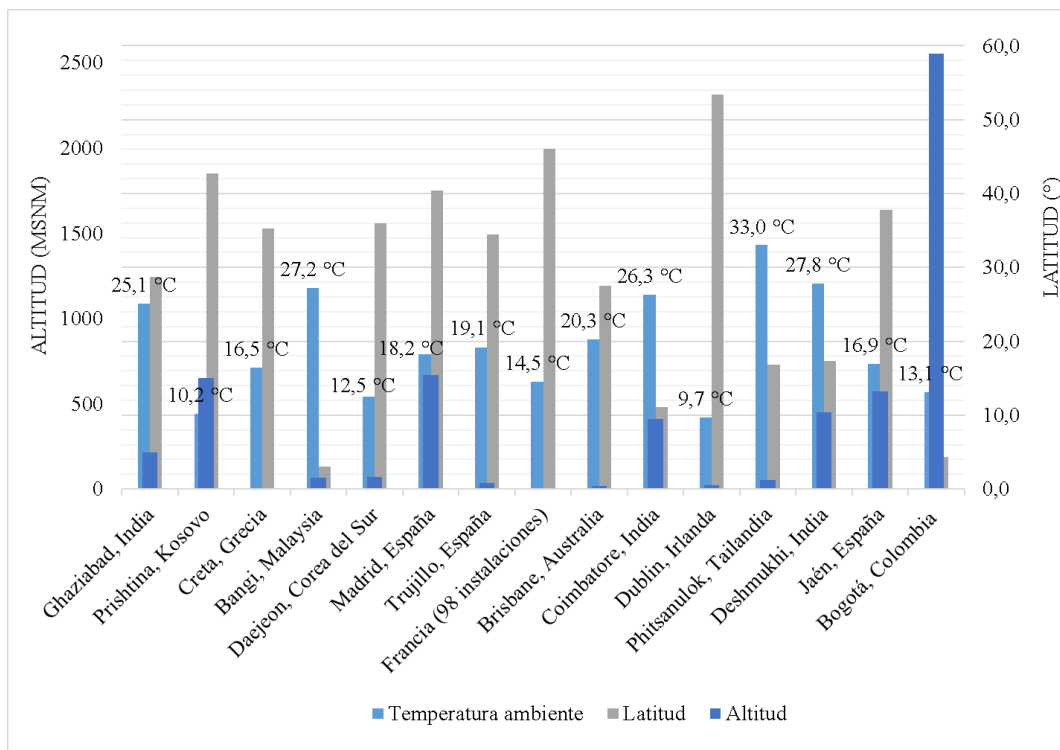


Figura 5.25: Condiciones geográficas de las diferentes instalaciones

Al llevar a cabo la comparación de la productividad de referencia ( $Y_R$ ) entre las zonas geográficas que hacen parte de este estudio, se encontró que el sistema fotovoltaico en la ciudad de Trujillo, España, goza de la mayor irradiación total sobre la instalación como se puede evidenciar en la figura 5.26; dicho valor de productividad se encuentra en 2396,0 kWh/kWp precedido por 2157,2 kWh/kWp en la ciudad de Coimbatore, India.

Por el contrario la ciudad de Ballymena, en Irlanda del Norte, posee tan sólo 1011,3 kWh/kWp, la cual es la menor productividad de referencia, seguido por Alemania, que cuenta con 1022,6 kWh/kWp.

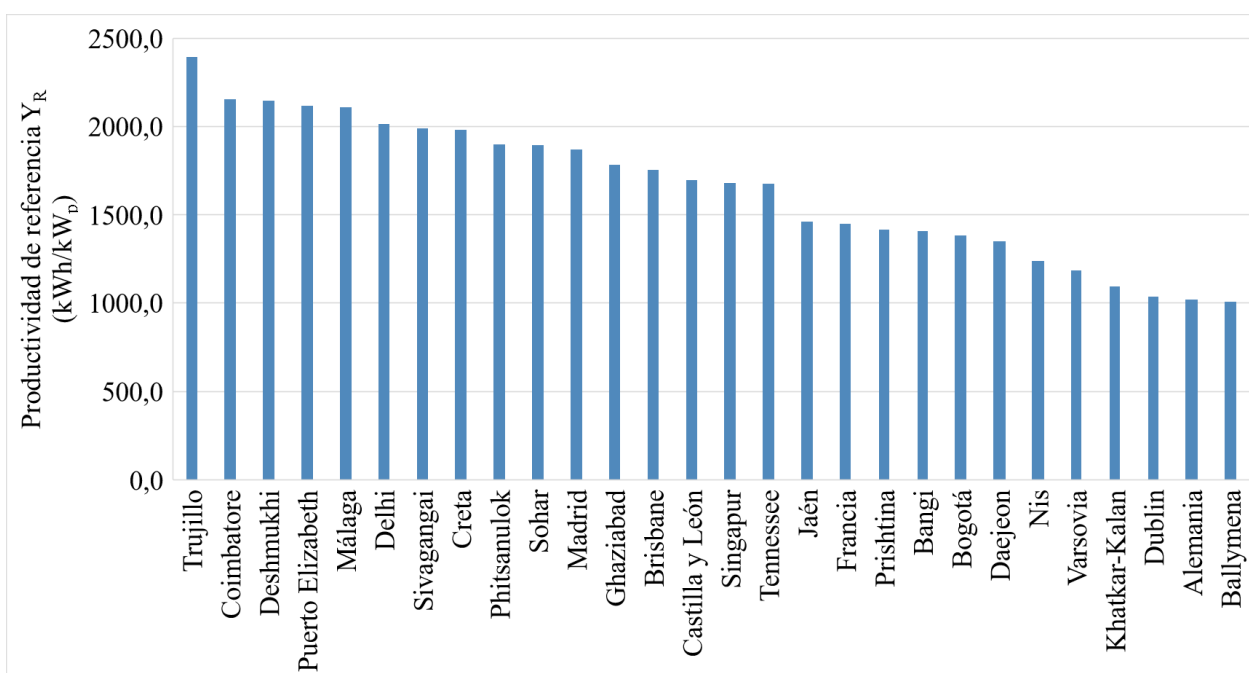


Figura 5.26: Comparación de la productividad de referencia de los sistemas fotovoltaicos

Por su parte, el valor de la productividad de referencia en la instalación fotovoltaica de Bogotá (1385,27 kWh/kWp), es similar al de la ciudad de Bangi, Malasia y Daejeon, Corea del Sur, cuyas latitudes son respectivamente  $3,0^\circ$  N y  $36,0^\circ$  N. Dicha productividad es 42 % menor que en Trujillo, España y 37 % mayor que en Ballymena en Irlanda del Norte.

El promedio de la productividad de referencia para las zonas geográficas contempladas en la presente comparación es de 1652,3 kWh/kWp, situando el valor de Bogotá 267 kWh/kWp por debajo del promedio.

De esta manera, el recurso solar con el que cuenta la instalación fotovoltaica bajo estudio, tiene niveles más altos que los de lugares como Nis, Varsovia, Khatkar-Kalan, Dublin, Alemania y Ballymena. Así mismo, este recurso es menor que en lugares como Francia, España, Singapur, Brisbane, Creta, Sudáfrica, y la mayoría de instalaciones en la India.

En cuanto a la productividad final  $Y_F$ , las instalaciones de Trujillo, España y Ballymena, Irlanda del Norte, son las que poseen el más alto y más bajo nivel de productividad aprovechada respectivamente con 1911,0 kWh/kWp y 616,9 kWh/kWp, lo cual puede ser observado en la figura 5.27.

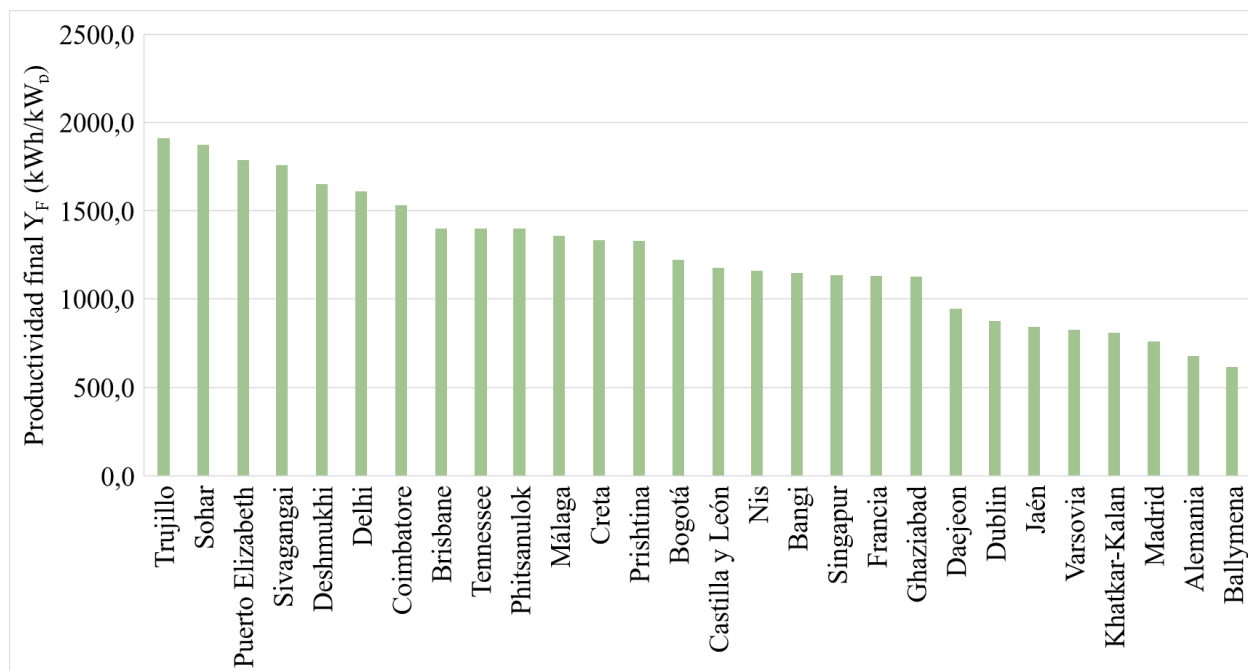


Figura 5.27: Comparación de la productividad final de los sistemas fotovoltaicos

La instalación fotovoltaica de Bogotá, posee una productividad final de 1224,5 kWh/kWp, la cual es cercana a la productividad de las instalaciones de Castilla y León, España y Nis, Serbia. No obstante, en este caso, la instalación bajo estudio se encuentra muy cerca al promedio de todas las instalaciones que es de 1245,1 kWh/kWp. Además, se tiene que esta instalación tiene una productividad final 36% menor a la de Trujillo, España y 98% mayor a la de Ballymena, Irlanda del Norte.

La diferencia entre la productividad de referencia y la productividad final, corresponde a pérdidas totales que tiene cada sistema, las cuales se muestran en la figura 5.28. En dicha figura, se puede observar que Bogotá se encuentra en el grupo de las zonas geográficas con menores pérdidas (160,8 kWh/kWp) y que las instalaciones fotovoltaicas en España, Ghaziabad, Creta y Coimbatore presentan las pérdidas más significativas.

Las instalaciones fotovoltaicas que cuentan un mayor PR, son Nis, Serbia con 93,6%, la cual está compuesta de módulos fotovoltaicos monocristalinos, seguida por la instalación de módulos con tecnología de silicio amorfo en Sivagangai, India, con 89,0% y en tercer lugar se encuentra la instalación bajo estudio en Bogotá, Colombia con 88,4%, cuyos módulos son de

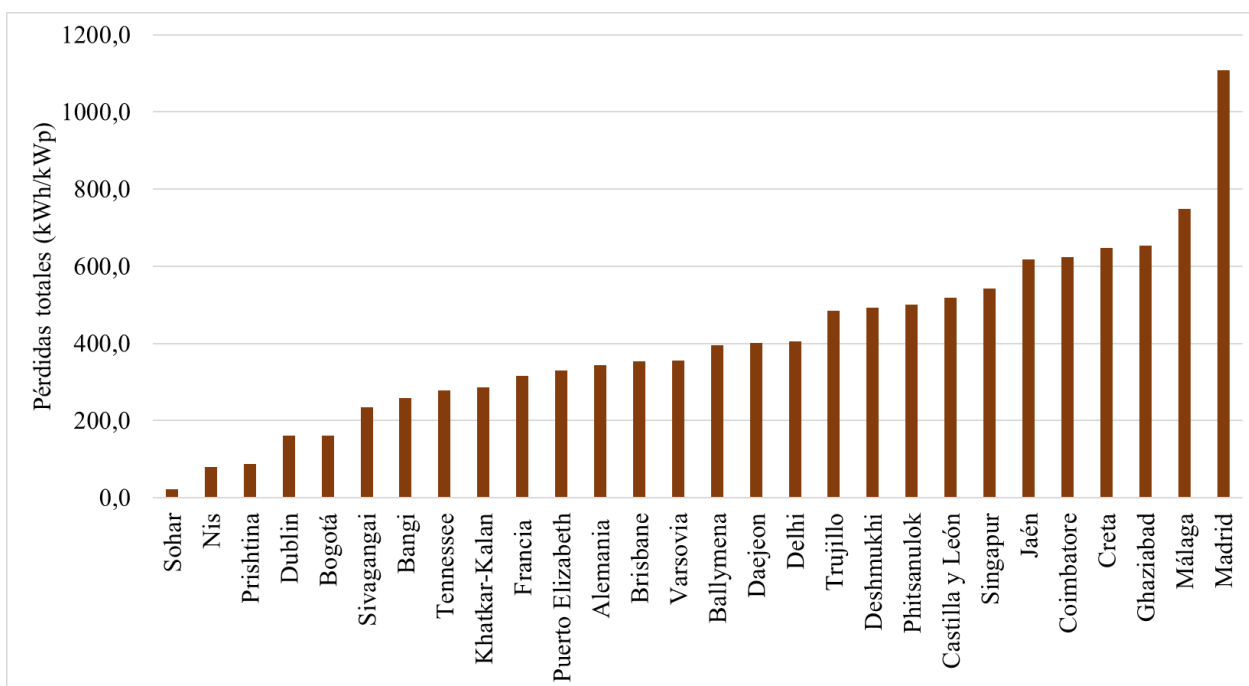


Figura 5.28: Comparación de pérdidas totales en las instalaciones

tipo policristalinos. En la figura 5.29 se muestra de manera detallada los diferentes valores del PR para las instalaciones fotovoltaicas en las diferentes zonas geográficas.

La instalación fotovoltaica de Bogotá difiere en 5,2% del PR de Nis, Serbia, el cual es el más alto, y es mayor en 47,2% del PR en la instalación Madrid, España, siendo este último el más bajo con respecto a los documentos comparados en la tabla 5.6.

