

**Desarrollo de un modelo computacional para analizar el
comportamiento de parques de generación de energía solar
fotovoltaica**



Laura Paola Oñate Niño

Departamento de ingeniería mecánica

Universidad de los Andes

Asesor de proyecto de grado: Andrés Leonardo González Mancera, PhD.

M.Sc. Ing

17 de mayo de 2019

Índice

1. Nomenclatura	8
2. Introducción	11
2.1. Análisis del entorno energético mundial	11
2.2. Fundamentos y componentes de un sistema solar fotovoltaico	13
3. Objetivos	17
3.1. Objetivo general	17
3.2. Objetivos específicos	17
4. Metodología	18
5. Implementación del proyecto	19
5.1. Establecer parámetros de diseño	19
5.1.1. Ubicación geográfica	19
5.1.2. Arquitectura del sistema	20
5.1.3. Perdidas del sistema	22
5.2. Selección de una herramienta computacional	23
5.3. Realización de modelo computacional	27
5.3.1. Ruta de información y Modelos físico-matemáticos dentro del modelo computacional	27

5.3.2. Programación del modelo computacional	36
5.4. Análisis para la calibración del modelo con sistemas y modelos existentes . .	51
5.4.1. Análisis de los modelos para calcular la irradiación sobre el modulo	52
5.4.2. Análisis de los modelos para la temperatura del modulo	54
5.4.3. Análisis de los modelos para calcular la potencia DC del sistema . .	58
5.4.4. Análisis de los modelos para calcular la potencia AC del sistema. .	60
5.4.5. Análisis de la producción energética considerando las perdidas. . . .	63
6. Conclusiones	79
7. Trabajo a seguir	81
8. Anexos	83
8.1. Anexo A	83

Índice de figuras

1.	Consumo energético mundial desde el año 1987 hasta el 2017 [1]	11
2.	Distribución de las principales fuentes de producción de energía desde el año 19657 hasta el 2017 [1]	12
3.	Capacidad instalada de energía solar fotovoltaica desde el año 2008 hasta el 2017 [2]	13
4.	Diagrama de bloques arquitectura sistema PV estándar 928-1986 de la ANSI/IEEE [3]	14
5.	Composición de un arreglo fotovoltaico estándar 928-1986 de la ANSI/IEEE[3]	14
6.	Metodología para el desarrollo del proyecto	18
7.	Parametrización de la posición del sol respecto a la tierra [4]	20
8.	Perdidas sugeridas por el Laboratorio Nacional de Energías Rseenovables [5]	23
9.	Comparación entre el ajuste medido y modelado con el modelo clear sky. [6]	26
10.	Comparación entre el ajuste medido y modelado con el modelo con el cielo nublado .[6]	26
11.	Irradiación recibida por el modulo [4]	30
12.	Resumen flujo de información en el modelo computacional	36
13.	Comparación datos Global Horizontal Irradiación Green Village	53
14.	Comparación modelos de temperatura del modulo	55
15.	Evaluación modelo estacionario respecto al transitorio	56
16.	Evaluación modelo de temperatura T_{NOCT} respecto al transitorio	56

17.	Evaluación modelo empírico NREL respecto al transitorio	57
18.	Tiempo de ejecución de los diferentes modelos de temperatura del modulo al variar el tiempo a modelar	58
19.	Evaluación modelo de producción DC	59
20.	Tiempo de ejecución de los diferentes modelos para predecir la potencia DC al variar el tiempo a modelar.	60
21.	Primera comparación modelos para calcular la potencia AC del sistema. .	61
22.	Segunda comparación modelos para calcular la potencia AC del sistema (saturación).	62
23.	Tercera comparación modelos para calcular la potencia AC del sistema (per- didas por consumo).	63
24.	Organización lógica del sistema fotovoltaico Pennington,NJ [7].	64
25.	Organización física del sistema fotovoltaico Pennington,NJ [7].	64
26.	Producción energética mensual en el año 2018 del sistema fotovoltaico Pen- nington,NJ [7].	65
27.	Organización lógica del sistema fotovoltaico Sicklerville,NJ [8].	66
28.	Organización física del sistema fotovoltaico Sicklerville,NJ [8].	67
29.	Producción energética mensual en el año 2018 del sistema fotovoltaico Sic- klerville,NJ [8].	68
30.	Organización lógica del sistema fotovoltaico Bogotá, Colombia	69
31.	Organización física del sistema fotovoltaico Bogotá, Colombia	70
32.	Producción energética mensual en el año 2018 del sistema fotovoltaico Bo- gotá D.C	71

33. Comparación de la producción energética mensual en el año 2018 obtenidos con el modelo computacional desarrollado versus los datos reales del parque de Pennington,NJ.	73
34. Comparación de la producción energética mensual en el año 2018 obtenidos con el modelo computacional desarrollado versus los datos reales del parque de Sicklerville,NJ.	74
35. Comparación de la producción energética mensual en el año 2018 obtenidos con el modelo computacional desarrollado versus los datos reales del parque de Bogotá D.C.	75

Índice de tablas

2.	Tipos de sistemas solares fotovoltaicos convencionales [4]	16
4.	Parámetros para la definición de un modulo, función Sapm	47
5.	Parámetros para la definición de un inversor, función snlinverter	49
6.	Características geográficas Green Village	52
7.	Tiempos de ejecución modelos para calcular la temperatura del modulo.	57
8.	Tiempos de ejecución modelos para predecir	59
9.	Características geográficas Pennington [7]	64
10.	Producción energética mensual en el año 2018 del sistema fotovoltaico Pennington,NJ [7].	65
11.	Características geográficas Sicklerville,NJ [8].	66
12.	Producción energética mensual en el año 2018 del sistema fotovoltaico Sicklerville,NJ [8].	67
13.	Características geográficas Bogotá D.C	68
14.	Producción energética mensual en el año 2018 del sistema fotovoltaico Bogotá, Colombia.	70
15.	Errores relativos de cada mes entre la producción energética real y la calculada del parque de Pennington,NJ.	71
16.	Errores relativos de cada mes entre la producción energética real y la calculada del parque de Sicklerville,NJ.	74
17.	Errores relativos de cada mes entre la producción energética real y la calculada del parque de Bogotá D.C.	76

1. Nomenclatura

Símbolo	Variable	Unidades
A	Área modulo	[m ²]
a_{1-4}	Coeficientes del efecto espectral	
A_m	Azimut del modulo	[°]
A_s	Azimut del sol	[°]
AM	Masa del aire	
b_{1-4}	Coeficientes del efecto óptico	
c	Calor específico	[J/kgK]
$C_{0,1}$	Coeficientes que relacionan I_{mp} con E_e	
$C_{2,3}$	coeficientes que relacionan V_{mp} con E_e	
D	Tiempo transcurrido desde el tiempo medio de Greenwich	[s]
E_e	Irradiación efectiva	[W/m ²]
DHI	Irradiación horizontal directa	[W/m ²]
DNI	Irradiación normal directa	[W/m ²]
FF	Factor de forma	
g	Gravedad	[m/s ²]
GHI	Irradiación global horizontal	[W/m ²]
G_m	Irradiación que recibe el modulo	[W/m ²]
Gr	Número de Grashof	
H	Irradiación extraterrestre	[W/m ²]
h	Coeficiente de película	[W/m ²]
I_{oc}	Corriente de corto circuito	[A]
I_{mpp}	Corriente en el mejor punto de operación	[A]
I_x	Corriente cuando el voltaje $V = 0,5V_{oc}$	[A]

Continua en la siguiente pagina

Tabla 1 – Continuación de la nomenclatura

Símbolo	Variable	Unidades
I_{xx}	Corriente cuando el voltaje $V = 0,5(V_{oc} + V_{mp})$	[A]
kb	Constante de Boltzman	[J/K]
k	Coeficiente de temperatura en la potencia máxima	[1/°C]
L	Largo del panel	[m]
L_c	Largo de los cables	[m]
n	Factor de idealidad de diodo	
N_c	Número de celdas en el modulo	
N_p	Número de paneles en paralelo	
N_s	Número de paneles en serie	
P_{mm}	Potencia en el mejor punto de operación	[W]
P_{dc}	Potencia producida por el sistema	[W]
P_{ac}	Potencia AC producida por el sistema	[W]
$P_{inv,dc}$	Potencia DC máxima de entrada al inversor DC/AC	[W]
$P_{inv,ac}$	Potencia AC máxima que soporta el inversor DC/AC	[W]
P_{inv}	Potencia de consumo del inversor DC/AC	[W]
Pr	Número de Prandtl	
q	Carga eléctrica	[C]
q''	Calor por unidad de área	[[$\frac{W}{m^2}$]]
Re	Número de Reynolds	
T_{amb}	Temperatura ambiente	[°C]
T_m	Temperatura del modulo	[°C]
t	Tiempo	[s]

Continua en la siguiente pagina

Tabla 1 – Continuación de la nomenclatura

Símbolo	Variable	Unidades
tz	Zona horaria	
V_{oc}	Voltaje de circuito abierto	[V]
W	Ancho del panel	[m]
α	Albedo	
η_c	eficiencia de la celda	[%]
η_m	eficiencia del modulo	[%]
η_{dc}	eficiencia del conversor	[%]
η_{inv}	eficiencia del conversor	[%]
ϵ_m	Emisividad del modulo	[$\frac{W}{m^2 K}$]
γ	Altitud	[m]
λ_0	Longitud	[°]
ω	Velocidad del viento	[m/s]
ϕ	Latitud	[°]
φ_m	Absortividad	
σ	Constante de Stefan-Boltzmann	[$\frac{W}{m^2 K^4}$]
ρ	densidad	[Kg/m ³]
θ_m	Ángulo de inclinación del modulo	[°]
θ_s	Ángulo de inclinación del sol	[°]

2. Introducción

2.1. Análisis del entorno energético mundial

Actualmente, uno de los temas que le concierne a las entidades humanitarias y científicas, del mundo, es el consumo y la producción energética. Lo anterior, debido a que se ha evidenciado que a medida que pasa el tiempo, el consumo energético incrementa de forma exponencial y no hay certeza de poder suplir con la demanda requerida; este crecimiento se evidencia en la [Figura 1](#), en la cual se muestra que desde el año 1987 hasta el 2017 el consumo energético ha aumentado aproximadamente 6 000 MTOE.