Cabe notar que aunque la instalación de Trujillo, España se beneficia de niveles de irradiación solar bastante altos, y que por lo tanto puede producir más energía, ésta aprovecha un 79% de dicho recurso, el cual es un valor de PR que está apenas por encima del promedio con respecto a las otras instalaciones bajo estudio.

De la misma manera, se puede evidenciar que la instalación fotovoltaica de Madrid, España, posee un PR de 41,2%, el cual es relativamente pequeño y está 33,8% por debajo del promedio. Esto puede deberse a pérdidas altas o equipos con eficiencias bastante bajas.

Así mismo, al llevar a cabo la comparación entre los factores de capacidad de las diferentes instalaciones solares fotovoltaicas, se encontró que las instalaciones de Trujillo, España y Sohar, Oman, son las que tienen un factor de planta de 21,8% y 21,0% respectivamente. Por el contrario, como en el caso de la productividad final, Alemania y Ballymena en Irlanda del norte presentan el menor factor de planta de 7,0% y 7,8% respectivamente.

La instalación fotovoltaica en Bogotá por su parte, posee un factor de capacidad de 14%, el cual se encuentra exactamente en el promedio con respecto a todas las instalaciones

analizadas, difiriendo en un 7,8% del sistema fotovoltaico de Trujillo, y en un 7,0% del sistema de Ballymena. Además, dicho factor de planta es semejante al de las instalaciones fotovoltaicas en Málaga, y Castilla y León en España.

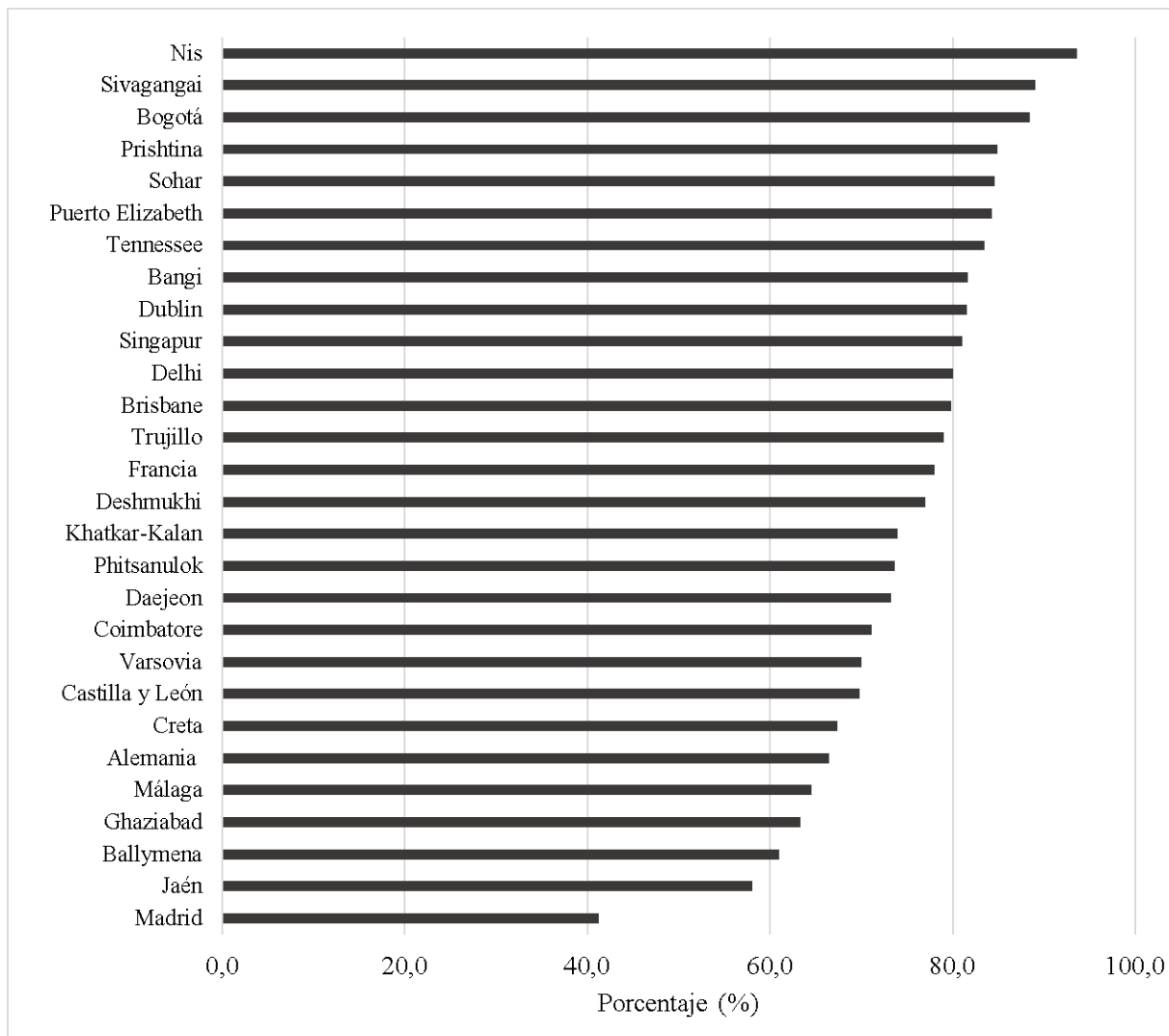


Figura 5.29: Comparación del coeficiente de rendimiento en las diferentes instalaciones

Finalmente, la tecnología de módulos de silicio policristalino de la instalación fotovoltaica bajo estudio, resulta ser bastante conveniente bajo las condiciones climáticas de Bogotá, ya que el coeficiente de rendimiento del generador fotovoltaico es de 0,916, valor que se encuentra por encima del promedio (0,7781) de Jaén, Creta, Ghaziabad, Singapur y Daejeon, donde se emplea la misma tecnología.

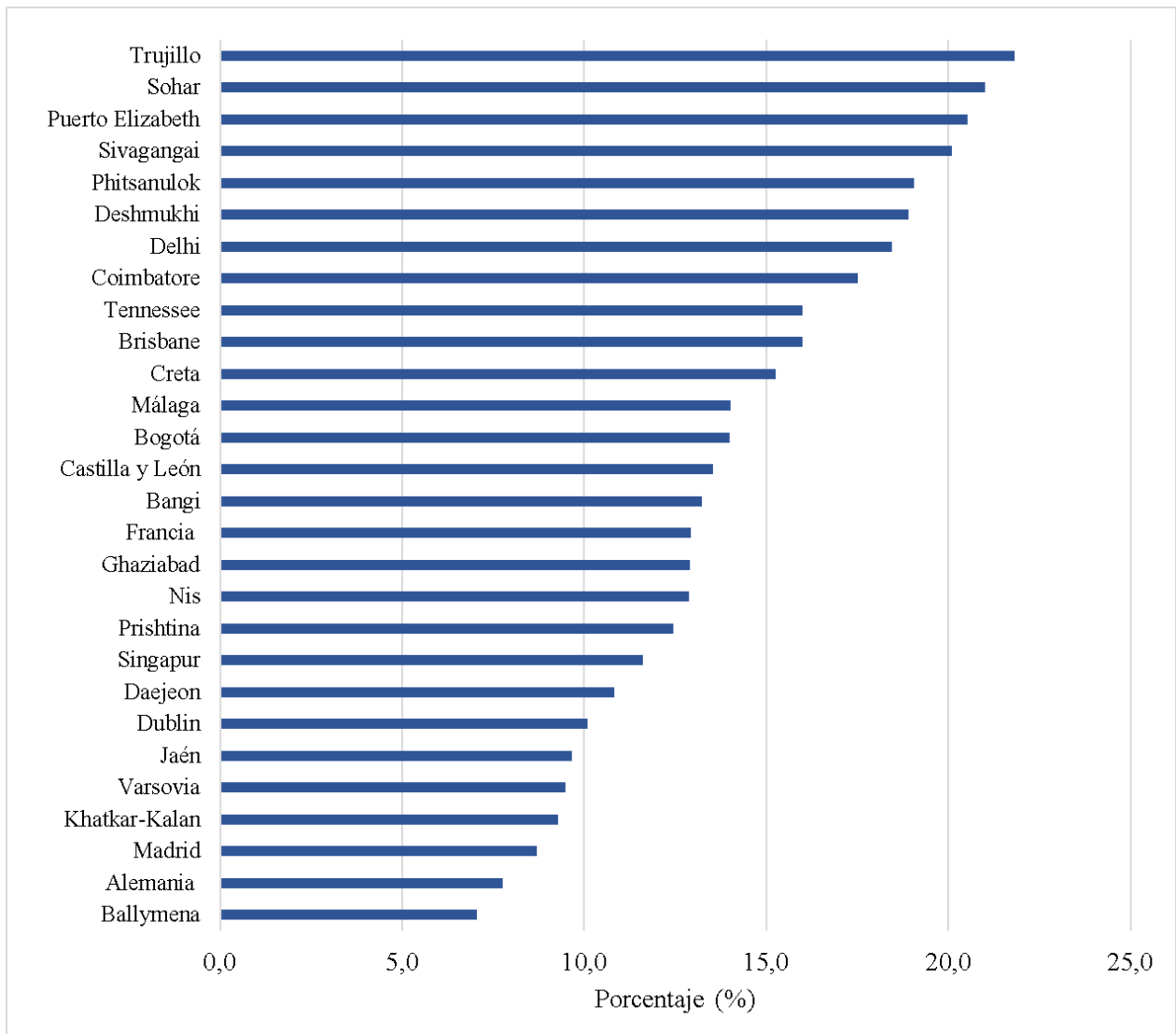


Figura 5.30: Comparación de los factores de planta de las instalaciones





---

## Capítulo 6

# Modelos obtenidos a partir de los resultados

---

En este capítulo se presentan los modelos usados en sistemas solares fotovoltaicos para estimar valores como la temperatura de los módulos, la potencia y la eficiencia que tiene el sistema en cualquier instante, en función de variables climáticas inherentes a la ubicación de la instalación como lo son la irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento.

### 6.1. Modelos para la temperatura de los módulos

Haciendo uso de los datos obtenidos a partir de las mediciones, se probó la correlación que poseen modelos empleados para hallar la temperatura de la célula para el caso de la instalación fotovoltaica bajo estudio. Dichos modelos fueron tomados de diferentes artículos y trabajos que se han desarrollado alrededor del mundo para diferentes condiciones meteorológicas.

Con dichos modelos, se llevó a cabo la respectiva regresión multivariada explicada en la sección D, con el fin de encontrar la expresión para las condiciones locales.

#### 6.1.1. Modelo del pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red de España

Este modelo fue tomado del pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red del instituto para la diversificación y ahorro de la energía de España [63]. Este documento dice que la temperatura de los módulos fotovoltaicos está en función de la variación de la temperatura ambiente, la temperatura en las condiciones nominales de trabajo y la irradiancia sobre los módulos para un instante como se aparece en la ecuación 6.1.

$$T_m = T_{amb} + (TONC - 20) \frac{G_m}{800} \quad (6.1)$$

$$T_m = T_{amb} + (52 - 20) \frac{G_m}{800} \quad (6.2)$$

En el caso de los módulos policristalinos empleados en la instalación fotovoltaica bajo estudio, la temperatura en las condiciones nominales de trabajo TONC de  $52^\circ C$  según el catálogo provisto por los fabricantes (figura 4.1).

Al encontrar la relación que presentan los datos con el modelo descrito en la ecuación 6.2, se tiene que el coeficiente de correlación es de 0,8018.

### 6.1.2. Modelo de Ross

El modelo de Ross [8] es el modelo más ampliamente aceptado para determinar la temperatura de un módulo solar en función de la temperatura ambiente y la irradiancia. Este modelo se presenta en la ecuación 6.3, donde el  $k$  es conocida como el coeficiente de Ross.

$$T_m = T_{amb} + k \cdot G_m \quad (6.3)$$

Al realizar la regresión lineal a partir de los datos medidos, se encontro que el coeficiente de Ross es de 0,0198. De esta forma, la ecuación que describe la temperatura de los módulos en función de la irradiancia sobre los módulos fotovoltaicos y la temperatura que se tiene en el ambiente, se presenta en la ecuación 6.4.

$$T_m = T_{amb} + 0,0198 \cdot G_m \quad (6.4)$$

En la figura 6.1 se presenta la gráfica correspondiente al modelo de Ross.

De la misma manera, se encontró un coeficiente de correlación de 0,8467.

### 6.1.3. Modelo de King

El modelo de King [64], considera que la temperatura de los módulos depende de la temperatura ambiente, la irradiancia y la velocidad del viento. Dicha relación viene dada por la suma de la temperatura ambiente y el producto entre la irradiancia y una función exponencial para la velocidad del viento como se muestra en la ecuación 6.5.

$$T_m = T_{amb} + G_m \cdot e^{kV} \quad (6.5)$$

Al realizar la regresión multivariada, se encuentra que la constante  $k$  que mejor se ajusta a este modelo es de -0,049, con lo cual se tendría la ecuación de la ecuación 6.6.

$$T_m = T_{amb} + G_m \cdot e^{-0,049V} \quad (6.6)$$

Al encontrar la correlación existente entre el modelo y los datos obtenidos a través de las mediciones realizadas se encontró un  $R = 0,7683$ .

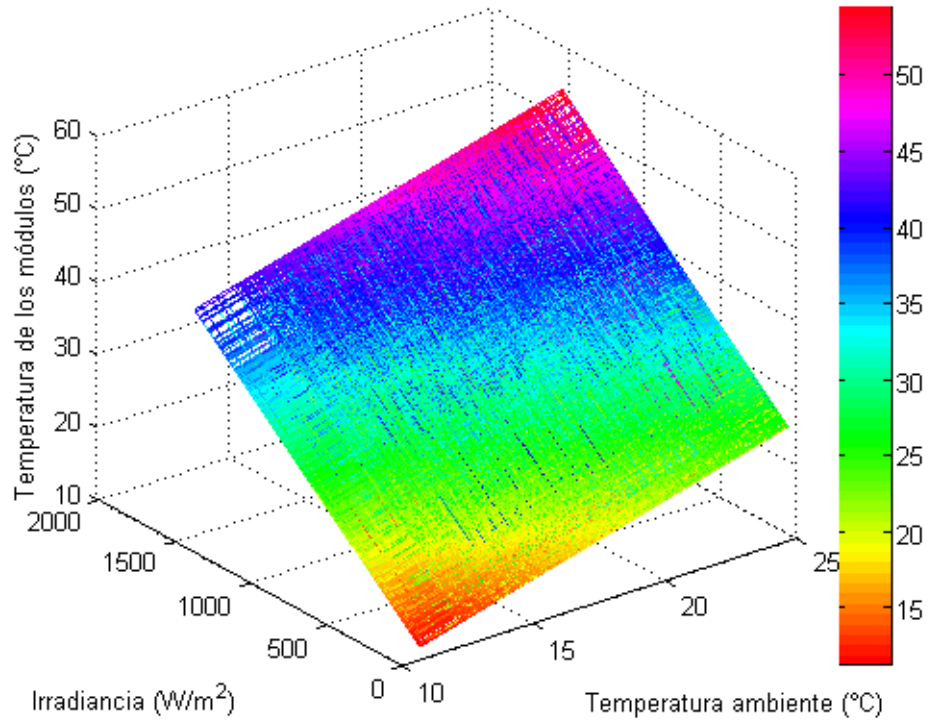


Figura 6.1: Temperatura de los módulos en función de la irradiancia y temperatura ambiente en el modelo de Ross.

#### 6.1.4. Modelo basado en la ecuación de Skoplaki

La ecuación de Skoplaki (6.7), se basa en un estudio realizado en Atenas, Grecia, en el cual se determinó el comportamiento de la temperatura de los módulos fotovoltaicos, que básicamente es directamente proporcional a la irradiancia e inversamente proporcional a la velocidad del viento más la temperatura ambiente [65].

$$T_m = T_{amb} + w \left( \frac{0,32}{8,91 + 2,0V} \right) G_m \quad (6.7)$$

Donde,  $w$  es el coeficiente de montaje, el cual varía entre 1 y 3 aproximadamente, y depende del tipo de instalación que se tenga, ya sea una instalación independiente, de techo plano, de techo inclinado o integrado a una fachada [65].

De esta manera, se prueba con la expresión de la ecuación 6.8 la cual se basa en la ecuación de Skoplaki.

$$T_m = T_{amb} + k \frac{G_m}{V} \quad (6.8)$$

En este caso, el valor de la constante  $k$  que multiplica el cociente entre la irradiancia y

la velocidad del viento es de 0,073 (ecuación 6.9), con lo que se obtiene un coeficiente de correlación de 0,8599.

$$T_m = T_{amb} + 0,0073 \frac{G_m}{V} \quad (6.9)$$

### 6.1.5. Modelo de la Universidad de Sevilla

El último modelo que se utilizó y que más se aproximó al comportamiento de los datos, es un modelo desarrollado en la universidad de Sevilla [66]. Este modelo al igual que los anteriores tiene en cuenta la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del viento, como se puede observar en la ecuación 6.10.

$$T_m = aG_m + T_{amb}(b - cV) + d \quad (6.10)$$

Luego de llevar a cabo la regresión multivariada a partir de los datos medidos, se encontró que las constantes que se ajustan mejor a este modelo son  $a = 0,0138$ ,  $b = 2,4202$ ,  $c = -0,0233$  y  $d = -20,1128$ . De esta manera, el modelo resultante se muestra en la 6.11 y el coeficiente de correlación es para este caso de 0.9136, el cual es el que mejor se ajusta al comportamiento obtenido en la medición de la temperatura de los módulos de la instalación fotovoltaica bajo estudio.

$$T_m = 0,0138G_m + T_{amb}(2,4202 - 0,0233V) - 20,1128 \quad (6.11)$$

La tabla 6.1, presenta los modelos que fueron probados y el coeficiente de correlación.

**Tabla 6.1:** Modelos para la temperatura de los módulos

Modelo	Ecuación para $T_M$	Caso de estudio $T_M$ (°C)	Coefficiente de correlación
Pliego de condiciones técnicas España	$T_{amb} + (TONC - 20) \frac{G_m}{800}$	$T_{amb} + (52 - 20) \frac{G_m}{800}$	0,8018
Ross	$T_{amb} + k \cdot G_m$	$T_{amb} + 0,0198 \cdot G_m$	0,8647
King	$T_{amb} + G_m \cdot e^{kV}$	$T_{amb} + G_m \cdot e^{-0,049V}$	0,7683
Skoplaki	$T_{amb} + w \left( \frac{0,32}{8,91+2,0V} \right) G_m$	$T_{amb} + 0,0073 \frac{G_m}{V}$	0,8599
Universidad de Sevilla	$aG_m + T_{amb}(b - cV) + d$	$0,0138G_m + T_{amb}(2,4202 - 0,0233V) - 20,1128$	0,9136

De esta manera, se puede observar que el modelo desarrollado en la Universidad de Sevilla es el que más se acerca a las mediciones tomadas.

## 6.2. Modelos para la potencia producida por la instalación fotovoltaica

Con el objetivo de estimar la potencia que es producida por la instalación fotovoltaica en cualquier instante, se hace uso de modelos al igual que en el caso de la temperatura de los módulos.

Estos modelos dependen básicamente de las variables climáticas que afectan la producción del sistema, tales como irradiancia, temperatura de la célula y velocidad del viento.

### 6.2.1. Modelo de Fuentes

El modelo de fuentes (ecuación 6.12) [67] expresa la potencia en términos de la potencia máxima o potencia pico del sistema ( $P_{max,ref}$ ) que es de 101760 W, y de una irradiancia de referencia ( $G_{m,ref}$ ) que para este caso es la irradiancia en las condiciones estándar de medida, es decir de 1000 W/m<sup>2</sup>. Asimismo, se considera la irradiancia y la temperatura de los módulos en un instante, y se tiene en cuenta el valor de  $\gamma$ , que indica la variación en la potencia por cada grado Kelvin, según los fabricantes. El valor de  $\gamma$  para los módulos del sistema es de -0.456 %/K.

$$P = P_{max,ref} \frac{G_m}{G_{m,ref}} [1 + \gamma(T_m - 25)] \quad (6.12)$$

Así, teniendo en cuenta los parámetros de la instalación fotovoltaica bajo estudio, la expresión resultante se puede observar en la ecuación 6.13, cuya relación con los datos reales de la potencia viene dada por un coeficiente de correlación de R=0.9458.

$$P = 101,760G_m [1 - 0,00456(T_m - 25)] [W] \quad (6.13)$$

### 6.2.2. Modelo de Riesser

Este modelo de Riesser [9] considera las dos variables climáticas que afectan en mayor medida la producción de energía, esto es la irradiancia y la temperatura de los módulos, presentado en la ecuación 6.14. Al encontrar las constantes de esta ecuación se obtiene la ecuación 6.15.

$$P = k_1 + k_2G_m + k_3T_m + K_4G_mT_m \quad (6.14)$$

$$P = -4948,3 + 91,04G_m + 533T_m - 0,8089G_mT_m [W] \quad (6.15)$$

Con este modelo aplicado al sistema estudiado, se encuentra un coeficiente de correlación de R=0,9560.

### 6.2.3. Modelo de Jie

Al igual que en el caso anterior, el modelo de Jie [68] tiene en cuenta la irradiancia y la temperatura de los módulos. Sin embargo, en este caso se va a considerar que la potencia está relacionada cuadráticamente con ambas variables como se puede evidenciar en la ecuación 6.16.

$$P = k_1 + k_2G_m + k_3G_m^2 + K_4T_m + k_5T_m^2 \quad (6.16)$$

Cuando se aplica este modelo a los datos medidos en la instalación se llega a la ecuación 6.17, con lo que se tiene un coeficiente de correlacionamiento de  $R=0,9600$ .

$$P = -1895,7 + 101,7G_m - 0,028G_m^2 + 185,5T_m - 2,51T_m^2 [W] \quad (6.17)$$

### 6.2.4. Modelo de Taylor

El modelo de Taylor [10], a diferencia de los modelos anteriores, deja la potencia en función de las variables climáticas que no dependen de la instalación, como lo son la temperatura ambiente, la velocidad del viento y la irradiancia. En la ecuación 6.18, se puede observar el modelo general y en la ecuación 6.19 el modelo aplicado a la instalación fotovoltaica bajo estudio, con la cual se tiene un coeficiente de correlación de 0,9602.

$$P = c_1 + (c_2 + c_3T_{amb})G_m + (c_4 + c_5V)G_m^2 \quad (6.18)$$

$$P = 178,67 + (109,2958 - 0,2388T_{amb})G_m + (-0,0316 + 0,0003V)G_m^2 [W] \quad (6.19)$$

### 6.2.5. Modelo de Farmer

Por último, dentro de los modelos encontrados en la bibliografía encontrada, se aplicó el modelo de Farmer [69], el cual como en el caso anterior, tiene en cuenta las variables climáticas independientes de las mediciones hechas con los datos tomados sobre la instalación. Este modelo se puede observar en la ecuación 6.20.

$$P = G_m (b_1 + b_2G_m + b_3T_{amb} + b_4V) \quad (6.20)$$

De esta forma, usando los datos tomados bajo las condiciones climáticas de la instalación, se encontró la ecuación correspondiente a dichos datos (6.21) con un coeficiente de correlación de  $R=0,9603$ .

$$P = G_m (107,9576 - 0,0304G_m - 0,2314T_{amb} + 0,3005V) [W] \quad (6.21)$$

### 6.3. Modelo propio para la potencia basado en resultados previos

Al llevar a cabo el análisis del impacto que tiene la irradiancia sobre la potencia producida, en la sección 5.2.6, se encontró que la función que más se ajustaba al comportamiento que mostraban los datos obtenidos en la medición era de una función cuadrática, lo cual puede ser observado en la figura 5.16. Dicha expresión es descrita en la ecuación 6.22.

$$P = -0,0443G^2 + 124,69G - 3357,9 \quad (6.22)$$

Esta expresión escrita de una forma general, se vería como en la ecuación 6.23.

$$P = k_1G^2 + k_2G + k_3 \quad (6.23)$$

Donde  $k_1$ ,  $k_2$  y  $k_3$  son los parámetros de la expresión.

Es necesario, notar que ya que la potencia producida en un sistema fotovoltaico depende básicamente de la irradiancia y temperatura de los módulos, el parámetro  $k_3$  que es la constante en la ecuación 6.23, debería estar en términos de la temperatura de los módulos.

De esta forma, se podría decir que si el parámetro  $k_3$  corresponde a una nueva constante multiplicada por la temperatura de los módulos en un instante (es decir que  $k_3 = k_4T_m$ ), la ecuación 6.23 quedaría como se observa en 6.24.

$$P = k_1G^2 + k_2G + k_4T_m \quad (6.24)$$

Ya que lo que se busca es poder expresar la potencia en un instante en función de variables climáticas que no dependan de la instalación, se deja la ecuación 6.24 en función de la temperatura ambiente, la irradiancia y la velocidad del viento.

Para ello, se reemplaza en la ecuación 6.24 el modelo de temperatura de los módulos de la universidad de Sevilla (6.10), ya que este modelo fue el que mejor se ajustó. Con lo anterior, se obtiene el modelo experimental presentado en la ecuación 6.25.

$$P = K_1G^2 + K_2G + K_3T_{amb} + K_4T_{amb}V + K_5 [W] \quad (6.25)$$

Así, la expresión que se obtiene a partir de los datos medidos en la instalación, se muestra en la ecuación 6.26, con un coeficiente de correlación de  $R=0,9604$ .

$$P = -0,0297G^2 + 104,18G - 117,70T_{amb} + 10,84T_{amb}V + 1380,9 [W] \quad (6.26)$$

De la misma manera, en la figura 6.2 se puede observar los datos que se pueden obtener con este modelo de potencia con respecto a los datos medidos.

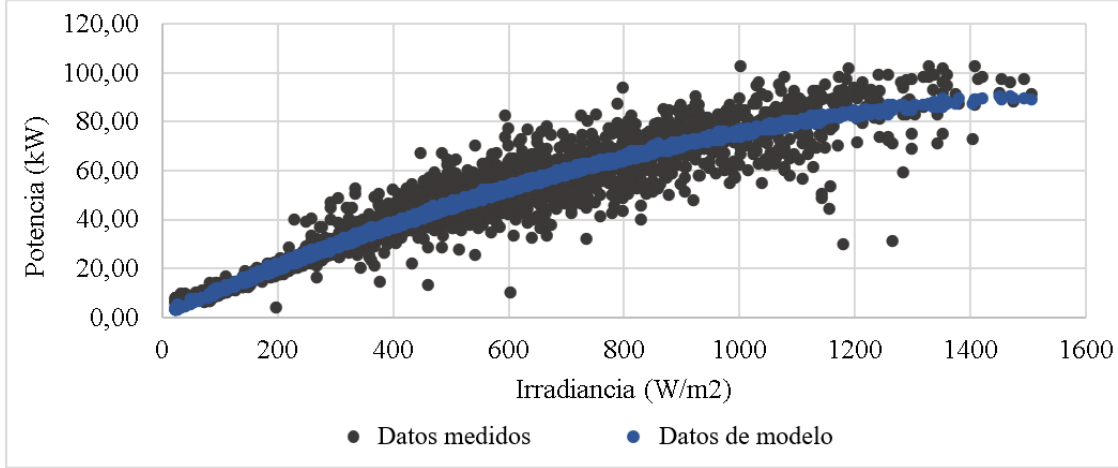


Figura 6.2: Comparación entre los datos de potencia medidos y los encontrados a partir del modelo propio

La tabla 6.2, presenta la síntesis de los modelos usados para encontrar la potencia y el coeficiente de correlación.