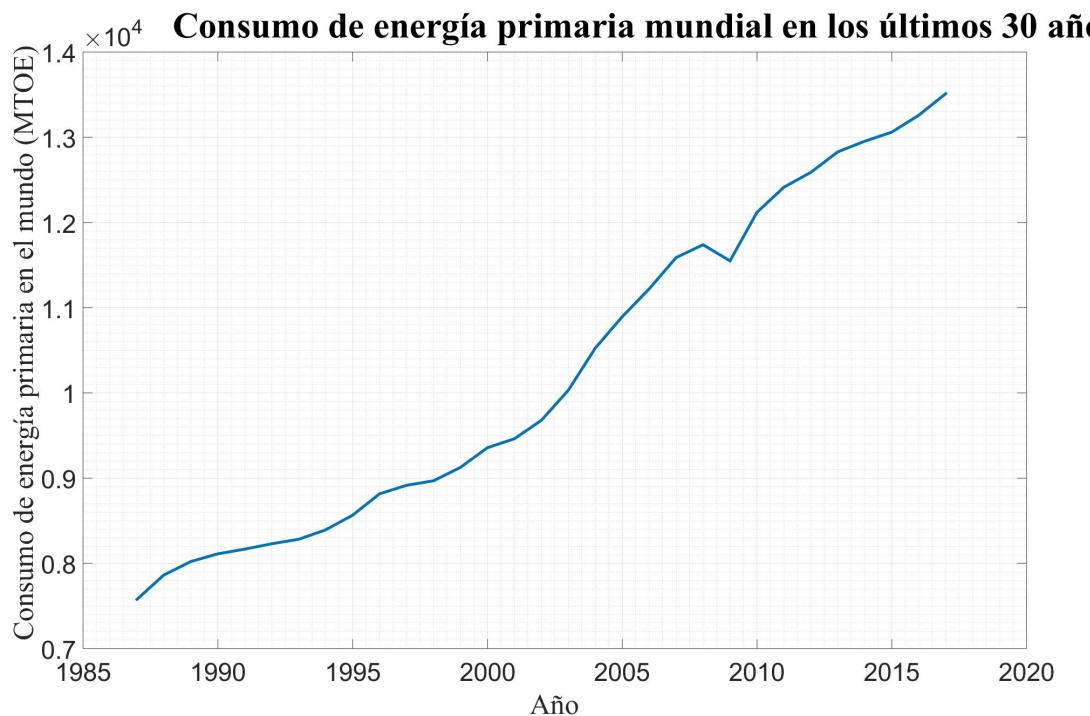


Figura 1. Consumo energético mundial desde el año 1987 hasta el 2017 [\[1\]](#)

La incertidumbre a cerca de lograr suplir la demanda energética, actual y futura, se debe principalmente a que aproximadamente el 90 % de la producción proviene de fuentes no renovables, así como se muestra en la [Figura 2](#). Adicional a esta limitante, la adquisición

y distribución de estas fuentes energéticas generan un impacto negativo en el medio ambiente, por ejemplo la explotación petrolera causa contaminación del ecosistema aledaño a las zonas de extracción.

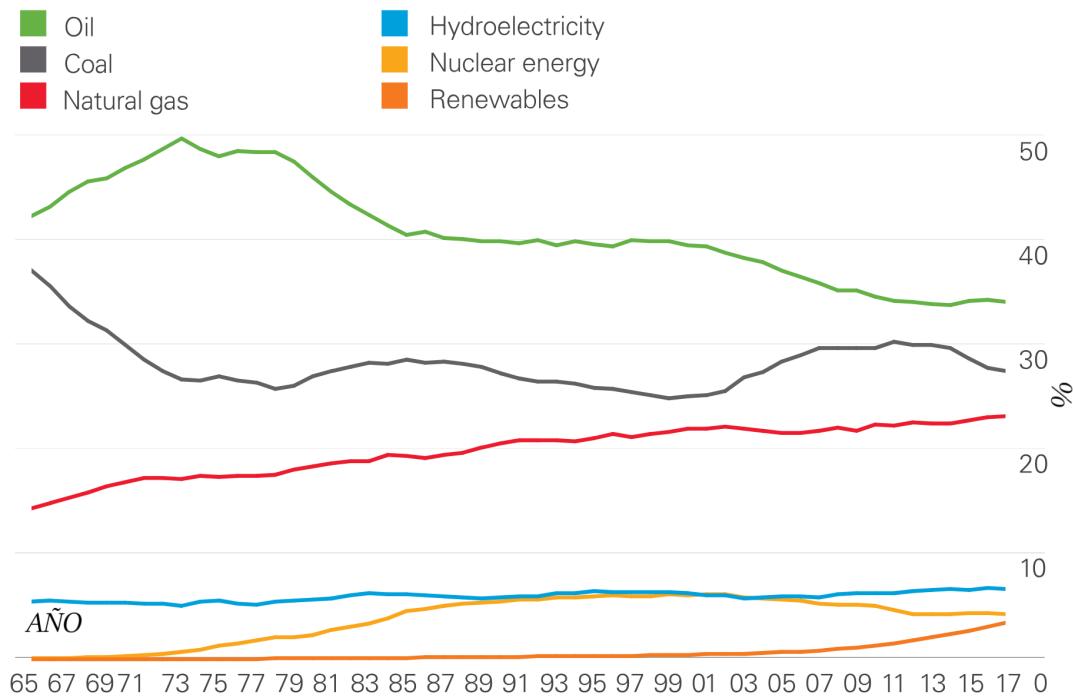


Figura 2. Distribución de las principales fuentes de producción de energía desde el año 1965⁷ hasta el 2017 [1]

Las restricciones de las principales fuentes energéticas, han potencializado la investigación, inversión y el desarrollo de las energías renovables; en particular de la energía solar, cuya capacidad instalada casi se cuadriplica en los últimos cinco años, así como lo muestra la Figura 3. Los mayores incrementos en 2017 se registraron en China y Estados Unidos, que en conjunto representaron dos tercios del crecimiento de la capacidad solar global. [2]

A pesar del rápido crecimiento de la energía solar, todavía su participación global solo es del 1.7 % [1], lo que permite concluir que esta fuente energética todavía no es competitiva en el mercado. Un aspecto fundamental para lograr una capacidad de producción competitiva es aumentar la investigación de cada una de las fases de desarrollo: planeación, instalación

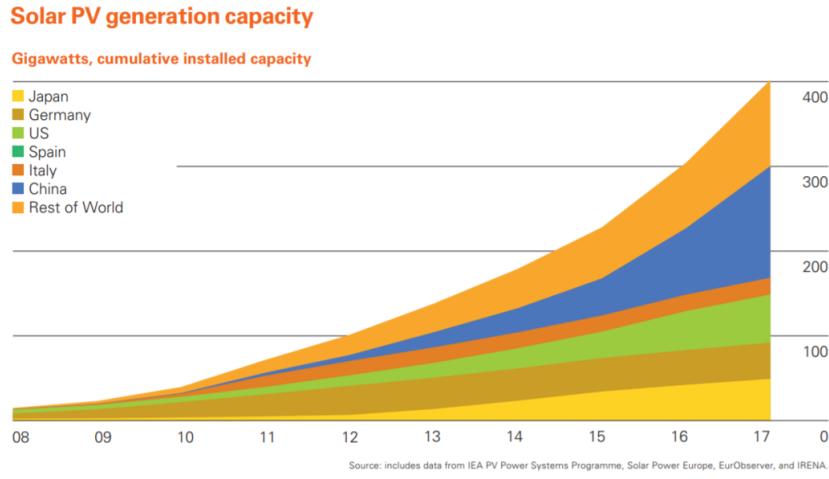


Figura 3. Capacidad instalada de energía solar fotovoltaica desde el año 2008 hasta el 2017 [2]

y distribución de la energía.

2.2. Fundamentos y componentes de un sistema solar fotovoltaico

Un aspecto importante, para la planeación y el desarrollo de sistemas solares fotovoltaicos, es entender los criterios que los caracterizan. Según el estándar 928-1986 de la ANSI/IEEE [3] el diseño generalizado de un sistema solar fotovoltaico (PV) tiene una arquitectura como la que se muestra en el diagrama de bloques de la Figura 4.

Según lo expuesto en el estándar, un panel solar fotovoltaico está compuesto por módulos, los cuales tienen celdas fotovoltaicas en su interior. El fundamento del funcionamiento de las celdas se basa en el efecto fotovoltaico, el cual consiste en la generación de una diferencia de potencial al juntar dos materiales, como respuesta a radiación electromagnética[4]. Al juntar varios paneles solares se forma un arreglo de solar, así como se muestra en la Figura 5; los arreglos solares son los principales componentes para empezar con el proceso de conversión de energía.

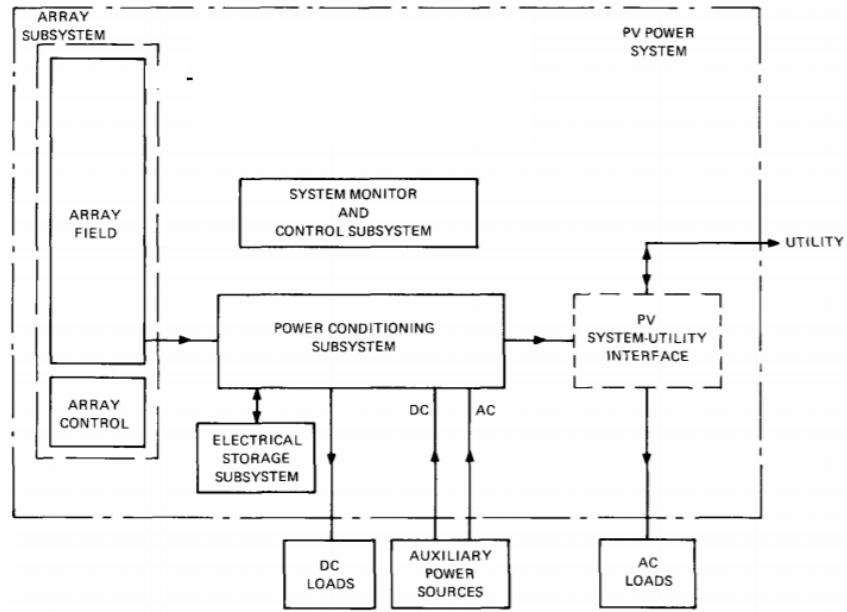


Figura 4. Diagrama de bloques arquitectura sistema PV estándar 928-1986 de la ANSI/IEEE [3]

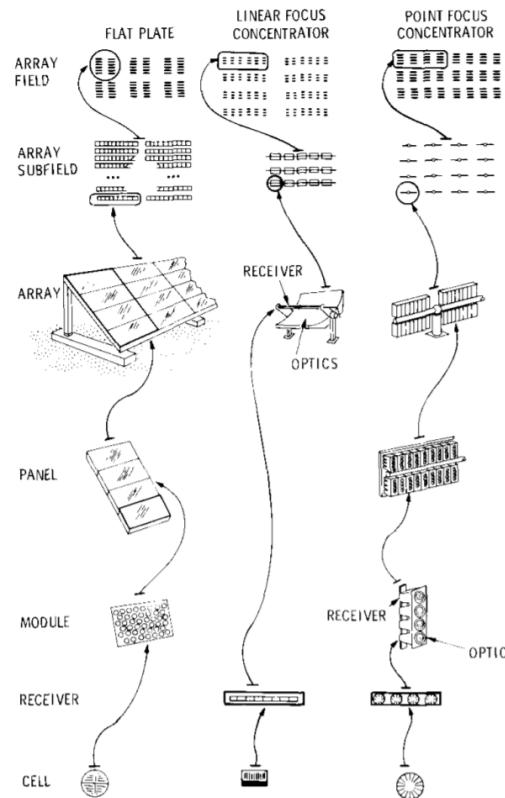


Figura 5. Composición de un arreglo fotovoltaico estándar 928-1986 de la ANSI/IEEE[3]

Los principales parámetros que caracterizan los módulos PV son:

- **Voltaje de circuito abierto (V_{oc}):** Es el voltaje máximo capaz de suministrar un modulo solar, esto ocurre con la corriente igual a cero.
- **Corriente de corto circuito (I_{sc}):** Es el máximo valor de corriente que circula por el modulo solar, ocurre cuando el modulo está en cortocircuito.
- **Factor de forma (FF):** Es la razón entre la potencia máxima del modulo y el producto entre V_{oc} y I_{sc}
- **Eficiencia de la celda (η_{celda}):** Es la eficiencia de las celdas que componen el modulo, en condiciones estándar.

En la [Figura 4](#) se evidencia que otro componente es el sistema de control y monitoreo; este es el encargado de que el arreglo PV se encuentre en el mejor punto de operación, mejorando la producción de sistema . En el mercado existen dos principales métodos de monitoreo: i) Indirecto: se supone que el V_{oc} es constante ii) Directo: se mide constantemente la corriente y el voltaje y la potencia, y se hacen modificaciones en el sistema para que este siempre se encuentre en punto de máxima operación. En los sistemas fotovoltaicos modernos este componente ya se encuentra incluido en el arreglo de paneles; mientras que en los más antiguos es necesario hacer uso de un controlador DC/DC.

Adicionalmente, un sistema solar fotovoltaico debe incluir un transformador de corriente directa (DC) a corriente alterna (AC). Las principales condiciones que se deben tener en cuenta, al seleccionar un transformador para el sistema, son las siguientes [\[9\]](#):

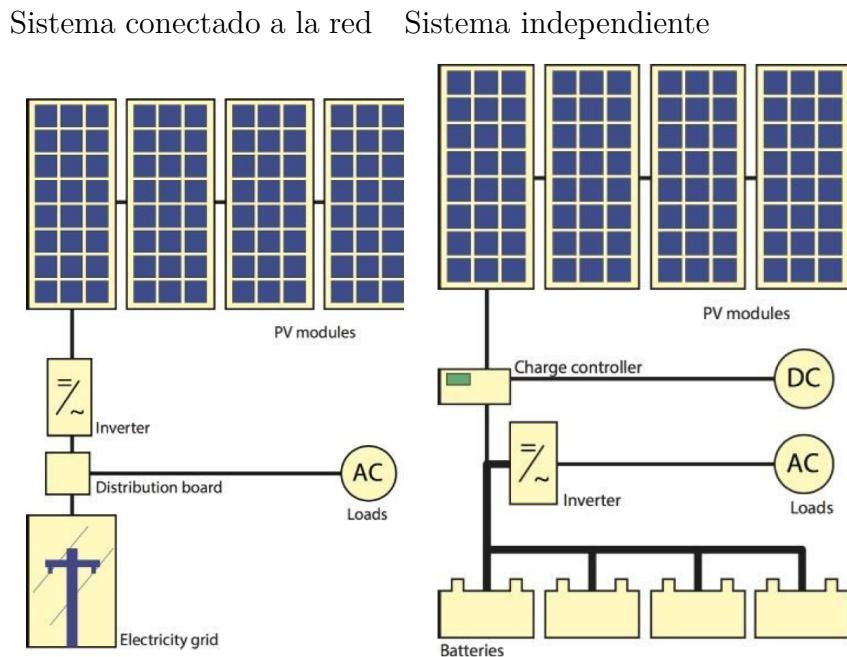
- $P_{inv,maxDC} > P_{carga,max}$
- $P_{inv,DC} \approx V_{nom}$

Al Cumplir con estas condiciones se prevendrá la sobrecarga del inversor y se garantizara la proporción de potencia requerida.

Finalmente, algunos sistemas solares fotovoltaicos cuentan con un sistema de almacenamiento el cual dependerá de las condiciones y objetivos que tenga el diseñador.

El estándar 928-1986 de la ANSI/IEEE hace la distinción entre los tipos de sistemas solares fotovoltaicos: i) Sistema conectado a la red: La energía suministrada en estos sistemas proviene de los arreglos solares y de una sistema de producción alterno ii) Sistema independiente : sistemas solares fotovoltaicos que cuentan con un sistema de almacenamiento capaz de mantener la carga exigida.

Tabla 2. Tipos de sistemas solares fotovoltaicos convencionales [4]



3. Objetivos

3.1. Objetivo general

Diseñar e implementar un modelo computacional de un parque de generación de energía solar fotovoltaica , capaz de predecir la producción energética en el tiempo, en función de los parámetros de diseño.

3.2. Objetivos específicos

- Determinar los parámetros de diseño que caracterizan el desempeño de un parque solar fotovoltaico.
- Desarrollar un modelo computacional de los principales componentes de un parque de generación de energía solar fotovoltaica.
- Calibrar el modelo diseñado con datos experimentales obtenidos de un sistema existente.

4. Metodología

En esta sección se describirán las diferentes etapas de este proyecto, para lograr a cabildada cada uno de los objetivos específicos, y por lo tanto el objetivo general ([Figura 6](#)). La primera fase es la revisión de literatura específica en parques de generación de energía solar, y de esta forma, entender a profundidad cada una de las variables y las funciones matemáticas que modelan los componentes del sistema. Con esta información es posible determinar cuales parámetros afectan el comportamiento del parque solar fotovoltaico, al igual que las posibles suposiciones del sistema.

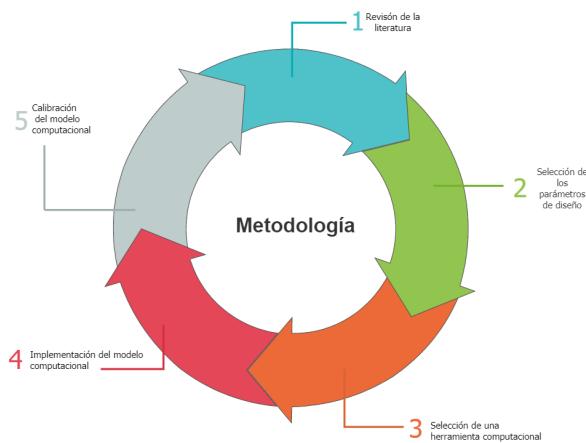


Figura 6. Metodología para el desarrollo del proyecto

Posteriormente, se debe buscar un lenguaje de programación que permita la simulación de las diferentes funciones establecidas para cada componente y sus respectivos parámetros de entrada.

Finalmente, es pertinente calibrar el modelo computacional elaborado con sistemas reales ya existentes, con el objetivo de realizar los ajustes necesarios para que el modelo implementado se acerque a la realidad; y de analizar la viabilidad de hacer uso del modelo para la planeación de parques solares fotovoltaicos .

5. Implementación del proyecto

En esta sección se describirá en detalle las decisiones tomadas y los procedimientos ejecutados en cada una de las etapas descritas en la sección 4.

5.1. Establecer parámetros de diseño

Después de realizar una revisión exhaustiva de la literatura y según los lineamientos expuestos en el estándar 928-1986 de la ANSI/IEEE (expuesto en la sección 2.2), se logró identificar que los principales pilares para el diseño de sistemas solares fotovoltaicos son tres: la ubicación geográfica, la arquitectura del sistema y las perdidas del sistema.

5.1.1. Ubicación geográfica

La ubicación geográfica es la que permite determinar la posición del sol en un momento de tiempo específico, por lo cual es posible conocer la radiación que recibe el sistema solar fotovoltaico. La posición del sol respecto a la tierra se puede parametrizar en con dos ángulos, al suponer que el sol es una esfera celestial concéntrica a la tierra, así como se muestra en la Figura 7. Estos ángulos se establecen respecto a un sistema de coordenadas horizontal, y se denominan azimut (A_s) y ángulo de inclinación (θ_s). A_s es el ángulo entre la línea de visión proyectada en el plano horizontal y el norte; por lo general, se mide hacia el este, de manera que $A_s = 0^\circ, 90^\circ, 180^\circ, 270^\circ$, que corresponden a Norte, Este, Sur y Occidente, respectivamente. θ_s es la elevación angular del centro del disco solar sobre el plano horizontal, su rango es $[-90^\circ, 90^\circ]$ [4]. Estos ángulos se obtienen tras realizar una serie de transformaciones lineales, que tienen en cuenta la translación elíptica del sol y la rotación de la tierra, desde un sistema de coordenadas ecuatoriales al sistema horizontal. Los parámetros ecuatoriales necesarios para ejecutar el cambio de coordenadas son: **longitud** (λ_0), **latitud** (ϕ_0), **altitud** (Γ), **zona horaria** (tza), **albedo del suelo** y **tiempo** (t).

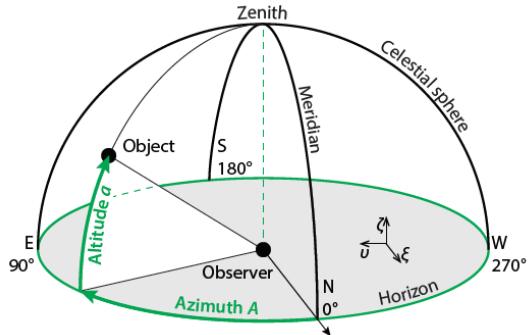


Figura 7. Parametrización de la posición del sol respecto a la tierra [4]

De la ubicación geográfica también es fundamental conocer las condiciones ambientales a las que esta sometido el sistema. Al conocer las condiciones ambientales es posible modelar de forma precisa los efectos de los flujos de transferencia de calor que afectaran la producción energética final del sistema solar fotovoltaico. Específicamente, se debe conocer la **temperatura ambiente** (T_{amb}) y **velocidad del viento** (ω).

5.1.2. Arquitectura del sistema

La arquitectura es propia de cada sistema solar fotovoltaico, y esta depende de las necesidades para las cuales el parque fue diseñado; por lo anterior es necesario conocer la todas las especificaciones técnicas del sistema. Lo primero que se debe establecer es el **número de sub-arreglos** (NA).

Posteriormente, se deben proporcionar las características de cada sub-arreglo,¹ empleando por el **número de paneles en serie** (N_s) y **número de paneles en paralelo** (N_p). En cuanto a las características del tipo de panel se debe facilitar la siguiente información:

¹Con el objetivo de flexibilizar el modelo computacional implementado, cada sub-arreglo es independiente entre ellos

Largo del panel (L)
Ancho del panel (W)
Tipo de superficie
Material
Numero de celdas (N_c)
Voltaje de circuito abierto (V_{oc})
Corriente de corto circuito (I_{oc})
Voltaje en el mejor punto de operación en condiciones estándar (V_{mppstc})
Corriente en el mejor punto de operación en condiciones estándar (I_{mppstc})
Temperatura NOCT (T_{NOCT})
Coeficiente de temperatura en la potencia máxima (k)
Eficiencia de la celda (η_c)
Eficiencia del modulo (η_m)
Factor de idealidad de diodo (n)
Factor de forma (FF)
Inclinación del modulo (θ_m)
Azimut del modulo (A_m)

Del sub-arreglo también es necesario saber si este cuenta con un controlador DC/DC, en el caso que sea así se debe conocer la eficiencia de este (**Eficiencia del controlador DC/DC (η_{dc})**). Igualmente, se debe proporcionar la **Potencia DC máxima de entrada al inversor DC/AC ($P_{inv,dc}$)**, la **Potencia AC máxima que soporta el inversor DC/AC ($P_{inv,ac}$)**, la **Potencia de consumo del inversor DC/AC (P_{inv})** y su eficiencia (**Eficiencia del inversor DC/AC (η_{inv})**).

Es importante mencionar que el modelo computacional que se desarrolla en este proyecto tiene una arquitectura stand-alone, y no cuenta con un sistema de almacenamiento.

5.1.3. Perdidas del sistema

Las perdidas del sistema tienen un efecto sobre la producción energética del sistema, por lo tanto estas deben ser analizadas y aplicadas en el modelo computacional. Las perdidas que se deben incluir son aquellas que se le atribuyen a los cambios que no están planificados, y que alteran las condiciones de producción del sistema [10].

Perdidas por nieve : El modelo de cobertura de nieve más utilizado calcula el porcentaje de una matriz fotovoltaica que se cubrirá con nieve dadas las mediciones diarias de profundidad de nieve, inclinación del sistema, Irradiación del plano de matriz (POA) y valores de temperatura .[5]

Perdidas por desajustes: Se espera que todos los componentes electrónicos de potencia a nivel de módulo eliminen las pérdidas de desajuste, causada por la variación de rendimiento entre estos. Este factor de pérdida debe ser del 0 %, sin embargo puede que se presenten variaciones dependiendo de los componentes electrónicos.