Tabla 6.2: Modelos para la potencia generada por la instalación

Modelo	Ecuación para P	Caso de estudio P [W]	Coefficiente de correlación
Fuentes	$P_{max,ref} \frac{G_m}{G_{m,ref}} (1 + \gamma(T_m - 25))$	$101,760G_m (1 - 0,00456(T_m - 25))$	0,9458
Riesser	$k_1 + k_2G_m + k_3T_m + K_4G_mT_m$	$-4948,3 + 91,04G_m + 533T_m +$ $-0,8089G_mT_m$	0,9560
Jie	$k_1 + k_2G_m + k_3G_m^2 + K_4T_m +$ $+k_5T_m^2$	$-1895,7 + 101,7G_m +$ $-0,028G_m^2 + 185,5T_m - 2,51T_m^2$	0,9600
Taylor	$c_1 + (c_2 + c_3T_{amb})G_m +$ $+(c_4 + c_5V)G_m^2$	$178,67 + (109,2958 +$ $-0,2388T_{amb})G_m + (-0,0316 +$ $+0,0003V)G_m^2$	0,9602
Farmer	$G_m (b_1 + b_2G_m + b_3T_{amb} + b_4V)$	$G_m (107,9576 - 0,0304G_m +$ $-0,2314T_{amb} + 0,3005V)$	0,9603
Propio	$K_1G^2 + K_2G + K_3T_{amb} +$ $+K_4T_{amb}V + K_5$	$-0,0297G^2 + 104,18G +$ $-117,70T_{amb} + 10,84T_{amb}V + 1380,9$	0,9604



## 6.4. Modelo propio para la eficiencia de la instalación

La eficiencia del sistema cuantifica cuánta de la energía total que incide sobre la superficie de la instalación fotovoltaica es aprovechada. Esta puede encontrarse con la relación de la energía del sistema y la energía incidente sobre la instalación. No obstante, este parámetro de rendimiento de la instalación puede encontrarse para un instante cualquiera con la relación entre la potencia del sistema y la potencia incidente en la superficie que ocupan los módulos fotovoltaicos, la cual es de  $625,5m^2$ , como se muestra en la ecuación 6.27. Ya que de la sección anterior se obtuvo la expresión para la potencia en un instante cualquiera en la ecuación 6.26, esta puede ser reemplazada en la ecuación 6.27 lo que resultaría en un modelo para la eficiencia del sistema en un momento dado, el cual se presenta en la ecuación 6.28.

$$\begin{aligned} \text{Eficiencia del sistema} &= \frac{E_{\text{sistema}}}{E_{\text{incidente}}} \\ &= \frac{P_{\text{sistema}}}{P_{\text{incidente}}} \end{aligned} \quad (6.27)$$

$$\begin{aligned} \text{Eficiencia del sistema} &= \frac{-0,029G^2 + 104,2G - 117,7T_{\text{amb}} + 10,8T_{\text{amb}}V + 1380,9}{625,5G} \\ &= \frac{-4,64 \times 10^{-5}G^2 + 0,17G - 0,19T_{\text{amb}} + 0,02T_{\text{amb}}V + 2,2}{G} \end{aligned} \quad (6.28)$$

A partir el modelo de eficiencia del sistema que se encontró en la ecuación 6.28, es posible realizar un análisis de cómo dicho modelo se ve afectado por variaciones en la irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento que se tienen en un instante dado en la instalación. De esta forma, en el análisis de cada variable climática, se tomaban como constantes las otras, tomando los valores promedio obtenidos, las cuales fueron de aproximadamente  $400 W/m^2$ ,  $18^\circ C$  y  $6 m/s$ , para la irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento respectivamente.

Así, la figura 6.3, permite evidenciar que en el caso de la irradiancia, a medida que ésta es mayor y por consiguiente la potencia aumenta, la eficiencia decrece, ya que la temperatura de los módulos aumenta con la irradiancia, como se explicó en la sección anterior y se pudo apreciar en la figura 5.4. Del mismo modo, un aumento de la temperatura ambiente implica una disminución en la eficiencia, ya que a su vez la temperatura en la superficie de los módulos aumenta, mientras que una velocidad alta del viento contribuye a la ventilación de los módulos, con lo que la eficiencia se incrementa.

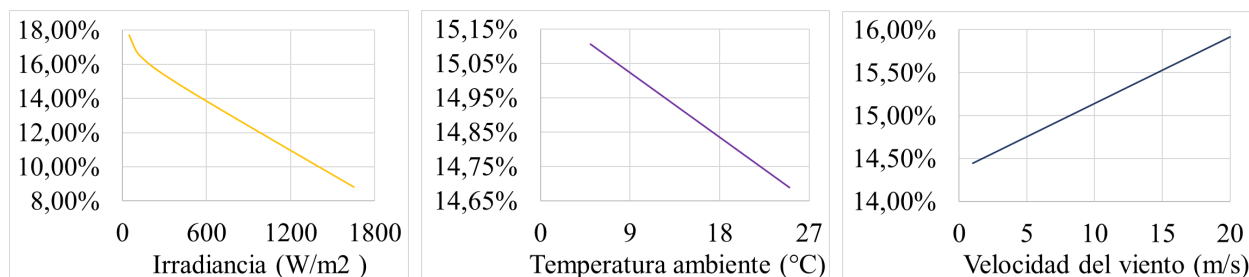


Figura 6.3: Impacto en la eficiencia del sistema por variables climáticas

Finalmente, a través del modelo de la eficiencia del sistema, se halla este valor en cada mes durante el año de estudio, haciendo uso de los promedios mensuales obtenidos de las variables climáticas sobre la instalación, cuyo resultado se presenta en la figura 6.4.

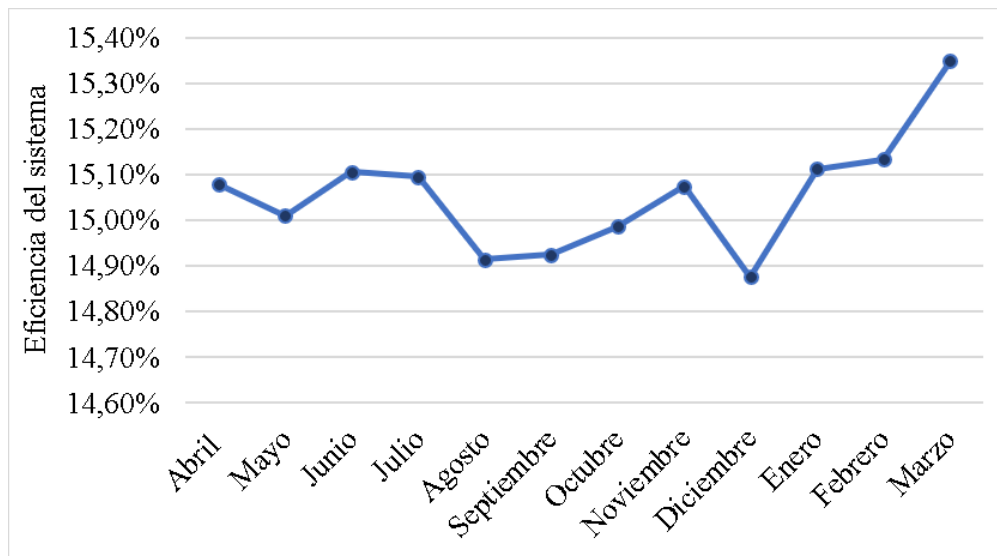


Figura 6.4: Eficiencia del sistema mensual a partir de modelo propio

---

## Capítulo 7

# Conclusiones

---

### 7.1. Conclusiones generales

- A partir del análisis del impacto que variables climáticas tienen sobre variables eléctricas, se pudo constatar que el comportamiento de la corriente eléctrica que circula por las ramas del sistema fotovoltaico está en función de la irradiancia incidente, mediante una relación cuadrática. Así mismo, se demostró que la tensión eléctrica se relaciona con la temperatura de los módulos mediante una correlación negativa; es decir, que cuando la temperatura aumenta, la tensión disminuye en la misma proporción. La potencia por su parte, aumenta o disminuye, principalmente cuando la tensión y corriente varían, a causa de las variables climáticas anteriormente mencionadas.
- La particular altitud de 2556 msnm de la instalación fotovoltaica bajo estudio, permite que la temperatura ambiente sea relativamente baja, lo que a su vez favorece a la instalación, ya que se obtiene un rendimiento más alto. Como se pudo evidenciar a lo largo del trabajo, entre mayor sea la temperatura ambiente sobre la instalación, menor es el rendimiento. Por su parte, la latitud de apenas  $4,6^\circ$  al norte del Ecuador, permite que la instalación goce de radiación solar alrededor de 12 horas diarias durante el año, con lo que se obtiene una producción constante de energía, y la vida útil del sistema es aprovechada de una forma óptima.
- Debido a la latitud en la que se encuentra la instalación, las variaciones en la temperatura ambiente son relativamente bajas, con lo que se evita que los equipos y componentes de la instalación deban ser sobredimensionados, o que presenten irregularidades causadas por cambios significativos en las variables climáticas de la instalación. Así, por ejemplo, la tensión que se ve directamente afectada por cambios en la temperatura, va a estar siempre dentro de los rangos de tensión que manejan los inversores, evitando así desconexiones del sistema o la pérdida de disponibilidad del sistema por estas restricciones. De esta manera, la latitud y altitud que posee Bogotá, son características

deseables para la implementación de un sistema fotovoltaico, ya que en teoría se cuenta con un potencial alto de irradiación solar y temperaturas bajas. Sin embargo, en Bogotá existe un alto porcentaje de periodos nublados durante el año, que afecta directamente el recurso solar que una instalación puede aprovechar.

- Dado que las instalaciones fotovoltaicas hacen uso de dispositivos electrónicos, que controlan el punto en el que los módulos solares trabajan para obtener la eficiencia más alta posible (como los MPPTs), se hace difícil analizar el impacto real que tienen variables climáticas sobre la producción de energía. Un modelo de la potencia para cualquier instante, como el planteado en el desarrollo de este trabajo, es de gran utilidad, ya que permite obtener una aproximación de cómo variaciones en la magnitud de estas variables afectan el rendimiento de la instalación. De la misma manera, un modelo permite distinguir qué variables eléctricas son directamente impactadas por una variable climática específica, ya que éstas están a su vez relacionadas.
- A partir de los resultados obtenidos sobre la productividad del generador, se puede concluir que la tecnología de silicio policristalino funciona de manera efectiva en las condiciones climáticas de la instalación, ya que se obtienen pérdidas bajas con respecto a las obtenidos en otras zonas geográficas.
- Los coeficientes de variación de parámetros eléctricos con la temperatura ( $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$ ), suministrados por los fabricantes, sirven como referencia para el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica. Sin embargo, dichos coeficientes son calculados para las CEM, por lo que debe considerarse variaciones en sus valores al analizar el rendimiento de una instalación bajo condiciones normales de operación.
- Al comparar los resultados obtenidos con la simulación a través de PVSOL, el cual usa los datos históricos de la estación meteorológica del Dorado en Bogotá, y los resultados experimentales, pudo evidenciarse que la proyección fue mayor por un 8%, con lo que se infiere que al usar estos datos en futuros proyectos, debe tenerse en cuenta este error para no sobredimensionarlos. Lo anterior puede deberse entre otras razones a posibles errores de precisión de la estación meteorológica donde fueron tomados los datos, y al constante cambio climático que se ha tenido durante los últimos años.
- En la comparación realizada entre la instalación en Bogotá y otras zonas geográficas, se encontró que la productividad de referencia de Bogotá (1386,27 kWh/kWp), es comparable con las de ciudades como Bangi, Malasia y Daejeon, Corea del Sur, aunque se encontró que estaba por debajo del promedio entre las zonas geográficas comparadas (1652,3 kWh/kWp). En cuanto a la productividad final, la instalación en Bogotá tiene 1224,5 kWh/kWp, lo cual se encuentra cerca al promedio, que es de 1245,1 kWh/kWp.

- El PR obtenido en la instalación fotovoltaica de la presente investigación, fue uno de los más altos en la comparación realizada, con 88,4 %, después de Sivagangai, India (89,0 %), y Nis, Serbia (93,6 %), cuyos módulos fotovoltaicos son del tipo policristalino, amorfo y monocristalino respectivamente. Las razones por las que el PR obtenido en la instalación fotovoltaica del presente estudio fue considerablemente alto, es que la temperatura ambiente es relativamente baja, favoreciendo altas tensiones que resultan en una mayor potencia. De la misma forma, el tipo de módulo y su eficiencia son factores determinantes, así como el tiempo que la instalación ha estado funcionando. Por otro lado, este valor está condicionado a pérdidas por sombreado por la mañana y tarde, inclinación y orientación, pérdidas en el cableado desde los módulos fotovoltaicos al cuarto de inversores, por la eficiencia del inversor y pérdidas en disponibilidad.
- El factor de planta de la instalación, el cual se encuentra exactamente en el promedio a las instalaciones comparadas (14 %), confirma que instalaciones en Bogotá, pueden beneficiarse en gran manera con este tipo de fuentes de energía renovable.
- Se puede concluir que el recurso solar que puede ser aprovechado por la instalación fotovoltaica en Bogotá, es más alto que en lugares como Singapur, Francia, Corea del Sur, Irlanda, Polonia y Alemania.
- Después de llevar a cabo la comparación, se demuestra que el coeficiente global de rendimiento PR, así como la productividad final y de referencia, sirven para comparar el rendimiento de instalaciones fotovoltaicas ubicadas en diferentes zonas climáticas y basados en tipos de tecnologías distintas. Además, dichos índices permiten cuantificar estos parámetros, con lo que se logra obtener resultados comparativos imparciales y objetivos.
- El hecho de que la instalación fotovoltaica bajo estudio esté conectada a la red, permite obtener un factor de planta más alto, ya que se puede producir energía durante todo el día. De esta forma, si se tratara de una instalación aislada, no podría aprovecharse eficazmente el recurso solar, ya que la producción de energía estaría limitada por la carga. Además, se podría dar el caso de que la energía disponible fuera mayor a la demandada y que las baterías estuvieran cargadas, con lo que el factor de planta sería considerablemente inferior.
- En la comparación que se llevó a cabo y a través del estudio realizado en este documento, se pudo confirmar que Bogotá posee un recurso solar que puede ser utilizado para implementar sistemas fotovoltaicos a gran escala, con lo que se podría aprovechar sus condiciones geográficas y climáticas.

## 7.2. Aportes

En general, este trabajo contribuye a la extensión del reducido estado del arte sobre sistemas solares fotovoltaicos en Colombia y presenta las ventajas y desventajas que poseen estos sistemas en la ciudad de Bogotá. Además brinda acceso a información particular para la implementación de sistemas fotovoltaicos bajo las condiciones climáticas de Bogotá, la cual potenciales inversionistas y miembros de la academia pueden tener en cuenta para el desarrollo de sus proyectos, con lo que a su vez se fomenta la implementación de sistemas eléctricos basados en energías limpias en Colombia. De la misma manera, en el contexto internacional, se presentan resultados con los cuales se puede llevar a cabo comparaciones y se da a conocer el potencial del desarrollo de este tipo de sistemas en Colombia.

Por otro lado, se brinda una perspectiva del rendimiento que tienen instalaciones en diferentes zonas geográficas con respecto a la estudiada en este trabajo de investigación, la cual posee características particulares como lo es su altitud (2556 msnm) y la cercanía a la línea del Ecuador. De la misma manera, se pone a disposición el análisis del impacto que tienen las variables climáticas bajo dichas características sobre la producción de energía.

Se presentan resultados a partir de datos reales y se realiza el respectivo análisis de las diferencias existentes con el rendimiento del sistema a partir de software de simulación, para que en eventuales diseños puedan tenerse en cuenta estas particularidades y obtener estimaciones más precisas. Además, un análisis más adecuado podría ser llevado a cabo a través de una simulación con los datos reales de la estación meteorológica de la instalación, que se midieron durante el periodo de estudio, con el fin de obtener resultados en la estimación de producción de energía más afines con los datos reales.

Finalmente, dentro de los aportes se encuentran los modelos para hallar la potencia y la eficiencia del sistema en cualquier instante en función de variables climáticas como irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento. Estos modelos permiten obtener mayores niveles de precisión en diseños y estimaciones de producción de energía. Por otro parte, los modelos pueden ser implementados en el desarrollo de protecciones eléctricas de instalaciones fotovoltaicas, que actuarían como comparadores de lo que se debería producir teóricamente a partir de las variables climáticas en un momento dado y lo que se produce realmente.

## 7.3. Trabajos futuros

Con el fin de poder estimar la producción de energía ideal que se podría obtener bajo las condiciones climáticas y geográficas de una instalación en Bogotá, se podría contemplar, como un trabajo futuro, la comparación de la instalación simulada con una inclinación y orientación de módulos óptima para obtener la mayor producción de energía posible, así

como la disposición de equipos de la instalación que generen las menores pérdidas posibles. Dichos resultados podrían compararse con los resultados reales de la instalación, con el fin de dar una descripción más detallada en cuanto al funcionamiento y rendimiento de la misma, y establecer los factores que más inciden en las pérdidas en la producción de energía a partir de una instalación fotovoltaica bajo las mismas condiciones climáticas.

En cuanto a la toma de datos de la irradiancia obtenidos con la estación meteorológica propia de la instalación, se hace necesario validar los resultados, ya que dichos datos presentaron mediciones de irradiancia con valores superiores a  $1600 \text{ W/m}^2$ . Por ello, se recomienda, tener en cuenta otra fuente de datos, tomados con un piranómetro cerca a la instalación, y con ésta realizar una eventual corroboración y comparación, realizando el descarte estadística de los datos que se salen de parámetros normales y dar la posible razón de dichas mediciones.

Con respecto a la comparación realizada, ya que ésta fue general, y se tuvo en cuenta solamente factores relevantes y a los que se tenía el acceso correspondiente en la literatura revisada, se propone que en trabajos futuros se tengan en cuenta factores que afectan la producción de energía en instalaciones fotovoltaicas, como lo son la frecuencia de mantenimiento y la polución de los módulos. Así mismo, se debe considerar el punto de conexión de la medición de producción de energía en corriente alterna, con lo que se debe tener en cuenta si las plantas cuentan con esquema de generación distribuida o plantas sin autoconsumo, con el fin de llevar a cabo una comparación más precisa.

En el estudio de las implicaciones que tienen las condiciones climáticas en una instalación fotovoltaica, debe estudiarse y tenerse en cuenta los algoritmos usados por los seguidores del punto de máxima potencia de los inversores o equipos que extraen la energía del generador solar fotovoltaico. Esto con el fin de lograr mejores proyecciones de la producción total de energía que se puede obtener de un sistema fotovoltaico. Con esto, se puede desarrollar modelos más sofisticados, que contemplen más variables con lo que se podría lograr una mayor precisión en las estimaciones para la implementación de proyectos con fuentes de energía solar fotovoltaica.

Si bien, considerar todas las variables que tienen un efecto en la producción de energía eléctrica a partir de sistemas fotovoltaicos es bastante complejo, es necesario desarrollar herramientas computacionales más avanzadas, con el fin de realizar diferentes estudios del rendimiento de una instalación, de tal manera que dicha información pueda ser utilizada en futuros proyectos, en los que el rendimiento alcanzaría valores muy altos.

Debido a que los módulos monocristalinos han venido teniendo un crecimiento significativo en el mercado, ya que cuentan con las eficiencias más altas (como se pudo observar a través del estudio), su precio ha venido bajando considerablemente, lo que ha permitido que estos sean actualmente los más empleados. Por lo tanto, con el fin de caracterizar el funcionamiento de instalaciones fotovoltaicas basados en tecnología de módulos monocristalinos,

sería conveniente llevar a cabo un estudio de su rendimiento bajo las condiciones climáticas de la ciudad de Bogotá.

Se espera que con el tiempo, estudios sobre el rendimiento de sistemas solares fotovoltaicos, puedan ser llevados a cabo a nivel nacional, con el fin de tener acceso a resultados obtenidos en diferentes instalaciones fotovoltaicas de Colombia. Con esto, se podría llevar a cabo un análisis comparativo del recurso solar y del rendimiento bajo distintas condiciones climáticas, considerando la diversidad que existe en el país.



# Glosario

---

**Aurora Vision** Plataforma que permite realizar monitorización y gestión de plantas fotovoltaicas [70].

**Barrera de potencial** Diferencia de potencial en la unión de semiconductores tipo P y N [14].

**Campo electromagnético** Asociación de un campo eléctrico y un campomagnético producidos por una carga eléctrica en movimiento [71].

**Células de silicio monocristalino** Células que están compuestas de varios cristales de silicio, y debido al uso de impurezas en el cristal, la estructura interna de las células es menos pura [17].

**Células de silicio policristalino** Células que se hacen a partir de silicio, en el cual la red cristalina de todo el sólido es continua y está compuesta por un único cristal [72].

**Corriente alterna** Corriente cuyo sentido se invierte periódicamente muchas veces por segundo [73].

**Corriente continua** Corriente eléctrica que fluye en una sola dirección [73].

**Corriente de corto circuito** Corriente de un circuito que se produce, generalmente de manera accidental, por contacto entre dos conductores de polos opuestos y suele ocasionar una descarga [73].

**Corriente de iluminación** Es la que se origina por el efecto fotovoltaico, gracias a la irradiancia que reciben las células [14].

**Corriente de oscuridad** Corriente característica medida en oscuridad [14].

**Densidad de potencia** Es la radiación solar que cae sobre una superficie [15].

**Electrón** Partícula elemental con carga eléctrica negativa, que gira alrededor del núcleo del átomo [71].

**Enlace covalente** Se llama enlace covalente a un tipo de enlace químico, que ocurre cuando dos átomos se enlazan para formar una molécula, compartiendo electrones pertenecientes de su capa más superficial [76].

**Factor de forma** Es la relación entre la potencia máxima (o el producto de la corriente y la tensión en el punto de máxima potencia) y el producto entre  $I_{SC}$  y  $V_{OC}$  [15].

**Factor de planta o factor de capacidad** Es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente de forma anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período [25].

**Fotón** Partícula de luz que se propaga en el vacío [77].

**Germanio** Material empleado para la construcción de células solares [14].

**Insolación** La acumulación de energía promedio durante un periodo de tiempo [15].

**Instalación fotovoltaica** Instalación solar genérica de generación eléctrica con módulos fotovoltaicos [73].

**Instalaciones fotovoltaicas aisladas** Instalaciones se emplean en zonas alejadas, o zonas que no se encuentran interconectadas al sistema eléctrico nacional, regional o local no está conectado a la red eléctrica y requieren almacenamiento de energía [74].

**Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red** Sistemas están conectados a la red eléctrica pública y no requieren almacenamiento de batería La energía producida por este tipo de sistema se exporta a la red eléctrica [75].

**Inversor** Equipo genéricos que transforma la corriente continua en corriente alterna [73].

**Irradiación** Es la energía por unidad de superficie en un tiempo que se obtiene a partir de la radiación solar [15].

**Irradiancia** Es la cantidad de energía que se capta en un área determinada [15].

**Material semiconductor** Es un material aislante que, cuando se le añaden ciertas sustancias o en un determinado contexto, se vuelve conductor Esto quiere decir que, de acuerdo a determinados factores, el semiconductor actúa a modo de aislante o como conductor [71].

**Método Czochralski** Método para producir cristales de semiconductor de gran tamaño y calidad, introduciendo una varilla con un germen de cristalización en su extremo en un baño de semiconductor fundido y hacerla subir lentamente y girando, en condiciones muy controladas de enfriamiento, consiguiendo producir un monocristal en forma de barra y sin impurezas [73].

**Módulos solares de capa fina** Células son producidas depositando una o varias capas finas de material fotovoltaico en un sustrato [16].

**Piranómetro** Instrumento utilizado para medir la intensidad combinada de una radiación directa solar que llega a la tierra y la radiación difusa del cielo; compara el calor producido por la radiación sobre cintas metálicas ennegrecidas con las producidas por una corriente [73].

**Protón** Partícula elemental presente en el núcleo de los átomos, de carga igual a la del electrón, pero de signo positivo e indivisible [77].

**Radiación solar** El proceso de transmisión de ondas a partículas en el espacio [15].

**Resistencia paralelo** Resistencia que representa las pérdidas por imperfecciones en la unión pn, lo que origina fugas de corriente [14].

**Resistencia serie** Es la resistencia que representa los contactos, la malla de metalización y la resistencia propia del semiconductor [14].

**Selenio** Material empleado para la construcción de células solares [14].

**Semiconductor tipo N** Semiconductores se encuentran los átomos que poseen 5 electrones en su último nivel [14].

**Semiconductor tipo P** Semiconductores se encuentran los átomos que poseen 3 electrones en su último nivel [14].

**Silicio** Material empleado para la construcción de células solares [14].

**Silicio amorfo** Material usado para fabricar módulos fotovoltaicos.

**Silicio cristalino** Material usado para fabricar módulos fotovoltaicos.

**Sistemas modulares** Sistemas que pueden ser construídos a partir de un pequeño tamaño, y que se puede agrandar según la aplicación .

**Tensión de circuito abierto** Tensión en un circuito interrumpido por el que no pasa corriente [73].

**Valencia** Número que expresa la capacidad de combinación de un elemento químico con otros para formar un compuesto [71].

# Referencias

---

- [1] Fraunhofer ISE, “*Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy*”, 2013. [En línea]. Disponible en: <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/>. [Accedido: 2018-11-06]
- [2] Unidad de Planificación Minero Energética [UPME], “*Ley 1715 DE 2014, por medio del cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional*”, 2014. [En línea]. Disponible en: [http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY\\_1715\\_2014.pdf](http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf).
- [3] J. Gómez and J. D. Murcia y I. Cabeza-Rojas, “LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN COLOMBIA: POTENCIALES, ANTECEDENTES Y PERSPECTIVAS” *Universidad Santo Tomás*, 2017.
- [4] Revista La república, “*Energía solar y eólica suman 0.02 por ciento del total de generación actual en Colombia*”, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.larepublica.co/especiales/minas-y-energia/energia-solar-y-eolica-suman-002-del-total-de-generacion-actual-en-colombia-2613069>. [Accedido: 2018-03-22]
- [5] B. Decker y U. Jahn, “Performance of 170 grid connected PV plants in Northern Germany - analysis of yields and optimization potentials”, *Solar Energy* 59: 127-33., 1999.
- [6] S. Wittkopf, S. Valliappan, L. Liu, K. Seng, S. Chye y J. Cheng, “Analytical performance monitoring of a 142.5 kWp grid-connected rooftop BIPV system in Singapore”, *Renewable Energy* 47: 9e20, May 2012.
- [7] M. Sidrach-de-Cardona, L. Mora López, “Performance analysis of a grid-connected photovoltaic system”, *Energy* 24 93-102, 1999.
- [8] R. G. Ross, “Interface design considerations for terrestrial solar cell modules”, *12th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1976.

- [9] V. V. Riesser, M. K. Fuentes, “Linear regression analysis of flat-plate photovoltaic system performance data”, *Proceedings of Fifth EC Photovoltaic Solar Energy Conference, Athens, Greece*, pp. 623–627, Oct 2007.
- [10] R. W. Taylor, “System and module rating: advertised versus actual capability”, *Solar Cells* 18, 335–344, 1986.
- [11] IAE International Energy Agency, “*Snapshot of global photovoltaic markets, Photovoltaic power systems programme*”. China, 2016. Report IEA PVPS T1-31:2017
- [12] Energía Solar, “*Energía solar fotovoltaica*”, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica>. [Accedido: 2018-11-01]
- [13] Sun Fields, “*Tipos de Células Fotovoltaicas y su estructura*”, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/celula-fotovoltaica-tipos-y-estructura/>. [Accedido: 2018-11-01]
- [14] J. Carta, R. Calero, A. Colmenar y M. Castro, *Centrales de energías renovables: Generación eléctrica con energías renovables*. Madrid, España: Pearson Educación, 2009.
- [15] E. Sebastián, “*Paneles solares: Unidades de medida para su instalación*”, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://eliseosebastian.com/radiacion-solar-irradiancia-e-insolacion/>.
- [16] Energías renovables, “*Tipos de paneles fotovoltaicos*”, 2014. [En línea]. Disponible en: <http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>. [Accedido: 2018-11-01]
- [17] Compelo Staff Writer, “*Five most commonly used solar panels*”, 2017. [En línea]. Disponible en: <https://www.compelo.com/energy/news/newsfive-most-commonly-used-solar-panels-171117-5980591/>. [Accedido: 2018-11-01]
- [18] EC21 Global B2B Marketplace, “*Multi-crystalline/Poly Silicon Solar Cells*”, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.ec21.com/product-details/Multi-crystalline-Poly-Silicon-Solar-4998011.html>. [Accedido: 2018-11-01]
- [19] Indiamart, “*USG 60 Watt Polycrystalline Solar Panels*”, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.indiamart.com/proddetail/usg-60-watt-polycrystalline-solar-panels-10895008212.html>.
- [20] Solarmat, “*Información sobre placas solares*”, 2018. [En línea]. Disponible en: <http://solarmat.es/es/paneles-solares-policristalinos/modulo-solar-sunrise-255-60-celulas-poly-3.html>. [Accedido: 2018-11-01]

- [21] Proyecto solar, “*Autoconsumo en España de energía solar fotovoltaica*”, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.proyectosolar.org/autoconsumo/fotovoltaica>. [Accedido: 2018-01-11]
- [22] IEC Standard 61724, “*Photovoltaic system performance monitoring-guidelines for measurement, data exchange and analysis*”, 1998.
- [23] J. Vilariño and H. F. Menéndez, “Performance Ratios of Grid Connected Photovoltaic Systems and Theory of Errors”, *SciELO Analytics*, 2016.
- [24] SMA, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia, “*Coficiente de rendimiento. Factor de calidad de la instalación fotovoltaica*”, 2010. [En línea]. Disponible en: <http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-TI-es-11.pdf>. [Accedido: 2018-11-01]
- [25] Chile renovables, “*Sepa lo que es el factor de planta de una central eléctrica*”, 2011. [En línea]. Disponible en: <https://www.chilerenovables.cl/sepa-lo-que-es-el-factor-de-planta-de-una-central-electrica/>. [Accedido: 2019-09-01]
- [26] VSN 700 -03, ABB Group, “*Manual Datalogger*”, 2014. Revisado Enero 2019.
- [27] VSN 700 -14, ABB Group, “*Manual Estación metereológica*”, 2014. Revisado Enero 2019.
- [28] 430 Series, Fluke, “*Analizador de redes*”, 2006. Revisado Enero 2019.
- [29] G. R. Waissi, “*Polynomial Regression Computations*”, 2008. [En línea]. Disponible en: <http://www.public.asu.edu/~gwaissi/ASM-e-book/module403.html>. [Accedido: 2018-11-01]
- [30] Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, “*Proyecto fotovoltaico Alejandro Sandino*”, 2018.
- [31] Topographic, “*Mapas topográficos*”, 2018. [En línea]. Disponible en: <http://es-co.topographic-map.com/places/Bogot%C3%A1-6825124/>. [Accedido: 2018-11-01]
- [32] Toda Colombia, “*Pisos térmicos en Colombia*”, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.todacolombia.com/geografia-colombia/pisos-termicos.html>. [Accedido: 2018-11-01]
- [33] R. K. Kaufmann y C. J. Cleveland, *Environmental Science*, 2009.