Perdidas por sombra: El efecto de sombra de los módulos fotovoltaicos tiene un impacto devastador en sus actuaciones, ya que cualquier sombra puede mantener baja la producción de electricidad en el módulo [11].

Perdidas por presencia de suciedad: La suciedad generalmente es uniforme en los sistemas fotovoltaicos, y no tiene un efecto considerable sobre la producción ,generalmente, este es considerado dentro de las perdidas por sombra . No obstante, en arreglos muy grandes con suciedad regional, o en arreglos formados por módulos con diferentes orientaciones o inclinaciones entre sí, puede haber un efecto significativo.

Perdidas por el cableado: Las perdidas por cableado tienen dependencia en el *largo de los cables* (L_c) para hacer todas las conexiones necesarias, al igual que la *densidad del material de los cables* (ρ)

En la Figura 8 se muestra el porcentaje de perdidas para cada uno de los tipos descritos

anteriormente, sugeridos por el Laboratorio Nacional de energías renovables (NERL, por sus siglas en inglés)

System Loss Type	PV Watts Default	Distributed Power Electronics Recommended Value	Notes
Soiling	2%	No Change	Soiling often mostly uniform, but may have regional differences at some sites. In these cases some losses may be mitigated.
Shading	3%	For near obstacles (not horizon blocking) Shade Loss% * (1-SMF) Default SMF=0.33	If shade loss% assumed to vary linearly with area of array shaded, SMF=0. Else SMF range = 0.25-0.4.
Snow	0%	No Change	
Mismatch	2%	0%	
Wiring	2%	No Change	2% value for microinverters accounts for increased AC and decreased DC losses.
Diodes and Connections	0.5%	No Change	
Light Induced Degradation	1.5%	No Change	
Nameplate Rating	1%	No Change	See manufacturer's datasheet
Age	0%	No Change	Microinverters and power optimizers may mitigate age-related losses caused by increased mismatch.
System Availability	3%	No Change	If system repair is performed promptly for any failures, losses may be reduced to 1-2%.

Figura 8. Perdidas sugeridas por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables [5]

5.2. Selección de una herramienta computacional

Para la selección de la herramienta computacional se evaluaron cuatro aspectos: i) flexibilidad para diseñar algoritmos ii) Uso previo para modelar sistemas solares fotovoltaicos iii) Fácil acceso, tanto económico como computacional iv) Facilidad para que otras personas continúen con el proyecto

Estas cuatro cualidades fueron evaluados para diferentes lenguajes de programación como por ejemplo: Matlab-Simulink, Solargis, EES, Labview, entre otros. El resultado final de este análisis es que la herramienta computacional más adecuada para el proyecto es

Python 3.7.2.

Python 3.7.2 es una herramienta open source, que proporciona una alta variedad de librerías estandarizadas, que incluyen áreas como operaciones de cadenas, Internet, herramientas de servicio web, interfaces y protocolos de sistemas operativos, incluso los programadores pueden elaborar sus propias librerías y compartirlas. Al conocer las virtudes que ofrece este lenguaje de programación, se buscan las ventajas relacionadas directamente con la modelación de sistemas sistemas solares fotovoltaicos. Una librería comúnmente utilizada en proyectos con esta temática es PVLIB-Python [12].

PVLIB-Python ² fue originalmente desarrollada en los Laboratorios Nacionales Sandia y se ha ampliado gracias a las contribuciones de los miembros de Photovoltaic Performance and Modeling Collaboration, por medio del repositorio publico en GitHub. Los principales objetivos funcionales de esta librería son [13]:

1. Predecir las condiciones ambientales. Para cumplir con este objetivo se hace uso de diferentes librerías previamente implementadas (Ej: Siphon library) y modelos físico-matemáticos probados en la literatura (Ej: Clear Sky).
2. Predecir la producción de potencia de sistemas solares fotovoltaicos. Esto se logra al incorporar las predicciones climáticas, con el comportamiento de los sistemas energéticos a analizar.

La estructura de esta librería esta compuesta por cinco módulos principales, cuyos métodos están enfocados en cumplir los objetivos mencionados.

- `pvlib.atmosphere`: Este módulo contiene métodos para calcular la masa de aire relativa y absoluta y determinar la presión desde la altitud o viceversa.
- `pvlib.clearsky`:Este módulo contiene varios métodos para calcular GHI, DNI y DHI de cielo despejado, estos según diferentes modelos han presentado diferentes autores

²La instalación de esta librería se hace con la siguiente función `pip install pvlib-python`

expertos en el tema.

- `pvlib.irradiance`: Este módulo contiene funciones para modelar la irradiancia horizontal global, la irradiancia normal directa, la irradiancia horizontal difusa y la irradiancia total en diversas condiciones.
- `pvlib.pvsystem`: Este modulo contiene funciones para modelar la salida y el rendimiento de los módulos e inversores fotovoltaicos.
- `pvlib.solarposition`: Este modulo tiene una serie de métodos capaces de calcular posición del sol.

Después de conocer la funcionalidad y utilidad de la librería Pvlib-Python, se verifica la precisión de las funciones de predicción y su uso en ambientes académicos y/o industriales. En el artículo académico desarrollado en la referencia [6], se comparan los datos obtenidos en un sistema ya implementado con las predicciones de las funciones de la librería. Los datos fiscos son comprados con dos modelos matemáticos con los que cuenta la librería, modelo clear sky y cielo nublado. En la [Figura 9](#) y en la [Figura 10](#) se evidencia que los resultados del modelo son similares a los obtenidos en el sistema, en particular con el modelo de cielo nublado.

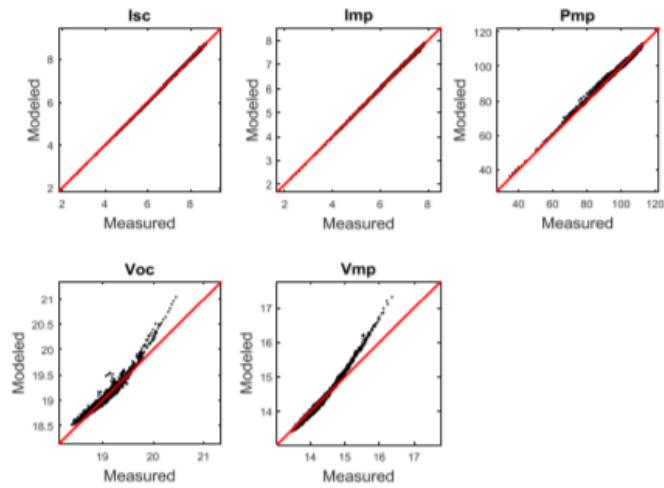


Figura 9. Comparación entre el ajuste medido y modelado con el modelo clear sky.
[6]

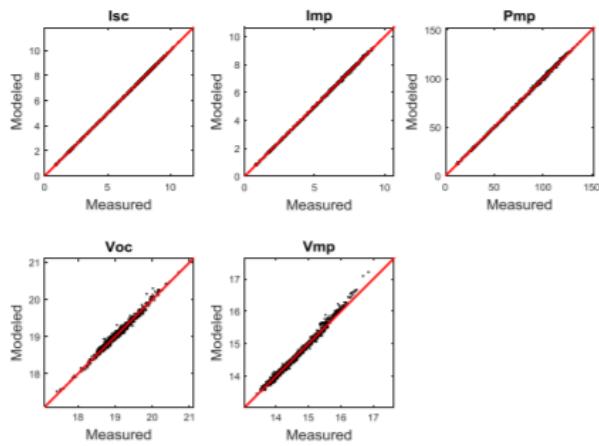


Figura 10. Comparación entre el ajuste medido y modelado con el modelo con el cielo nublado .[6]

5.3. Realización de modelo computacional

5.3.1. Ruta de información y Modelos físico-matemáticos dentro del modelo computacional

Para la realización del modelo se busca que el flujo de información sea similar al flujo energético dentro del sistema solar fotovoltaico. Según lo anterior se diseña el movimiento que tendrá la información dentro del modelo computacional, esto se describe a continuación:

1. Definir los parámetros de diseño definidos en la sección 5.1.
2. Calcular la posición del sol, la cual esta en términos de θ_s y A_s . [14] [4]. Para conocer estos ángulos, primero se debe calcular el tiempo, D , transcurrido desde el tiempo medio de Greenwich, con la siguiente ecuación:

$$D = JD^3 - 2451545,0 \quad (1)$$

Posteriormente, se debe calcular la longitud media, q , del sol corregida a la aberración de la luz:

$$q = 280,459^\circ + 0,98564736^\circ D \quad (2)$$

al igual que anomalía media, g

$$g^4 = 357,529^\circ + 0,98560028^\circ D \quad (3)$$

con esta información es posible calcular la longitud elíptica del sol:

$$\lambda_s = q + 1,915^\circ \sin g + 0,020^\circ \sin 2g \quad (4)$$

³Fecha juliana

⁴tanto q como g se deben normalizar en el siguiente rango $[0^\circ, 360^\circ]$

Para la inclinación axial de la tierra, ϵ , se usa la siguiente ecuación:

$$\epsilon = 23,429^\circ - 0,00000036^\circ D \quad (5)$$

También es necesario saber tiempo sidéreo medio de Greenwich, el cual es aproximadamente:

$$GMST = 18,697374558h + 24,06570982441908hD + 0,000026hT^2 \quad (6)$$

donde

$$T = \frac{D}{36525} \quad (7)$$

Luego se calcula el tiempo sidéreo medio local:

$$\theta_l = GMST \frac{15^\circ}{hora} + \lambda_0 \quad (8)$$

Finalmente, se puede calcular la inclinación y el azimut del sol:

$$\tan A_s = \frac{-\sin \theta_l \cos \lambda_s + \cos \theta_l \cos \epsilon \sin \lambda_s}{-\sin \phi_0 \cos \theta_l \cos \lambda_s - (\sin \phi_0 \sin \theta_l \cos \epsilon - \cos \phi_0 \sin \epsilon) \sin \lambda_s} \quad (9)$$

$$\sin \theta_s = \cos \phi_0 \cos \theta_l \cos \lambda_s + (\cos \phi_0 \sin \theta_l \cos \epsilon + \sin \phi_0 \sin \epsilon) \sin \lambda_s \quad (10)$$

3. Calcular la irradiación sobre el modulo.

Primero se debe conocer la irradiación a la que esta sometida la ubicación donde se encuentra el sistema, el modelo más conocido es el de clear sky. Este modelo fue desarrollado por P. Ineichen y R. Perez en el 2001 [15]. Los autores han realizado actualizaciones al modelo con más consideraciones haciendo que este sea mas preciso, esto se muestra en las siguientes referencias [16] y [17]. Este modelo calcula la irradiación global horizontal, la irradiación horizontal directa y la irradiación normal directa.

Adicionalmente, se debe tener en consideración la irradiación extraterrestre,H[18]:

$$H = 1361 \left(\frac{R_{av}}{R} \right)^2 \quad (11)$$

Donde R_{av} es la distancia promedio entre el sol y la tierra y R es la distancia actual entre el sol y la tierra dependiendo del día del año.

$$\begin{aligned} \left(\frac{R_{av}}{R}\right)^2 = & 1,00011 + 0,034221 \cos \frac{2\pi \text{día}}{365} + 0,001280 \sin \frac{2\pi \text{día}}{365} \\ & + 0,000719 \cos \frac{4\pi \text{día}}{365} + 0,000077 \sin \frac{4\pi \text{día}}{365} \end{aligned} \quad (12)$$

La irradiación que recibe el modulo esta definida por la suma de la irradiación normal directa, la reflejada por el suelo y la difusión ([Figura 11](#)), así como se muestra en la siguiente ecuación:

$$G_m = G_m^{dir} + G_m^{suelo} + G_m^{dif} \quad (13)$$

La irradiación directa se calcula, según la dirección normal al plano del modulo, así como se muestra en la siguiente ecuación:

$$G_m^{dir} = AOI \cdot GHI \quad (14)$$

La irradiación reflejada del suelo se calcula como se muestra a continuación:

$$G_m^{suelo} = GHI(\alpha) \left(1 - \frac{1 + \cos \theta_m}{2}\right) \quad (15)$$

Finalmente, para calcular la irradiación por difusión se han desarrollado diferentes modelos empíricos. Los modelos más conocidos son:

- **Modelo isotrópico [19]:** En este modelo se supone que la irradiación por difusión esta distribuida uniformemente en el cielo.
- **Modelo HDKR[20]:** Llamado así por el algoritmo desarrollado por Hay, Davies, Klucher y Reindl , este modelo supone que la radiación difusa es isotrópica, pero representa la mayor intensidad de la radiación difusa en el área alrededor del sol.
- **Modelo Perez [20]:** Este modelo tiene supone las consideraciones de los modelos anteriores junto con la el brillo del horizonte.

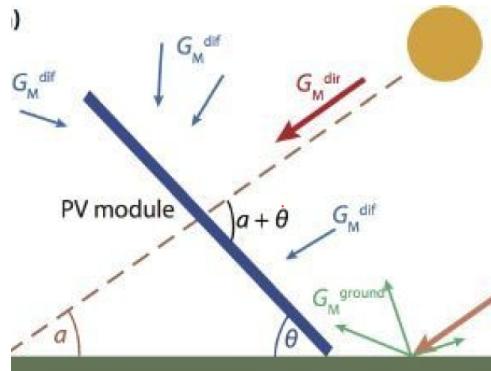


Figura 11. Irradiación recibida por el modulo [4]

Adicionalmente, se debe tener en consideración la irradiación extraterrestre, H.

4. Estimar la temperatura del modulo.

Hay diferentes modelos que permiten estimar la temperatura interna del modulo, en este proyecto se consideran cuatro:

- Modelo simplificado estacionario: En este modelo se supone que hay una relación entre la irradiación solar que recibe el modulo y la diferencia entre la temperatura de celda y la temperatura ambientales), haciendo uso de la temperatura NOCT⁵ como punto de referencia.

$$T_m = T_a + \frac{T_{NOCT} - 20^\circ C}{800} G_m \quad (16)$$

- Modelo estacionario considerando la dinámica de fluidos: Este modelo calcula la temperatura del modulo teniendo en cuenta la dinámica de fluidos entre el sistema pv y sus alrededores suponiendo que las interacciones son estacionarias . El fundamento teórico consiste en realizar un balance de energía teniendo en cuenta las diferentes contribuciones de los distintos métodos de trasferencia de calor. Las contribuciones se describen a contención:

⁵ T_{NOCT} (nominal operating cell temperature): Este valor corresponde a la temperatura de la celda solar bajo un nivel de irradiación de $800 \frac{W}{m^2}$, temperatura ambiente de $20^\circ C$ y una velocidad del viento externo de $1 \frac{m}{s}$

- a) Calor recibido por la irradiación emitida por el sol teniendo en cuenta la absorbtividad.

$$q''_{irradiación} = \varphi G_m \quad (17)$$

- b) Calor asociado a la convección con los alrededores.

$$q''_{convección} = h_c(T_m - T_{amb}) \quad (18)$$

Al calcular el coeficiente de película (h_c) se debe tener en cuenta la naturaleza del fluido; en particular si es laminar o turbulento, lo cual esta directamente relacionado con el número de Reynolds y el numero de Prandtl, por consiguiente tambien con la velocidad del viento.

$$h_c^3 = h_{forzado}^3 + h_{libre}^3 \quad (19)$$

$$h_{forzado}^{laminar} = \frac{0,86 Re^{-0,5}}{Pr^{0,67}} \rho c_{aire} \omega \quad (20)$$

$$h_{forzado}^{turbulento} = \frac{0,028 Re^{-0,2}}{Pr^{0,4}} \rho h c_{aire} \omega \quad (21)$$

$$Re = \frac{\omega D}{\nu} \quad (22)$$

$$h_{libre} = 0,21 k Gr \cdot Pr^{0,32} \quad (23)$$

- c) Calor por radiación, tanto de la superficie del piso como del cielo y el modulo

$$q''_{radiación} = \epsilon_{piso/modulo} \sigma (T_m^4 - T_{piso}^4) + \epsilon_{cielo/modulo} \sigma (T_m^4 - T_{cielo}^4) \quad (24)$$

Con estas consideraciones se puede plantear el respectivo balance de energía, el cual da como resultado la siguiente ecuación diferencial:

$$mc \frac{dT_m}{dt} = \varphi G_m - h_c(T_m - T_{amb}) - \epsilon_{piso/modulo} \sigma (T_m^4 - T_{piso}^4) + \epsilon_{cielo/modulo} \sigma (T_m^4 - T_{cielo}^4) \quad (25)$$

Con la suposición de que el sistema se puede modelar como se estacionario, la ecuación 25 se iguala a cero, dando como resultado

$$T_m = \frac{\varphi G_m + h_c T_a + h_{r,cielo} T_{cielo} + h_{r,piso} T_{piso}}{h_c + h_{r,cielo} + h_{r,piso}} \quad (26)$$

Debido a que $h_{r,cielo}$ y $h_{r,piso}$ dependen de T_m se debe realizar un proceso iterativo en el que se supone que una temperatura inicial, hasta que el problema converja.

- Modelo transitorio considerando la dinámica de fluidos: Este modelo, al igual que el anterior, calcula la temperatura del modulo teniendo en cuenta la dinámica de fluidos entre el sistema pv y sus alrededores, pero en este se consideran los efectos inerciales, es decir que se supone que el sistema es transitorio. El fundamento teórico es el mismo que el del modelo anterior, con la diferencia que se debe resolver la ecuación 25, convirtiendo esto en un problema de valor inicial.
- Modelo con parámetros empíricos[21]: Este modelo fue desarrollado por Sandia National Laboratories en el 2004. Este hace uso de una simple ecuación la cual contiene dos parámetros empíricos, determinados por el fabricante:

$$T_m = G_m e^{a+b\omega} + T_{amb} \quad (27)$$

Según sus desarrolladores este modelo tiene una incertidumbre de $\pm 5\%^{\circ}C$ y tiene un efecto del 3 % sobre la producción energética final del sistema.

5. Calcular la potencia DC del sistema.

Para calcular la potencia del producida por un modulo se han generado diferentes modelos, dependiendo de las condiciones del sistema que se deseen considerar. En este proyecto se expondrán y utilizaran dos modelos.

- Efecto de la intensidad solar y la temperatura del modulo sobre el desempeño del sistema [4]: En este modelo, primeramente , se calcula la eficiencia en el mejor punto de operación de modulo, considerando los efectos de la temperatura del modulo. Posteriormente, se evalúa la potencia en condiciones estándar, teniendo en cuenta los efectos de la intensidad solar. Las respectivas ecuaciones se muestran a continuación:

$$P_{mpp} = P_{mpp} + \frac{\delta P_{mpp}}{\delta T} (STC)(T_m - T_{stc}) \quad (28)$$

$$\eta_m = \frac{P_{mpp}}{(G_{stc}A)} \quad (29)$$

$$\frac{\delta\eta}{\delta T} = \frac{\eta_m - \eta_{stc}}{T_m - T_{stc}} \quad (30)$$

$$\kappa = \frac{1}{\eta_{stc}} \frac{\delta\eta}{\delta T} \quad (31)$$

$$V_{oc25} = \frac{V_{ocstc}}{N_c} + \frac{nkbT}{q} \ln\left(\frac{G_m}{G_{stc}}\right) \quad (32)$$

$$I_{sc25} = I_{scstc} \frac{G_m}{G_{stc}} \quad (33)$$

$$P_{mpp25} = FFV_{oc25}I_{sc25} \quad (34)$$

$$\eta_{25} = \frac{P_{mpp25}}{G_m A} \quad (35)$$

$$\eta_{mreal} = \eta_{25}[1 + \kappa(T_m - T_{stc})] \quad (36)$$

$$P_{DC} = \eta_{mreal} G_m A \quad (37)$$

- Efectos espectrales y ópticos sobre el desempeño del sistema: En este modelo se plantean los polinomios F_1 y F_2 los cuales los efectos espectrales sobre I_{sc} según la variación de la masa del aire durante el día y los efectos ópticos sobre I_{sc} el ángulo de incidencia AOI. Los coeficientes de estos dos polinomios son determinados empíricamente por el fabricante.

$$F_1 = a_0 + a_1 AM + a_2 AM^2 + a_3 AM^3 + a_4 AM^4 \quad (38)$$

$$F_2 = b_0 + b_1 AOI + b_2 AOI^2 + b_3 AOI^3 + b_4 AOI^4 \quad (39)$$

Con los resultados de estos polinomios es posible calcular la corriente de corto circuito con las correcciones de los efectos ópticos, espectrales, de difusión (Factor de difusión, f_d) y de temperatura del modulo:

$$I_{sc} = I_{sc,stc} F_1 \frac{G_m^{dir} F_2 + f_d(G_m^{diff} + G_m^{suelo})}{1000} (1 + \frac{\delta I_{sc}}{\delta T} (STC)(T_m - T_{stc})) \quad (40)$$

Al sopesar los efectos espectrales y ópticos no solo es posible conocer la irradiación que recibe el modulo, también la fracción de esta irradiación a la que

realmente esta respondiendo el modulo [22], esto se denomina irradiación efectiva (G_m^{eff}).

$$G_m^{eff} = \frac{I_{sc}}{(1 + \frac{\delta I_{sc}}{\delta T}(STC)(T_m - T_{stc}))} \quad (41)$$

$$I_{mp} = I_{mp,stc}(C_0 E_e + C_1 E_e^2)(1 + \frac{\delta I_{sc}}{\delta T}(STC)(T_m - T_{stc})) \quad (42)$$

Ahora se debe calcular el voltaje del modulo teniendo en cuenta los efectos de la temperatura y la irradiación efectiva y la temperatura del modulo.

$$\beta_{mp} = \frac{\delta V_{op}}{\delta T} + M_{\beta mp}(1 - E_e) \quad (43)$$

$$V_{mp} = V_{mp,stc} + C_2 n T_m \log(E_e) + C_3 n [n T_m \log(E_e)]^2 + \beta_{mp}(T_m - T_{stc}) \quad (44)$$

Finalmente, conociendo tanto el voltaje como la corriente, es posible conocer la potencia producida por el sistema.

$$P_{dc} = V_{mp} I_{mp} \quad (45)$$

Los dos modelos mencionados estiman la potencia producida por un solo modulo. Para conocer la potencia de una sub-arreglo de $s \times p$, se deben realizar las siguientes modificaciones, las cuales se basan en la ley de la conservación de la energía:

$$V_{mp_{sub-arreglo}} = N_s V_{mp} \quad (46)$$

$$P_{dc_{sub-arreglo}} = N_s N_p P_{dc} \quad (47)$$

6. Calcular la potencia AC del sistema.

Para calcular potencia AC del sistema se utilizan dos modelos diferentes, dependiendo de la información que se tenga en la ficha técnica del inversor.