- [34] IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia, “*Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia*”, 2018. [En línea]. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>. [Accedido: 2018-11-01]
- [35] IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia, “*Características climatológicas de ciudades principales y municipios turísticos*”, 2014. [En línea]. Disponible en: <http://www.ideam.gov.co/documents/21021/418894/Caracter%C3%ADsticas+de+Ciudades+Principales+y+Municipios+Tur%C3%ADsticos.pdf/c3ca90c8-1072-434a-a235-91baee8c73fc>. [Accedido: 2018-11-01]
- [36] PX Series 310 - 340 WP, SUNSET Energietechnik GmbH, “*Panel Solar*”, Enero 2016. Revisado Enero 2019.
- [37] TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD 20 to 27.6 kW, ABB Group, “*String Inverters*”, 2014. Revisado Enero 2019.
- [38] J. Giraldo, “*Marzo de 2019 fue el mes más lluvioso en los últimos 30 años*”, 2013. [En línea]. Disponible en: <https://conexioncapital.co/marzo-mes-mas-lluvioso-en-30-anos/>. [Accedido: 2019-09-03]
- [39] Solargis, “*World map of global horizontal irradiation*”, 2013. [En línea]. Disponible en: <https://solargis.com/>. [Accedido: 2019-09-03]
- [40] A. Deo y G. N. Tiwari, “Performance Analysis of 1.8 kWp Rooftop Photovoltaic System in India”, *2nd International Conference on Green Energy y Technology*, Sep 2014.
- [41] V. Komoni, I. Krasniqi, A. Lekaj y I. Gashi, “Performance Analysis of 3.9 kW Grid Connected Photovoltaic Systems in Kosova”, *The fifth International Renewable Energy Congress IREC*, Mar 2014.
- [42] E. Kymakis, S. Kalykakis y T. M. Papazoglou, “Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete”, *Energy Conversion and Management* 50 433–438, Ene 2009.
- [43] R. A. Rahman, S. I. Sulaiman, A. Maliki Omar, Z. M. Zain y S. Shaari, “Performance Analysis of 45.36 kWp Grid-Connected Photovoltaic Systems at Malaysia Green Technology Corporation”, *3rd International Symposium and Exhibition in Sustainable Energy and Environment, Melaka, Malaysia*, Jun 2011.



- [44] J. H. So, B. G. Yu, H. M. Hwang, G. J. Yu, J. Y. Choi y I. Choy, “Performance Monitoring and Analysis of Middle Scale Grid-Connected PV System”, *The 7th International Conference on Power Electronics*, Oct 2017.
- [45] L. Vilariño, J. Vilariño, C. Arenas y G. Núñez, “Rendimiento global de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica”, *TECNOLOGÍA@ yy DESSARROLLO VOLUMEN XII.*, Abr 2014.
- [46] S. Veysi, R. Sharma y T. Kumar, “Variability and Performance Analysis of the PV Plant at The University of Queensland”, *Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2013, Hobart, T AS, Australia*, Sep-Oct 2013.
- [47] Energy Matters, “*SOLAR POWER IN BRISBANE, QLD, 4001: Brisbane’s solar energy resources*”, 2017. [En línea]. Disponible en: <https://www.energymatters.com.au/solar-location/brisbane-2-4001/>. [Accedido: 27-ago-2019]
- [48] K. Atluri, S. M. Hananya y B. Navothna, “Performance of Rooftop Solar PV System with Crystalline Solar Cells”, *Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2013, Hobart, T AS, Australia*, Sep-Oct 2013.
- [49] L.M. Ayompe, A. Duffy, S.J. McCormack y M. Conlon, “Measured performance of a 1.72 kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland”, *Energy Conversion and Management* 52 816–825, Ago 2010.
- [50] A. Chintaveea, N. Ketjoya, K. Sripraphab y S. Vaivudha, “Evaluation of PV Generator Performance and Energy Supplied Fraction of the 120 kWp PV Microgrid System in Thailand”, *9th Eco-Energy and Materials Science and Engineering Symposium*, 117 – 127, Sep 2011.
- [51] R. Goura, “Analyzing the on-field performance of a 1-megawatt-grid-tied PV system in South India”, *International Journal of Sustainable Energy Vol. 34, No. 1*, 1–9, 2015.
- [52] M. Drift, P. J. Pérez, J. Aguilera, G. Almonacid, P. Gómez, J. de la Casa y J. D. Aguilar, “Univer Project. A grid connected photovoltaic system of 200 kWp at Jaén University. Overview and performance analysis”, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 91 670–683, Feb 2007.
- [53] C. Trueblood, S. Coley, T. Key, L. Rogers, A. Ellis, C. Hansen y E. Philpot, “PV Measures Up for Fleet Duty”, *IEEE power and energy magazine*, Apr 2013.

- [54] N. M. Kumar, M. R. Kumar, P. R. Rejoice y M. Mathew, "Performance analysis of 100 kWp grid connected Si-poly photovoltaic system using PVsyst simulation tool", *1st International Conference on Power Engineering, Computing and Control, PECCON-2017*, Mar 2017.
- [55] H. A. Kazema, T. Khatibb, K. Sopianc y W. Elmenreich, "Performance and feasibility assessment of a 1.4 kW roof top grid-connected photovoltaic power system under desartic weather conditions", *Energy and Buildings 82* 123–129, Jul 2014.
- [56] V. Sharma y S.S. Chandel, "Performance analysis of a 190 kWp grid interactive solar photovoltaic power plant in India", *Energy 55* 476–485, Apr 2013.
- [57] S. Sundaram 1, J. S. Chandra, "Performance evaluation and validation of 5 MWp grid connected solar photovoltaic plant in South India", *Energy Conversion and Management 100*: 429–439, May 2015.
- [58] A. De Miguel, J. Bilbao, J.R.S. Cazorro y C. Martín, "Performance analysis of a grid-connected PV system in a rural site in the Northwest of Spain", *World Renewable Energy Congress VII (WREC)*, 2002.
- [59] S.M. Pietruszko y M. Gradzki, "Performance of a grid connected small PV system in Poland", *Applied Energy 74*: 177–184, 2003.
- [60] J. D. Mondol, Y. Yohanis, M. Smyth y B. Norton, "Long term performance analysis of a grid connected photovoltaic system in Northern Ireland", *Energy Conversion and management 47*: 2925–2947, Mar 2006.
- [61] D. D. Milosavljević, T. M .Pavlović y D. S. Piršl, "Performance analysis of a grid-connected solar PV plant in Nis, Republic of Serbia", *Renewable and Sustainable Energy Reviews 44*: 423–435, Dic 2014.
- [62] D. Okello, E.E. van Dyk y F.J. Vorster, "Analysis of measured and simulated performance data of a 3.2 kWp grid-connected PV system in Port Elizabeth, South Africa", *Energy Conversion and Management 100*: 10–15, May 2015.
- [63] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, "*Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*", 2011.
- [64] D. L. King, W. E. Boyson y J. A. Kratochvill, "Photovoltaic Array Performance Model", *Sandia National Laboratories*, 2004.

- [65] E. Skoplaki y J. A. Palyvos, “On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations”, *Solar Energy*, vol. 83, pp. 614- 624, 2009.
- [66] A. Campos, “Influencia de la temperatura en una instalación fotovoltaica con baja concentración, Universidad de Sevilla”, *Universidad de Sevilla*, 2017.
- [67] M. Fuentes, G. Nofuentes, J. Aguilera y D. L. Talavera, Castro, M., “Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in mediterranean climates”, *Solar Energy* 81, 1396–1408, 2007.
- [68] J. Jie, H. Wei y H. N. Lam, “The annual analysis of the power output and heat gain of a PV-wall with different integration mode in Hong Kong”, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 71, 435–448, 2002.
- [69] B. K. Farmer, “PVUSA Model Technical Specification for a Turnkey Photovoltaic Power System”, *Appendix C*, p. c2, 1992.
- [70] ABB, “*Aurora Vision Plant Managment Platform*”, 2015. [En línea]. Disponible en: <https://new.abb.com/power-converters-inverters/es//monitorizacion-y-comunicacion/aurora-vision-plant-management-platform>. [Accedido: 2019-09-01]
- [71] Real Academia Española, “*Diccionario de la lengua española*”. [En línea]. Disponible en: <https://dle.rae.es/>. [Accedido: 2019-09-01]
- [72] J. R. Monkowski and J. Bloem and L. J. Giling y M. W. M. Graef, “Comparison of dopant incorporation into polycrystalline and monocrystalline silicon”, *Applied Physics Letters*, 2008.
- [73] Real Academia de Ingeniería, “*Diccionario Español de Ingeniería*”. [En línea]. Disponible en: <https://dle.rae.es/>. [Accedido: 2019-09-01]
- [74] Clean energy reviews, “*How Solar Power Works, On-Grid, Off-Grid*”, 2014. [En línea]. Disponible en: <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/2014/5/4/how-solar-works>. [Accedido: 2018-11-01]
- [75] Aros Solar Technology, “*Clasificación plantas FV*”, 2018. [En línea]. Disponible en: <http://www.aros-solar.com/es/classificazione-degli-impianti-fv>. [Accedido: 2018-11-01]
- [76] Concepto.de, “*Diccionario de conceptos online con miles de definiciones*”. [En línea]. Disponible en: <https://concepto.de/>. [Accedido: 2019-09-01]

- [77] Wordreference.com, LLC, "*Free Online Dictionaries*". [En línea]. Disponible en: <https://www.wordreference.com/>. [Accedido: 2019-09-02]

# Anexos



# Anexo A

# Catálogo de los módulos solares

Valid from January 2016

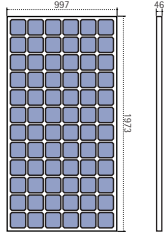
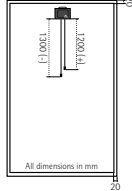
### Module series /72 AS 310, 315, 320, 325, 330, 335, 340/72

Technical specifications AS (STC)*		310	315	320	325	330	335	340
Nominal power (±5% production tolerance)	$P_{max}$ [W <sub>p</sub> ]	310	315	320	325	330	335	340
Rated current	$I_{MP}$ [A]	8.35	8.42	8.51	8.60	8.67	8.75	8.84
Rated voltage	$V_{MP}$ [V]	37.2	37.4	37.6	37.8	38.0	38.2	38.4
Short circuit current	$I_{SC}$ [A]	8.80	8.90	9.00	9.10	9.20	9.30	9.35
Open circuit voltage	$V_{OC}$ [V]	46.6	46.8	46.9	47.1	47.1	47.2	47.4

Rated values under Standard Test Conditions (STC: 1000 W/m², 25°C, spectrum AM 1,5)\*

Technical specifications AS (NOCT)*		310	315	320	325	330	335	340
Nominal power	$P_{max}$ [W <sub>p</sub> ]	224	228	231	235	239	242	246
Rated current	$I_{MP}$ [A]	6.71	6.77	6.84	6.92	6.97	7.04	7.11
Rated voltage	$V_{MP}$ [V]	33.4	33.6	33.8	34.0	34.2	34.3	34.5
Short circuit current	$I_{SC}$ [A]	7.05	7.13	7.21	7.30	7.38	7.46	7.50
Open circuit voltage	$V_{OC}$ [V]	42.9	43.1	43.2	43.3	43.3	43.4	43.6

Rated values under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT: 800 W/m², 51± 2°C, spectrum AM 1,5)\*





All dimensions in mm

Characteristics for system design*		II	Temperature range (TC)	[°C]	-40 ... +85 (± 0)
Protection class	$V_{SIS}$ [V]	1000	Temperature coefficient $I_{SC}$	$\alpha$ [%/K]	+ 0.040
System voltage	$I_t$ [A]	20	Temperature coefficient $V_{OC}$	$\beta$ [%/K]	- 0.332
Reverse current		98.5	Temperature coefficient $P_{MP}$	$\gamma$ [%/K]	- 0.47
Relative efficiency ratio (@200W/m² based on STC efficiency)					

Mechanical characteristics*		Protection class	junction box IP 65
Front covering	4 mm solar glass (Anti Reflective)	Cable connection	Multi Contact MC4 or. compatible
Back covering	multi layer foil	Heavy load test	5400 Pa
Type of cell	mono crystalline	Bypass-Diodes (no./voltage)	3 / 1000 V
Dimensions	1973 x 997 x 46 mm (± 3 mm)	Frame (material/colour)	aluminium / silver (black as option)
Weight	25.7 kg (± 1 kg)		

Over the years SUNSET Energietechnik GmbH has set high benchmarks with its high quality standards. Continuous tests guarantee a consistently high level of quality. All modules undergo visual, mechanical, and electrical inspections. Each module is high voltage (HV) tested and examined by electro luminescence (EL). This is recognisable by means of the original SUNSET label, the serial number and the SUNSET guarantee:

- 5 years product warranty
- 10 years linear warranty for a power output of 90% (according to warranty terms)
- 25 years linear warranty for a power output of 80% (according to warranty terms)
- Our warranty terms will be handed out on request or can be found on our homepage (see below)
- EL picture and HV test of each module
- Registered at PV-Cycle, WEEE-Nr.: DE 68887899
- Certified according to IEC 61215 and IEC 61730
- Production facility certified according to ISO 9001, 14001 and 18001

SUNSET Energietechnik GmbH  
 • Industriestraße 8-22 • D-91325 Adelsdorf  
 • Telefon +49 91 95 94 94-0 • Telefax +49 91 95 94 94-290  
 • E-Mail: support@sunset-solar.com  
 • Web: www.sunset-solar.com

Partner:

Specifications subject to technical changes.  
\* All values/parameters vary up to ±10%, unless stated otherwise