- Modelo de perdidas solo por la eficiencia del inversor [4] : Este modelo solo tiene en cuenta las perdidas que se presentan por eficiencia del inversor:

$$P_{ac} = \eta_{inv} P_{dc} \quad (48)$$

- Modelo considerando el consumo diurno y nocturno del inversor [20]: Este modelo calcula la potencia ac de la salida del inversor, en función de la potencia DC máxima a la entrada del inversor ($P_{inv,dc}$), la potencia AC máxima que soporta el inversor DC/AC ($P_{inv,ac}$) y la potencia de consumo del inversor DC/AC (P_{inv}).

$$P_{ac} = \frac{P_{inv,ac}}{P_{inv,dc} - P_{inv}} (P_{dc} - P_{inv})^2 \quad (49)$$

Adicionalmente, este modelo considera que cuando la $P_{dc} < P_{inv}$, como por ejemplo en la noche , la potencia AC en ese instante t es igual a $-P_{inv}$.

Otra consideración que tiene el modelo es la posible saturación del inversor, es decir $P_{ac} > P_{inv,ac}$. Cuando ocurre esta situación, la potencia de salida del inversor sera igual a la máxima definida en el catalogo, $P_{ac} = P_{inv,ac}$.

7. Calcular la energía producida considerando las perdidas generales.

La energía producida del sistema en un intervalo de tiempo $[t_0, t_x]$ es igual a la integral de la potencia AC producida por el porcentaje atribuido a cada una de las causas de perdidas descritas en la sección 5.1.3.

$$E_{total} = \%perdidas \cdot \int_{T_0}^{T_x} P_{AC} \quad (50)$$

En la figura Figura 12 se muestra un resumen de la ruta de la información que tiene el modulo computacional.

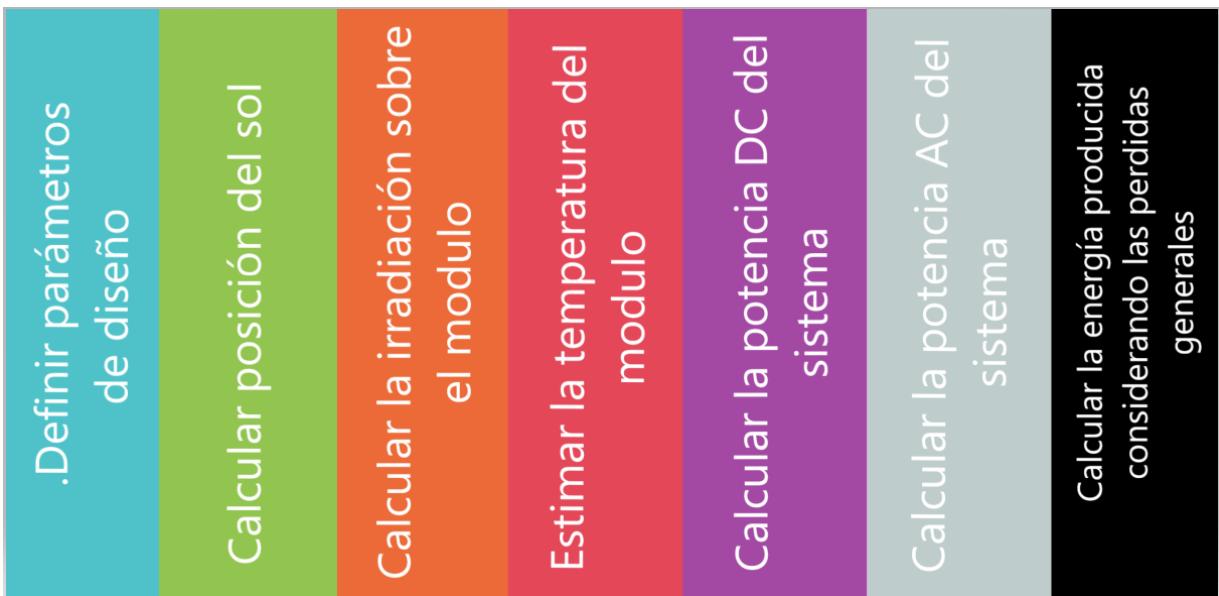


Figura 12. Resumen flujo de información en el modelo computacional

5.3.2. Programación del modelo computacional

En esta sección se describirá la programación en Python del modelo computacional del proyecto. Las diferentes funciones implementadas se basan en los modelos descritos en la sección 5.3.1. Para cada una de las secciones de la ruta procesos se expondrán las funciones programadas, junto con los parámetros de entrada y el respectivo retorno.

1. Definir parámetros de diseño
2. Calcular la posición del sol Primero se define una función para conocer la ubicación y el tiempo en el que evaluará el desempeño del sistema, para la anterior se define la siguiente función:

```

def loctime (latitude, longitude, tz, altitude, place,
            startdate, enddate, freq):
    loc= Location(latitude, longitude, tz, altitude, place)

```

```

time =
    pd.DatetimeIndex(start=startdate, end=enddate, freq=freq, tz)
return loc, time

def Pressure (altitude):
    return pvlib.atmosphere.alt2pres(altitude)

```

Location es una función de la librería pvlib.location, la cual crea un objeto con la información de la ubicación del sistema.

DatetimeIndex es una función de la librería Pandas, la cual crea un ndarray inmutable con datos de tipo datetime64. Los datos empiezan desde una fecha inicial hasta una final definida por el programador, la frecuencia de la variación entre los datos también debe ser establecida.

alt2pres es una función de la librería pvlib.atmosphere, la cual calcula la presión atmosférica según la altura de la ubicacion.

Finalmente, se crea una función que retorna la posición del sol (θ_s y A_s) en cada instante de tiempo que se desea hacer la evaluación. posSun contiene la función ephemeris de la librería pvlib.solarposition, cuyo código fuente implementa la modelo matemático descrito en la sección [5.3.1](#).

```

def posSun
    (time,latitude, longitude, pressure, temperature):
        pos_sun=pvlib.solarposition.ephemeris (time,latitude,
                                                longitude,pressure= pressure, temperature=temperature)
    return pos_sun

```

3. Calcular la irradiación sobre el modulo.

Primero se crea una función la cual hace uso de modelo Clear sky (descrito en la sección [5.3.1](#)) para conocer DNI,DHI y GHI. Los objetos Location tienen la función get_clearsky la cual calcula estas tres irradiaciones en los instantes de tiempo establecidos.

```

def clearSky (time,loc):
    cs = loc.get_clearsky(time)
    return cs

```

Adicionalmente, se implementa la función para calcular irradiación extraterrestre en cada instante de tiempo , ya que esta también afecta la irradiación que recibe el módulo. La función `get_extra_radiation(time)` de la librería `pvlib.irradiance` aplica el modelo expuesto en la ecuación 11.

```

def dni_extra (time):
    return pvlib.irradiance.get_extra_radiation(time)

```

Para conocer la irradiación sobre el módulo se debe aplicar la ecuación 14, la cual realiza a través de la función `get_total_irradiance` de la librería `pvlib.irradiance`. Como se explicó anteriormente, hay diferentes modelos físico-matemáticos para estimar las irradiaciones que afectan el módulo (directa, difusión y reflección); para utilizarlos solo se debe cambiar el parámetro `model` de la función mencionada, por alguno de los siguientes strings: `'isotropic'`, `'klucher'` o `'perez'` dependiendo de las necesidades del programador.

Se debe mencionar que para conocer la irradiación total sobre el módulo, hay que calcular la masa del aire, para lo cual se crea una función que contiene la función `get_relative_airmass` de la librería `pvlib.atmosphere`.

```

def Airmass (apparent_zenith):
    return pvlib.atmosphere.get_relative_airmass(apparent_zenith)

def Imodulo (surface_tilt,surface_azimuth,solar_zenith,
               solar_azimuth,dni, ghi, dhi,dni_extra, airmass, albedo,
               surface_type,model):
    return pvlib.irradiance.get_total_irradiance
        (surface_tilt,surface_azimuth,solar_zenith,solar_azimuth,
         dni,ghi,dhi,dni_extra,airmass=airmass,albedo=albedo,
         surface_type=surface_type,model=model)

```

4. Estimar la temperatura del modulo.

El modelo computacional desarrollado es capaz de aplicar cualquiera de los cuatro modelos descritos anteriormente, quien lo utilice seleccionará el que mas se adecue a sus necesidades, la información que tiene y sus capacidades computacionales.

Para el modelo simplificado estacionario se crea la siguiente función, la cual contiene la ecuación 16 del modelo:

```
def tempSimplifiedStationary (T_air,G_m,T_NOCT):
    return T_air + ((T_NOCT - 20 )/800)*G_m
```

Igualmente, se crea una función que permita realizar el proceso iterativo descrito para implementar el modelo estacionario considerando la dinámica de fluidos⁶.

```
def tempfluidStationary
    (L,W,wind_speed,T_air,T_NOCT,albedo,surface_tilt,
     t_ground,datos,GHI,etr,eta_m):
        sigma= 5.6704E-8 #Stefan-Boltzmann constant W/m^2K^4
        Pr= 0.708 #Prandtl Number
        Dh=(2*L*W) / (L+W) #Hydraulic diameter (m)
        k=0.026 #Heat conductivity of air (W/m*K) THIS IS FOR 25C
        cp=1005 #Specific heat capacity of air (J/kg*K) THIS IS FOR
                    25C
        miu=1.837E-5 #Dynamic viscosity of air (kg/m*s) THIS IS FOR
                    25C
        rho=1.204 #Density of air kg/m^3
        v=miu/rho #Kinematic viscosity of air kg/(m*s) THIS IS FOR 25C
        Re=np.zeros(datos)
        hforlam=np.zeros(datos)
        hforturb=np.zeros(datos)
        hfor=np.zeros(datos)
        for i in range (datos):
```

⁶El código de esta función esta se basa en el implementado en la referencia [9]

```

Re[i]=(wind_speed[i]*Dh)/v #Reynolds number
hforlam[i]=((0.86*Re[i]**(-0.5))/(Pr**0.67))
*rho*cp*wind_speed[i]
hforturb[i]=((0.028*Re[i]**(-0.2))/(Pr**0.4))
*rho*cp*wind_speed[i]
if Re[i]>120000:
    hfor[i]=hforturb[i]
else:
    hfor[i]=hforlam[i]
Qs=np.zeros(datos)
for i in range (datos):
    Qs[i]=(1-albedo)*GHI[i]
#Heat transfer balance solution for the temperature of the
module
beta=np.zeros(datos)
for i in range (datos):
    beta=1/T_air[i] #volumetric thermal expansion of the air
    (1/K)

Tmn=np.zeros((1,datos))+1000 #First value of temperature for
the iteration (K)
#Before the Iteration- For calculating R
beta2=1/T_NOCT
ws2=1
Re2=(ws2*Dh)/v
Qs2=800*(1-albedo)
Ta2=20+273
hfor2=((0.028*Re2**(-0.2))/(Pr*0.4))*rho*cp*ws2
Gr2=(g*beta2*abs(T_NOCT-Ta2)*Dh*3)
*np.sin(np.deg2rad(surface_tilt)))/(v**2) #Grashof number