## Anexo B

## Catálogo de los inversores

## 2 - Characteristics

## Characteristics and technical data

Table: Technical Data	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
<b>Input</b>		
Rated Input Power ( $P_{dcr}$ )	20750 Wp	28600 Wp
Maximum Input Power ( $P_{dcrmax}$ )	22700 Wp	31000 Wp
Rated Input Voltage ( $V_{dcr}$ )	620 V	
Input Activation Voltage ( $V_{start}$ )	360 V (adj. 250...500 V)	
Input operating range ( $V_{dcrmin}...V_{dcrmax}$ )	0.7 x $V_{start}$ ...950 V	
Input voltage interval for MPP	200...950V	
Maximum Input Power for each MPPT	12000 W	16000 W
Input voltage Range for Operation at rated power with Configuration of the MPPTs in parallel	440...800 V	500...800 V
DC Power Limitation for each MPPT with Independent Configuration of MPPT at $P_{dcr}$ , max unbalance example	12000 W [480V≤VMPPT≤800V] the other channel: $P_{dcr}$ - 12000W [350V≤VMPPT≤800V]	16000 W [500V≤VMPPT≤800V] the other channel: $P_{dcr}$ - 16000W [400V≤VMPPT≤800V]
Absolute Maximum Input Voltage ( $V_{max,abs}$ )	1000 V	1000 V
Power derating vs. Input voltage (parallel or independent MPPT configuration)	Linear Derating From MAX to Null [800V ≤ $V_{mppt}$ ≤ 950V]	
Number of Independent MPPTs	2	
Maximum DC Input Current ( $I_{dcrmax}$ ) for each MPPT ( $I_{MPPTmax}$ )	50A / 25A	64A / 32A
Maximum Return current (AC side vs DC side)	Negligible	
Number of DC Connection Pairs in Input for each MPPT	1 - Standard and -S2 Version 4 - -S2F / -S2X version	1 - Standard and -S2 Version 5 - -S2F / -S2X version
Type of Input DC Connectors	Tool Free PV Connector Weidmüller / Multi-Contact (Screw Terminal Block on Standard and -S2 versions)	
Type of photovoltaic panels that can be connected at input according to IEC 61730	Class A	
<b>Input protection</b>		
Reverse Polarity Protection	Protection for the Inverter only, from a current limited source, for standard and -S2 versions, and for versions with fuses that have max 2 strings connected	
Input Overvoltage Protection - Varistors	2 for each MPPT	
Input Overvoltage Protection - DIN rail surge arrester (-S2X version)	3 (Class II) for each MPPT	
Short Circuit Input Current	30.0 A	40.0 A
Isolation Control	In accordance with the local standard	
Maximum input-ground capacity	(0.12uF/kW)*20kW=2.4uF	(0.12uF/kW)*27.6kW=3.3uF
DC disconnect switch (-S2, -S2F and -S2X versions)	40 A / 1000 V	
Fuses (-S2F and -S2X versions)	gPV / 1000 V / Max. 20A	
<b>Output</b>		
AC connection to the Grid	Three phase 3W or 4W+PE	
Rated output voltage ( $V_{acr}$ )	400 Vac	
Output Voltage Range ( $V_{acmin}...V_{acmax}$ )	320...480 Vac <sup>(1)</sup>	
Rated Output Power ( $P_{acr}$ )	20000 W	27600 W
Maximum Output Power ( $P_{acmax}$ )	22000 W <sup>(3)</sup>	30000 W <sup>(4)</sup>
Maximum Output Current ( $I_{acmax}$ )	33.0 A	45.0 A
Contribution to short-circuit current	35.0 A	46.0 A
Inrush current	Negligible	
Maximum fault current	<63Arms(100mS)	



## 2 - Characteristics

Table: Technical Data	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
Rated Output Frequency (fr)	50 Hz	
Output Frequency Range (fmin...fmax)	47...53 Hz <sup>(2)</sup>	
Maximum apparent Output Power (S <sub>acmax</sub> )	22200VA	30000 VA
	The rated power P <sub>acr</sub> is also guaranteed with cos(φ) = 0.9	
Rated Power Factor (Cosφ <sub>iacr</sub> )	>0.995, adj. ±0.9 with P <sub>acr</sub> =20.0 kW, ± 0.8 with max 22.2kVA	>0.995, adj. ±0.9 with P <sub>acr</sub> =27.6 kW, ± 0.8 with max 30kVA
Total Harmonic Distortion of Current	< 3%	
Type of AC Connections	Screw terminal board, maximum cross-section 35 mm <sup>2</sup>	
<b>Output protection</b>		
Anti-islanding Protection	In accordance with the local standard	
Maximum AC Overcurrent protection	34.0 A	46.0 A
Output Overvoltage Protection - Varistors	4	
Output Overvoltage Protection - DIN Rail surge arrester (-S2X version)	4 (Class II)	
<b>Operating performance</b>		
Maximum Efficiency (η <sub>max</sub> )	98.2%	
Weighted Efficiency (EURO/CEC)	98.0% / 98.0%	
Power Input Threshold	40 W	
Stand-by Consumption	< 8W	
Night-time Consumption	<1W	
Night-time Consumption (Reactive Power)	110 VAR	
Inverter Switching Frequency	15.8 kHz	
<b>Communication</b>		
Wired Local Monitoring (opt.)	PVI-USB-RS485_232 (opt.), PVI-DESKTOP (opt.)	
Remote Monitoring (opt.)	PVI-AEC-EVO (opt.), VSN 700 DATAOGGER (opt.)	
Wireless Local Monitoring (opt.)	PVI-DESKTOP (opt.) with PVI-RADIOMODULE (opt.)	
User Interface	Graphic Display	
<b>Environmental</b>		
Ambient Temperature	-25...+60°C / -13...140°F with derating above 45°C/113°F	
Storage Temperature	-40...80°C (-40...+176°F)	
Relative Humidity	0...100% condensing	
Noise Emission	< 50 db(A) @ 1 m	
Maximum Operating Altitude	2000 m / 6560 ft	
Environmental pollution classification for external environment	3	
Environmental Category	External	
<b>Physical</b>		
Environmental Protection Rating	IP 65	
Cooling system	Natural	
Overvoltage Category in accordance with IEC 62109-1	II (DC input)	III (AC output)
Dimensions (H x W x D)	1061 x 702 x 292 mm	41.7" x 27.6" x 11.5"
Weight	Standard e -S2: 67kg / 147lb -S2F / S2X: 75 kg / 165 lb	Standard e -S2: 72 kg / 158 lb -S2F / S2X: 80 kg / 176 lb
Packaging Dimensions (H x W x D)	737 x 800 x 1200 mm / 29" x 31.5" x 47.2"	
Full Packaging Weight	Standard e -S2: 79kg / 174lb -S2F / S2X: 87 kg / 191 lb	Standard e -S2: 84 kg / 185 lb -S2F / S2X: 92 kg / 202 lb
Mounting System	Wall bracket	
Exposure to UV rays	Plastic covers suitable for outdoor use. Exposure to UV rays (in accordance with UL 746C)	
<b>Safety</b>		
Safety Class	I	





---

## Anexo C

# Catálogo estación metereológica

---

VSN800 Weather Station Product Manual

## Specifications

### Material Specifications

#### Sensor Assembly:

RoHS Compliant

Mast: Polyvinyl Chloride

Heat Shields: Acrylonitrile Butadiene Styrene

Insolation Sensor Bracket: Delrin

Hardware: Stainless Steel and Nylon Locknut

Foam Gasket: Vinyl and Acrylic

#### Enclosure:

RoHS Compliant

IP65 Rated Outdoor Enclosures

UL 94 V-2

Polycarbonate Body

#### Pyranometer Sensor:

RoHS Compliant

Body: Anodized Aluminum with Cast Acrylic Lens

Cable: Santoprene Jacket

#### Ambient Air Temperature Sensor:

RoHS Compliant

#### PV Panel Temperature Sensors:

RoHS Compliant

Body: Anodized Aluminum

Adhesive Tape: Acrylic, Titanium Diboride, and Aluminum

Cable: Polyvinyl Chloride Jacket

#### Power and Communications Cable:

Cable: Polyvinyl Chloride

#### Physical:

Packaged Weight: 7 lbs.

Packaged Dimensions: 6cm x 20.3cm x 20.3cm (10.25" x 8" x 8")

#### Electronics:

RoHS Compliant

## Hardware Specifications

### Power Specifications:

Power Requirements: 10 to 30VDC at 50mA

### Operating Environment:

Temperature: -40°C to 60°C (-40 to 140°F)

Humidity: 0-100% Condensing

### Pyranometer Sensors:

Range: 0 to 1750 W/m<sup>2</sup>

Accuracy: +/-5%

Cosine Response 45° +/-1%

Cosine Response 75° +/-5%

Operational Temperature: -25 to 55°C (-13 to 131°F)

### Ambient Air Temperature Sensor:

Range: -40° to 80°C (-40 to 176°F)

Accuracy: +/- 0.3°C (0.54°F)

Thermal Time Constant 30 sec.

### PV Panel Temperature Sensor:

Range: -40° to 80°C (-40 to 176°F)

Accuracy: +/- 0.3°C (0.54°F)

Thermal Time Constant: 270 sec.

Cable Length 7.62m (25 ft.)

### Anemometer:

Operational Temperature: -40 to 60°C (-40 to 140°F)

### Speed

Range: 0 – 67 meters per second (150 mph)

Accuracy: Greater of 0.45m/sec. (1 mph) or 5%

Threshold: 0.89m/sec. (2 mph)

### Direction

Range: 360°

Resolution: 22.5°

Accuracy: +/- 22.5°

Threshold: 0.9 m/sec. (2 mph) at a 10° deflection.

### RS-485/422 Serial Specifications:

Mode: 2-wire half duplex

Connector: 4-position screw terminal

Max Speed: 19200 bps

Max. Modbus Poll Rate: 100 ms

Termination: 120 ohms (internal jumper enable)

---

## Anexo D

# Cálculo de modelos de regresión múltiple

---

Con el fin de encontrar las expresiones que describen el comportamiento de variables meteorológicas y eléctricas en función de otras variables, que poseen a su vez un comportamiento particular, se hace uso de la regresión multivariada.

En general, en la regresión multivariable se asume que el comportamiento de una variable dependiente puede explicarse por una relación aditiva entre la variable dependiente y un conjunto de  $k$  variables independientes ( $x_j$ ,  $j = 1$  a  $k$ ). También se supone que las variables independientes son independientes entre sí.

La forma general de un modelo completo de regresión en dos variables  $x_1$ ,  $x_2$ , por ejemplo, se puede expresar como en la ecuación D.1.

$$\mu_y|(x_1, x_2) = \beta_0 + \beta_1x_1 + \beta_2x_2 + \beta_3x_1^2 + \beta_4x_2^2 + \beta_5x_1x_2 \quad (\text{D.1})$$

$\beta_j$  : Parámetros del modelo con  $j=0,1,2,3,4,5$

$x_j$  : variables independientes  $j=1,2$ .

El modelo completo de segundo grado incluye los términos lineales  $x_1$  y  $x_2$ , los términos de segundo grado  $x_1^2$  y  $x_2^2$  y el término de interacción  $x_1x_2$ .

Al buscar un modelo estimado, éste debe ser escrito como se muestra en la ecuación D.2.

$$\hat{y} = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_1^2 + b_4x_2^2 + b_5x_1x_2 \quad (\text{D.2})$$

$b_j$  : estimadores de los parámetros del modelo con  $j=0,1,2,3,4,5$ .

$x_j$  : variables independientes  $j=1,2$ .

Este tipo de modelo es simplemente una suposición. Este supuesto se basa, por ejemplo, en un análisis de gráficos de residuos de un modelo de regresión lineal múltiple. Se asume que

hay dos variables independientes, y que también puede haber algunas relaciones curvilíneas, así como también alguna interacción presente. Luego se procede a desarrollar un modelo completo. El modelo final debe contener sólo parámetros significativos.

Este modelo puede ser ampliado fácilmente a un modelo en tres (o más) variables.

Los estimadores de los parámetros del modelo se encuentran minimizando la suma de cuadrados del error (SCE) en la ecuación D.3.

$$SCE = \sum_{i=1}^n \epsilon_i^2 = \sum_{i=1}^n (y_i - b_0 - b_1x_1 - b_2x_2 - b_3x_1^2 - b_4x_2^2 - b_5x_1x_2)^2 \quad (D.3)$$

Donde  $y_i$ : es la respuesta individual de la muestra i-ésima.

$x_{1,i}, x_{2,i}$  : muestra i-ésima de la variable independiente.

n: tamaño de la muestra.

Para minimizar esta función cuadrática SCE , se toman derivadas parciales de la función con respecto a cada una de las incógnitas  $b_j$ , para  $j = 0,1,2,3,4,5$  . Luego, se igualan las derivadas parciales a cero y se resuelve el sistema resultante de ecuaciones lineales simultáneamente. Es necesario tener en cuenta que aquí las incógnitas son las b y no las x.

$$\begin{aligned} \frac{\partial SCE}{\partial b_0} &= 0 \\ \frac{\partial SCE}{\partial b_1} &= 0 \\ &\vdots \\ \frac{\partial SCE}{\partial b_5} &= 0 \end{aligned} \quad (D.4)$$

El sistema de ecuaciones lineales en  $(k + 1 = 6)$  incógnitas  $(b_0, \dots, b_5)$  se convierte en el sistema de ecuaciones D.5.

$$\begin{array}{rcccccc} b_0 n & + b_1 \sum_{i=1}^n x_{1i} & + b_2 \sum_{i=1}^n x_{2i} & + b_3 \sum_{i=1}^n x_{1i}^2 & + b_4 \sum_{i=1}^n x_{2i}^2 & + b_5 \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i} & = \sum_{i=1}^n y_i \\ b_0 \sum_{i=1}^n x_{1i} & + b_1 \sum_{i=1}^n x_{1i}^2 & + b_2 \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i} & + b_3 \sum_{i=1}^n x_{1i}^3 & + b_4 \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i}^2 & + b_5 \sum_{i=1}^n x_{1i}^2x_{2i} & = \sum_{i=1}^n x_{1i} y_i \\ b_0 \sum_{i=1}^n x_{2i} & + b_1 \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i} & + b_2 \sum_{i=1}^n x_{2i}^2 & + b_3 \sum_{i=1}^n x_{1i}^2x_{2i} & + b_4 \sum_{i=1}^n x_{2i}^3 & + b_5 \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i}^2 & = \sum_{i=1}^n x_{2i} y_i \\ b_0 \sum_{i=1}^n x_{1i}^2 & + b_1 \sum_{i=1}^n x_{1i}^3 & + b_2 \sum_{i=1}^n x_{1i}^2x_{2i} & + b_3 \sum_{i=1}^n x_{1i}^4 & + b_4 \sum_{i=1}^n x_{1i}^2x_{2i}^2 & + b_5 \sum_{i=1}^n x_{1i}^3x_{2i} & = \sum_{i=1}^n x_{1i}^2 y_i \\ b_0 \sum_{i=1}^n x_{2i}^2 & + b_1 \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i}^2 & + b_2 \sum_{i=1}^n x_{2i}^3 & + b_3 \sum_{i=1}^n x_{1i}^2x_{2i}^2 & + b_4 \sum_{i=1}^n x_{2i}^4 & + b_5 \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i}^3 & = \sum_{i=1}^n x_{2i}^2 y_i \\ b_0 \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i} & + b_1 \sum_{i=1}^n x_{1i}^2x_{2i} & + b_2 \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i}^2 & + b_3 \sum_{i=1}^n x_{1i}^3x_{2i} & + b_4 \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i}^3 & + b_5 \sum_{i=1}^n x_{1i}^2x_{2i}^2 & = \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i} y_i \end{array} \quad (D.5)$$

Al analizar el sistema anterior de ecuaciones lineales, se debe observar que hay un patrón con respecto a los elementos conocidos (las sumas relacionadas con  $x$ ): el primer elemento de la segunda columna es el mismo que el primer elemento de la segunda fila; el segundo elemento de la tercera columna es el mismo que el segundo elemento de la tercera fila, y así sucesivamente. El lado izquierdo del sistema de ecuaciones forma una matriz cuadrada simétrica con respecto a los elementos, que se puede determinar a partir de los datos. También se puede observar que el caso de regresión lineal simple también está integrado en el sistema, ya que la matriz cuadrada que consta de las dos primeras columnas y filas, y los dos primeros elementos del lado derecho. Una vez identificado este patrón, no es necesario lidiar con las derivadas parciales para ningún modelo de regresión múltiple o polinomial, solo se debe reconocer el patrón y utilizarlo.

El sistema puede ser representado utilizando la notación de matriz con tres matrices  $A$ ,  $b$  y  $c$  como se muestra en las matrices D.6, D.7 y D.8 respectivamente.

$$A = \begin{bmatrix} n & \sum_{i=1}^n x_{1i} & \sum_{i=1}^n x_{2i} & \sum_{i=1}^n x_{1i}^2 & \sum_{i=1}^n x_{2i}^2 & \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i} \\ \sum_{i=1}^n x_{1i} & \sum_{i=1}^n x_{1i}^2 & \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i} & \sum_{i=1}^n x_{1i}^3 & \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i}^2 & \sum_{i=1}^n x_{1i}^2x_{2i} \\ \sum_{i=1}^n x_{2i} & \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i} & \sum_{i=1}^n x_{2i}^2 & \sum_{i=1}^n x_{1i}^2x_{2i} & \sum_{i=1}^n x_{2i}^3 & \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i}^2 \\ \sum_{i=1}^n x_{1i}^2 & \sum_{i=1}^n x_{1i}^3 & \sum_{i=1}^n x_{1i}^2x_{2i} & \sum_{i=1}^n x_{1i}^4 & \sum_{i=1}^n x_{1i}^2x_{2i}^2 & \sum_{i=1}^n x_{1i}^3x_{2i} \\ \sum_{i=1}^n x_{2i}^2 & \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i}^2 & \sum_{i=1}^n x_{2i}^3 & \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i}^2 & \sum_{i=1}^n x_{2i}^4 & \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i}^3 \\ \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i} & \sum_{i=1}^n x_{1i}^2x_{2i} & \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i}^2 & \sum_{i=1}^n x_{1i}^3x_{2i} & \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i}^3 & \sum_{i=1}^n x_{1i}^2x_{2i}^2 \end{bmatrix} \quad (D.6)$$

El vector de incógnitas  $b$ .

$$b = \begin{bmatrix} b_0 \\ b_1 \\ b_2 \\ b_3 \\ b_4 \\ b_5 \end{bmatrix} \quad (D.7)$$



Y el vector de la derecha  $c$ .

$$c = \begin{bmatrix} c_0 \\ c_1 \\ c_2 \\ c_3 \\ c_4 \\ c_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^n y_i \\ \sum_{i=1}^n x_{1i} y_i \\ \sum_{i=1}^n x_{2i} y_i \\ \sum_{i=1}^n x_{1i}^2 y_i \\ \sum_{i=1}^n x_{2i}^2 y_i \\ \sum_{i=1}^n x_{1i} x_{2i} y_i \end{bmatrix} \quad (\text{D.8})$$

En las matrices anteriores, todos los elementos de las matrices  $A$  y  $c$  se determinan a partir de los datos. El sistema de ecuaciones lineales en forma matricial se resuelve para el vector  $b$  mediante las operaciones matriciales en la ecuación D.9.

$$Ab = c \rightarrow A^{-1}Ab = A^{-1}c \rightarrow Ib = A^{-1}c \rightarrow b = A^{-1}c \quad (\text{D.9})$$

Donde:

$A$ : matriz de coeficientes, con tamaño  $(k + 1) \times (k + 1)$ .

$b$ : vector de incógnitas, con tamaño  $(k + 1) \times 1$ .

$c$ : vector del lado derecho, con tamaño  $(k + 1) \times 1$ .

De esta manera, los modelos buscados para las variables climáticas y eléctricas son encontrados haciendo uso de la regresión multivariada.



## Anexo E

# Simulación del sistema en PVSOL

### Evaluación económica

Rentabilidad del activo	6,16 %
Remuneración total	4.016,51 \$/año
Cashflow acumulado (caja)	99.491,58 \$

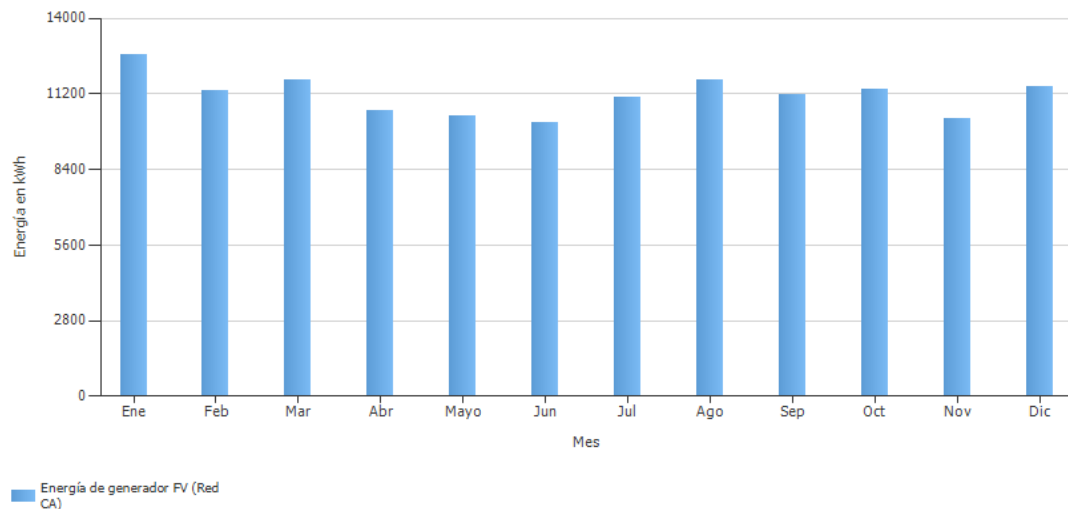
### Calidad técnica de la instalación fotovoltaica

Energía de generador FV (Red CA)	133.821 kWh/año
Rendimiento anual espec.	1.315,07 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación	85,6 %

### Integración de sistema

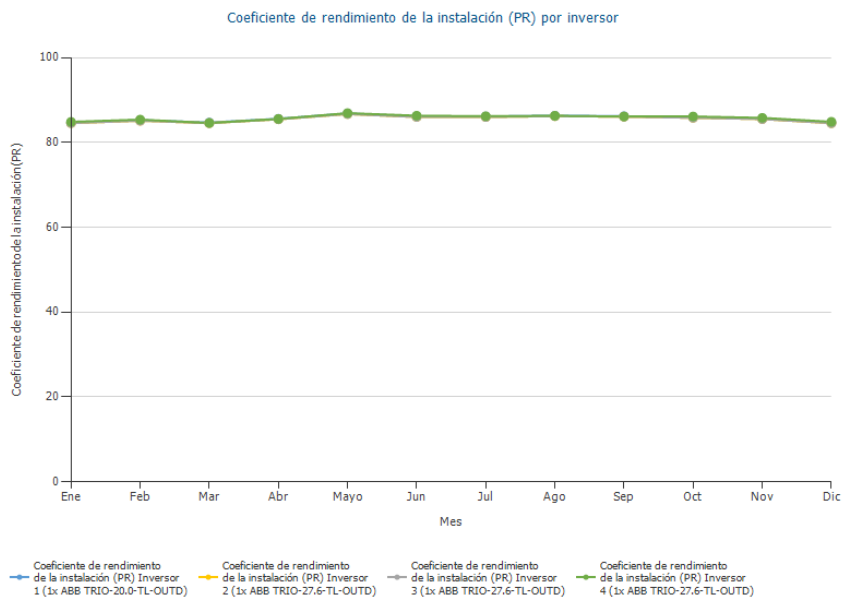
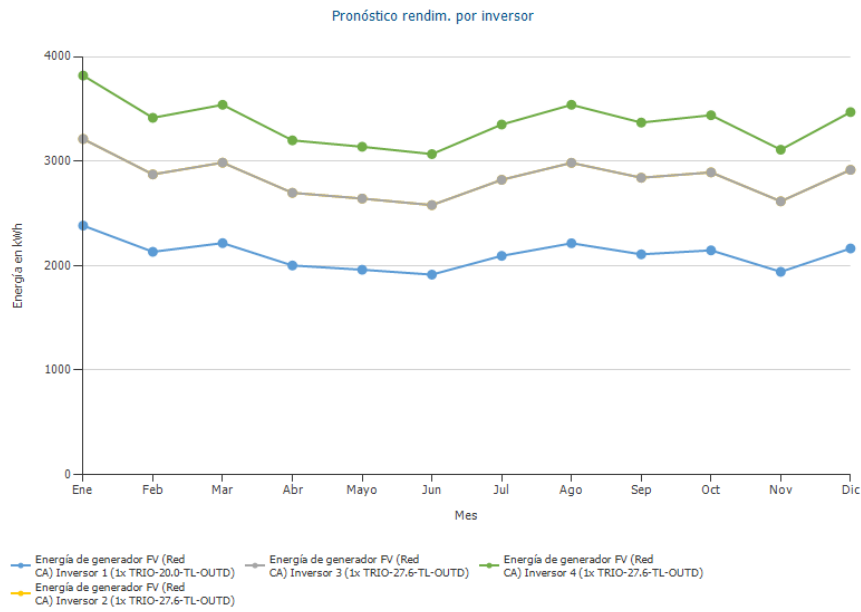
Referencia red	51 kWh/año	Inyección en la red	133.821 kWh/año
----------------	------------	---------------------	-----------------

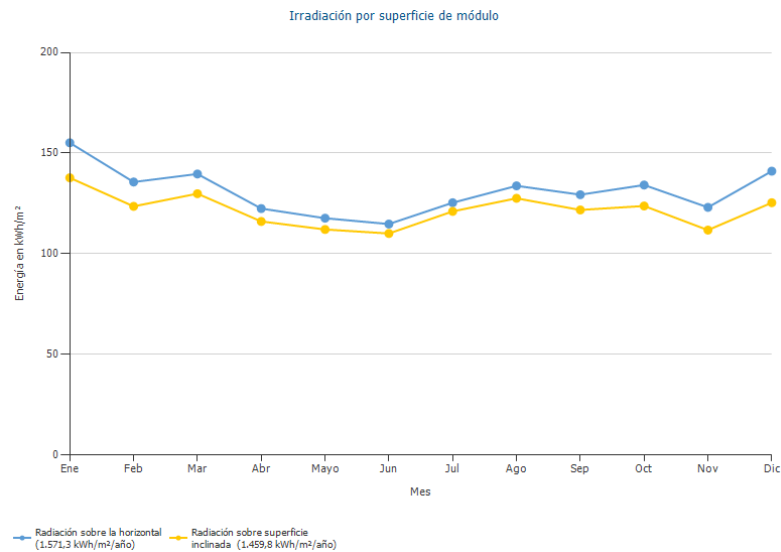
Pronóstico rendim.



### Instalación FV

Potencia generador FV	101,8 kWp
Rendimiento anual espec.	1.315,07 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	85,6 %
Inyección en la red	133.821 kWh/año
Inyección en la red en el primer año (incl. degradación del módulo)	133.230 kWh/año
Consumo Standby (Inversor)	50 kWh/año
Emisiones de CO <sub>2</sub> evitadas	80.293 kg / año





#### Inversor 1 (1x ABB TRIO-20.0-TL-OUTD)

<b>Energía en la entrada del inversor</b>	<b>26.198,11 kWh</b>	
Desviación de la tensión de entrada de la tensión nominal	-88,24 kWh	-0,34 %
Conversión DC/AC	-591,18 kWh	-2,26 %
Consumo Standby (Inversor)	-12,64 kWh	-0,05 %
Pérdida total de cables	-255,31 kWh	-1,00 %
<b>Energía fotovoltaica (CA) menos consumo en modo de espera</b>	<b>25.250,75 kWh</b>	
<b>Inyección en la red</b>	<b>25.263,51 kWh</b>	

#### Inversor 2 (1x ABB TRIO-27.6-TL-OUTD)

<b>Energía en la entrada del inversor</b>	<b>35.367,66 kWh</b>	
Desviación de la tensión de entrada de la tensión nominal	-168,33 kWh	-0,48 %
Conversión DC/AC	-802,03 kWh	-2,28 %
Consumo Standby (Inversor)	-12,49 kWh	-0,04 %
Pérdida total de cables	-344,10 kWh	-1,00 %
<b>Energía fotovoltaica (CA) menos consumo en modo de espera</b>	<b>34.040,71 kWh</b>	
<b>Inyección en la red</b>	<b>34.053,33 kWh</b>	

#### Inversor 3 (1x ABB TRIO-27.6-TL-OUTD)

<b>Energía en la entrada del inversor</b>	<b>35.367,66 kWh</b>	
Desviación de la tensión de entrada de la tensión nominal	-168,33 kWh	-0,48 %
Conversión DC/AC	-802,03 kWh	-2,28 %
Consumo Standby (Inversor)	-12,49 kWh	-0,04 %
Pérdida total de cables	-344,10 kWh	-1,00 %
<b>Energía fotovoltaica (CA) menos consumo en modo de espera</b>	<b>34.040,71 kWh</b>	
<b>Inyección en la red</b>	<b>34.053,33 kWh</b>	

#### Inversor 4 (1x ABB TRIO-27.6-TL-OUTD)

<b>Energía en la entrada del inversor</b>	<b>41.856,32 kWh</b>	
Desviación de la tensión de entrada de la tensión nominal	-85,00 kWh	-0,20 %
Conversión DC/AC	-911,41 kWh	-2,18 %
Consumo Standby (Inversor)	-12,44 kWh	-0,03 %
Pérdida total de cables	-408,72 kWh	-1,00 %
<b>Energía fotovoltaica (CA) menos consumo en modo de espera</b>	<b>40.438,76 kWh</b>	
<b>Inyección en la red</b>	<b>40.451,32 kWh</b>	