```

```

hfree2=(k*0.21*(Gr2*Pr)**0.32)/Dh
hct2=np.power((hfor2**3+hfree2**3),1/3)
for i in range (datos):
    R=(Qs2-(hct2*(T_NOCT-Ta2))-(eta_m*sigma
        *(T_NOCT**4-T_air[i]**4)))/(hct2*(T_NOCT-Ta2)
        +(etr*sigma*(T_NOCT**4-Ta2**4)))
    #For calculating the temperature of the module
    Tmf=np.zeros(datos)
    Gr=np.zeros(datos)
    Tmn=np.zeros(datos)+1000
    hfree=np.zeros(datos)
    hct=np.zeros(datos)
    hcb=np.zeros(datos)
    hc=np.zeros(datos)
    hrsky=np.zeros(datos)
    hrgr=np.zeros(datos)
    Tm=np.zeros(datos)
    diff=np.zeros(datos)

    for j in range (datos):
        for i in range (10):
            Gr[i]=((g*beta*abs(Tmn[j]-T_air[j])*Dh**3)*
                np.sin(np.deg2rad(surface_tilt)))/(v**2) #Grashof number
            hfree[i]=((0.21*(Gr[i]*Pr)**0.32)*k)/Dh
            hct[i]=np.power((hfor[j]**3+hfree[i]**3),1/3)
            #Rear of the module hcb
            hcb[i]=R*hct[i]
            hc[i]=hct[i]+hcb[i] #overall convective heat transfer
            coefficient of the module
            hrsky[i]=eta_m*sigma*((Tmn[j]**2)+T_air[j]**2)*

```

```

        (Tmn[j]+T_air[j])

        hrgr[i]=etr*sigma*((Tmn[j]**2)+t_ground[j]**2)*
        (Tmn[j]+t_ground[j])

        Tm[i]=(Qs[j]+(hc[i]*T_air[j])+(hrs[i])*T_air[j])
        +(hrgr[i]*t_ground[j]))/(hc[i]+hrs[i]+hrgr[i])
        diff[i]=np.abs((Tm[i]-Tmn[j])/Tm[i])

        if diff[i]<=0.0001:
            Tmf[j]=Tm[i]
            break
        else:
            Tmn[j]=Tm[i]

    for i in range(datos):
        if Tmf[i]==0:
            Tmf[i]=273

    return Tmf

```

La función que implementa el modelo que considera la dinámica de fluidos y afirma que el sistema es transitorio, es similar a la del modelo anterior, con la diferencia que se resuelve la ecuación diferencial como un problema de valor inicial.

```

def tempfluidStationary
    (L,W,wind_speed,T_air,T_NOCT,albedo,surface_tilt,
    t_ground,datos,GHI,etr,eta_m):
    sigma= 5.6704E-8 #Stefan-Boltzmann constant W/m^2K^4
    Pr= 0.708 #Prandtl Number
    Dh=(2*L*W)/(L+W) #Hydraulic diameter (m)
    k=0.026 #Heat conductivity of air (W/m*K) THIS IS FOR 25C
    cp=1005 #Specific heat capacity of air (J/kg*K) THIS IS FOR
    25C
    miu=1.837E-5 #Dynamic viscosity of air (kg/m*s) THIS IS FOR
    25C
    rho=1.204 #Density of air kg/m^3

```

```

v=miu/rho #Kinematic viscosity of air kg/(m*s) THIS IS FOR 25C
Re=np.zeros(datos)
hforlam=np.zeros(datos)
hforturb=np.zeros(datos)
hfor=np.zeros(datos)

for i in range (datos):
    Re[i]=(wind_speed[i]*Dh)/v #Reynolds number
    hforlam[i]=((0.86*Re[i]**(-0.5))/(Pr**0.67))
    *rho*cp*wind_speed[i]
    hforturb[i]=((0.028*Re[i]**(-0.2))/(Pr**0.4))
    *rho*cp*wind_speed[i]
    if Re[i]>120000:
        hfor[i]=hforturb[i]
    else:
        hfor[i]=hforlam[i]

Qs=np.zeros(datos)
for i in range (datos):
    Qs[i]=(1-albedo)*GHI[i]

#Heat transfer balance solution for the temperature of the
module

beta=np.zeros(datos)
for i in range (datos):
    beta=1/T_air[i] #volumetric thermal expansion of the air
    (1/K)

Tmn=np.zeros((1,datos))+1000 #First value of temperature for
the iteration (K)

#Before the Iteration- For calculating R
beta2=1/T_NOCT
ws2=1

```

```

Re2=(ws2*Dh) / v
Qs2=800*(1-albedo)
Ta2=20+273
hfor2=((0.028*Re2**(-0.2))/(Pr*0.4))*rho*cp*ws2
Gr2=((g*beta2*abs(T_NOCT-Ta2)*Dh*3)
*np.sin(np.deg2rad(surface_tilt)))/(v**2) #Grashof number
hfree2=(k*0.21*(Gr2*Pr)**0.32)/Dh
hct2=np.power((hfor2**3+hfree2**3),1/3)
for i in range (datos):
    R=(Qs2-(hct2*(T_NOCT-Ta2))-(eta_m*sigma
    *(T_NOCT**4-T_air[i]**4)))/(hct2*(T_NOCT-Ta2)
    +(etr*sigma*(T_NOCT**4-Ta2**4)))
    ts=np.linspace(0,datos-1,datos-1)
def ecuacion_diferencial (t,T):
    t= np.int_(t)
    Gr=((g*beta*abs(T-T_air[t])*Dh**3)*
    np.sin(np.deg2rad(surface_tilt)))/(v**2) #Grashof number
    hfree=((0.21*(Gr*Pr)**0.32)*k)/Dh
    hct=np.power((hfor[t]**3+hfree**3),1/3)
    #Rear of the module hcb
    hcb=R*hct
    hc=hct+hcb #overall convective heat transfer coefficient
    of the module
    return
    ((Qs[t]-hc*(T-T_air[t])-etr*sigma*(T**4-t_ground[t]**4)
    -eta_m*sigma*(T**4-T_air[t]**4)))/(m*C)

T_m_t=solve_ivp(ecuacion_diferencial, [0,datos-1],
[t_inicial], t_eval=ts)
sol=np.reshape(T_m_t.y, (datos-1,))

```

```
    return sol
```

Finalmente, para hacer uso del modelo empírico se crea un función que contiene la función `sapm_celltemp` de la librería `pvlib.pvsystem`, la cual ya tiene implementada la ecuación 27. De esta función es importante aclarar que retorna un DataFrame de dos columnas, una la temperatura de la celda y otra con la temperatura del modulo.

```
def tempSys(irra_global,wind_speed, temp_air):  
    temps = pvlib.pvsystem.sapm_celltemp(irra_global,wind_speed,  
                                         temp_air)  
    return temps
```

5. Calcular la potencia DC del sistema.

Como se describió en la sección 5.3.1 en este proyecto se utilizan dos modelos para predecir la producción DC del sistema. Primero, se implementa una función que contiene desde la ecuación 28 hasta la 37, modelando el sistema de forma simplificada.

```
def PotenciaModulo  
(Pmppstc,dpm,T_m,AM,eta,Vocstc,Nc,G_m,n,Iscstc,FF,N_s,N_p):  
    kb= 1.38064852e-23  
    q =scipy.constants.elementary_charge  
    Pmp1=Pmppstc+dpm*(T_m-25)  
    eta_m=Pmp1/(800*AM)  
    dndt=(eta_m-eta)/(T_m-25)  
    r1=(1/eta)*dndt  
    Voc25=((Vocstc/Nc)+((n*kb*298)/q)*np.log(G_m/800))*Nc  
    Isc25=Iscstc*(G_m/800)  
    Pmpp25=FF*Voc25*Isc25  
    etag25=Pmpp25/(G_m*AM)  
    etaf=etag25*(1+(r1*(T_m-25)))  
    Pdc=N_s*N_p*etaf*G_m*AM
```

```
    return Pdc
```

El modelo que considera los efectos ópticos y espetrales ya se encuentra implementado en la función `sapm` de la librería `pvlib.pvsystem`. Esta función tiene como parámetro de entrada el modulo, el cual debe ser definido y caracterizado por el programador; o seleccionado de la base de datos con la que cuenta la librería PVlib, en esta se encuentran todos los paneles registrados en el Laboratorio Nacional de Energías Renovables en el 2018 o antes.

En el caso que se desee definir y caracterizar el modulo se deben proporcionar los parámetros de que se describen en la [Tabla 4](#). La llave con la que se debe especificar cada parámetro se encuentra en la primera columna de esta misma tabla.

Para hacer uso de los módulos de la base de datos se deben hacer uso de las siguientes funciones

```
sandia_modules = pvsystem.retrieve_sam('SandiaMod')
module = sandia_modules['Llave del modulo en la base de datos']7
```

Considerando lo anterior, la función que calcula la producción DC del sistema se muestra a continuación:

```
def dc_production
    (effective_irradiance, temp_cell, module,N_s,N_p):
        dc=pvlib.pvsystem.sapm(effective_irradiance,temp_cell,
                               module)
        dc['p_mp']= N_s*N_p*dc['p_mp']
        dc['v_mp']=N_s*dc['v_mp']
    return dc
```

⁷Para conocer las llaves de este diccionario se recomienda usar el siguiente algoritmo:
`list=sandia_modules.keys() for i in list: print(i)`

Tabla 4. Parámetros para la definición de un modulo, función Sapm

Parámetro (llave)	Descripción
A0-A4	Coeficientes de masa del aire usados para calcular la irradiación efectiva
B0-B5	Coeficientes del ángulo de incidencia usados para calcular la irradiación efectiva
C0-C7	Coeficientes empíricos relacionando I_{mp} , V_{mp} , I_x , and I_{xx} a la irradiación efectiva
Isco	Corriente de corto circuito en condiciones estándar (A)
Impo	Corriente en el mejor punto de operación (A)
Aisc	Coeficiente por el cambio de la corriente de circuito abierto respecto a la temperatura en condiciones estándar (1/C)
Aimp	Coeficiente por el cambio de la potencia máxima respecto a la temperatura en condiciones estándar (1/C)
Bvoco	Coeficiente por el cambio del voltaje en circuito abierto respecto a la temperatura en condiciones estándar (V/C)
Mbvoc	Coeficiente de dependencia de la irradiación por cambio del voltaje de circuito abierto respecto a la temperatura (V/C)
Bvmpo	Coeficiente por el cambio del voltaje en mejor punto de operación respecto a la temperatura en condiciones estándar (V/C)

Continua en la siguiente pagina

Tabla 4 – Continuación de la pagina anterior

Parámetro (llave)	Descripción
Mbvmp	Coeficiente de dependencia de la irradiación por cambio del voltaje en el mejor punto de operación respecto a la temperatura (V/C)
N	Factor de idealidad de diodo
Cells_in_Series	Número de celdas en serie dentro del modulo.
IXO	I_x en condiciones estándar.
IXXO	I_{xx} en condiciones estándar.
FD	Fracción de difusión

6. Calcular la potencia AC del sistema.

En la sección 5.3.1 se presentaron dos modelos para calcular la potencia AC del sistema. Para aplicar el modelo simplificado se crea una función que contiene la ecuación 48 así como se muestra a continuación:

```
def ac_simple(eta_inv,pdc):
    return eta_inv*pdc
```

El modelo que aplica la ecuación 49 , las consideraciones de saturación y consumo se encuentra en la función `snlinverter` de la librería `pvlib.pvsystem`. Uno de los parámetros de entrada de esta función es el inversor que utiliza el sistema, este puede ser definido y caracterizado por el programador o seleccionado de la base de datos la cual contiene todos inversores DC/AC en el Laboratorio Nacional de Energías Renovables en el 2018 o antes.

En el caso que se desee definir y caracterizar el inversor se deben proporcionar los parámetros de que se describen en la Tabla 5. La llave con la que se debe especificar cada parámetro se encuentra en la primera columna de esta misma tabla.

Para hacer uso de los inversores de la base de datos se deben hacer uso de las siguientes funciones

```
sapm_inverters = pvlib.pvsystem.retrieve_sam('cecinverter')
inverter = sapm_inverters['Llave del inversor en la base de
datos']
```

⁸

Considerando lo anterior, la función que calcula la producción DC del sistema se muestra a continuación:

```
def ac_transformation(vmp_dc, pmp_dc, inverter):
    return pvlib.pvsystem.snlinverter(vmp_dc, pmp_dc, inverter)
```

Tabla 5. Parámetros para la definición de un inversor, función snlinverter

Parámetro (llave)	Descripción
Pac0	Potencia AC de salida del inversor segun la entrada de potencia y voltaje (W)
Pdc0	Entrada de la potencia DC al inversor (W)
Vdc0	Voltaje DC en el que la potencia AC es alcanzada en condiciones de operación estándar (V)
Ps0	Potencia de consumo del inversor (W)
C0	Parámetro que define la curvatura parabólica de la relación entre la potencia ac y la potencia dc, el valor por defecto es 0 (implica una relacion lineal)(1/W)

Continua en la siguiente pagina

⁸Para conocer las llaves de este diccionario se recomienda usar el siguiente algoritmo:`list=sapm_inverters.keys() for i in list: print(i)`

Tabla 5 – Continuación de la pagina anterior

Parámetro (llave)	Descripción
C1	Coeficiente empírico que permite que Pdco varié linealmente con el voltage dc de entrada, por defecto su valor es 0 (1/V)
C2	Coeficiente empírico que permite que Ps0 varié linealmente con el voltage dc de entrada, por defecto su valor es 0 (1/V)
C3	Coeficiente empírico que permite Co que varié linealmente con el voltage dc de entrada, por defecto su valor es 0
Pnt	Potencia de consumo en la noche (W)

7. Calcular la energía producida considerando las perdidas generales

Primero se deben calcular las perdidas atribuidas al sistema, para lo cual se hace uso del de la función `pvwatts_losses` de la librería `pvlib.pvsystem`. Adicionalmente se crea una función que calcula de forma precisa la perdidas por la resistencia de los cables.

```
def wiring_f (rho,l,i,d,E):
    A=np.pi*(d/2)**2
    R=rho*(l/)W=R*i**2Ep=(W*100)/Ereturn Ep

def weather_losses (soiling, shading, snow, mismatch, wiring,
connections, lid, nameplate_rating, age, availability):
    return (pvlib.pvsystem.pvwatts_losses(soiling, shading, snow,
mismatch, wiring, connections, lid, nameplate_rating, age,
availability))/100
```

En el modelo computacional desarrollado es capaz de calcular la energía total producida en mensualmente por la cantidad de meses que sea de mayor preferencia, así como se muestra en la siguiente función:

```
def EnergiaMensual (p_total,meses,perdidas):  
    month = pd.DatetimeIndex(p_total.index).month  
    months=np.linspace(1,meses,meses)  
    energia_mes=np.zeros(meses)  
    n=np.linspace(0,len(p_total.values),len(p_total.values))  
    n=np.int_(n)  
    p_total_array=p_total.values  
    for m in range (np.size(months)):  
        pot_t=0  
        for pos in range (len(p_total.values)):  
            pot=p_total_array[pos]  
            if m+1 == month[pos]:  
                pot_t= pot_t+pot  
            energia_mes[m]= perdidas*pot_t  
    return energia_mes
```

5.4. Análisis para la calibración del modelo con sistemas y modelos existentes

En esta sección se comparan los resultados obtenidos con el modelo computacional desarrollado con respecto a otros modelos computacionales similares y a datos experimentales relacionados con el tema.

5.4.1. Análisis de los modelos para calcular la irradiación sobre el modulo

Los primeros resultados a comparar son los de la irradiación sobre el modulo. Se compara la irradiación calculada con el modelo desarrollado con los datos obtenidos, con ayuda del software Meteornorm®, por los autores de la referencia [9]. Las características de la ubicación de donde se tomaron los datos reales se muestran en la [Tabla 6](#).

Tabla 6. Características geográficas Green Village

Característica	Valor
Lugar	Green Village (Holanda)
ϕ	52.031635 °
λ_0	4.654641 °
γ	0 m
Time zone	Europe/Amsterdam
frecuencia en la toma de datos	una hora
Año de la toma de datos	2017

Al analizar los datos obtenidos se evidencia que los resultados del modelo tienen la misma tendencia y el mismo orden de magnitud que los datos medidos, así como se evidencia en la [Figura 13](#). Igualmente, se nota que en los datos experimentales hay una tendencia a los cambios drásticos en un corto lapso de tiempo, mientras que el los del modelo Clear Sky muestra un comportamiento suave y continuo. La principal causa de lo anterior es que el modelo utilizado, no tiene en cuenta algunas consideraciones climáticas que pueden disminuir rápidamente la irradiación sobre el modulo, por ejemplo la nubosidad y la contaminación del aire. Para poder modelar estos factores, se debe considerar que tienen un componente estocástico, el cual seria conveniente sumárselo al modelo para obtener resultados mas cercanos a los reales.

Comparación datos Global Horizontal Irradiation Green Village

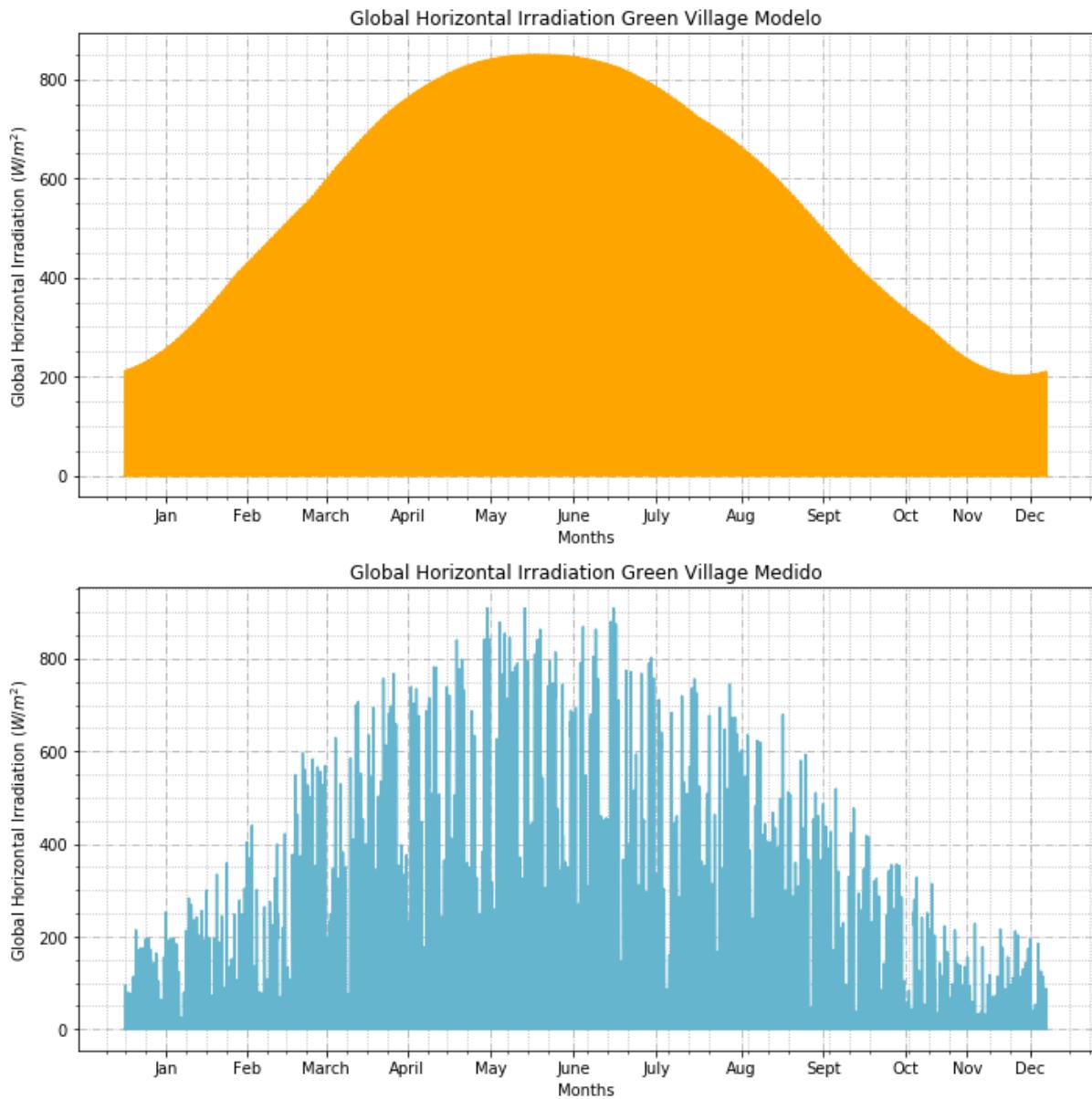


Figura 13. Comparación datos Global Horizontal Irradiación Green Village

5.4.2. Análisis de los modelos para la temperatura del modulo

Para evaluar los resultados de cada uno de los modelos propuestos para estimar la temperatura del modulo, se hace de uso de la ubicación geográfica de la [Tabla 6](#) y las características técnicas del panel solar Panasonic VBHN235SA06B ⁹ (revisar referencia [\[23\]](#)). Para el análisis de los resultados se supone que el modelo que más se acerca a la realidad es el que considera la dinámica transitoria de fluidos entre el sistema y sus alrededores. En la [Figura 14](#) se muestran los resultados obtenidos.

Al comparar los resultados obtenidos con el modelo que considera la dinámica de fluidos estacionaria con el transitorio, se evidencia que los valores de la temperatura del modulo tiene el mismo orden de magnitud para los dos modelos, así como se muestra en la figura [Figura 15](#). Sin embargo, se observa que los cambios de temperatura para el modelo estacionario son más drásticos, lo cual se ve reflejado con la aparición de picos y valles en un corto periodo de tiempo (cambios no progresivos). La principal causa de esta diferencia es que en el modelo transitorio si se considera el efecto inercial térmico¹⁰, cuyo efecto es la amortiguación en la variación de las temperaturas, lo cual retarda la variación de la temperatura del modulo respecto a la exterior. El error relativo promedio de los datos obtenidos es igual a **1.83 %**, con un error máximo del **7.09 %** y un error mínimo del **0.02 %**. Con este modelo se evidencia que el error relativo promedio y máximo es menor, que cuando se compara con el modelo que considera la dinámica de fluidos estacionaria.

Al contrastar los resultados del modelo transitorio con el de la temperatura T_{NOCT} , se evidencia que se mantienen los ordenes de magnitud de los valores de las temperaturas, así como se muestra en la [Figura 16](#). Sin embargo, hay zonas, particularmente en los picos, en los que se evidencia que hay una diferencia con respecto a los otros datos. La ausencia de picos y valles se debe a que el modelo de T_{NOCT} se basa en una relación lineal donde se involucran diferentes constantes del modulo. El error relativo promedio de los datos

⁹Llave en la base de datos: Panasonic_VBHN235SA06B_2013

¹⁰lado izquierdo de la ecuación [25](#), $mc \frac{dT_m}{dt}$

Compración de modelos de la temperatura del modulo

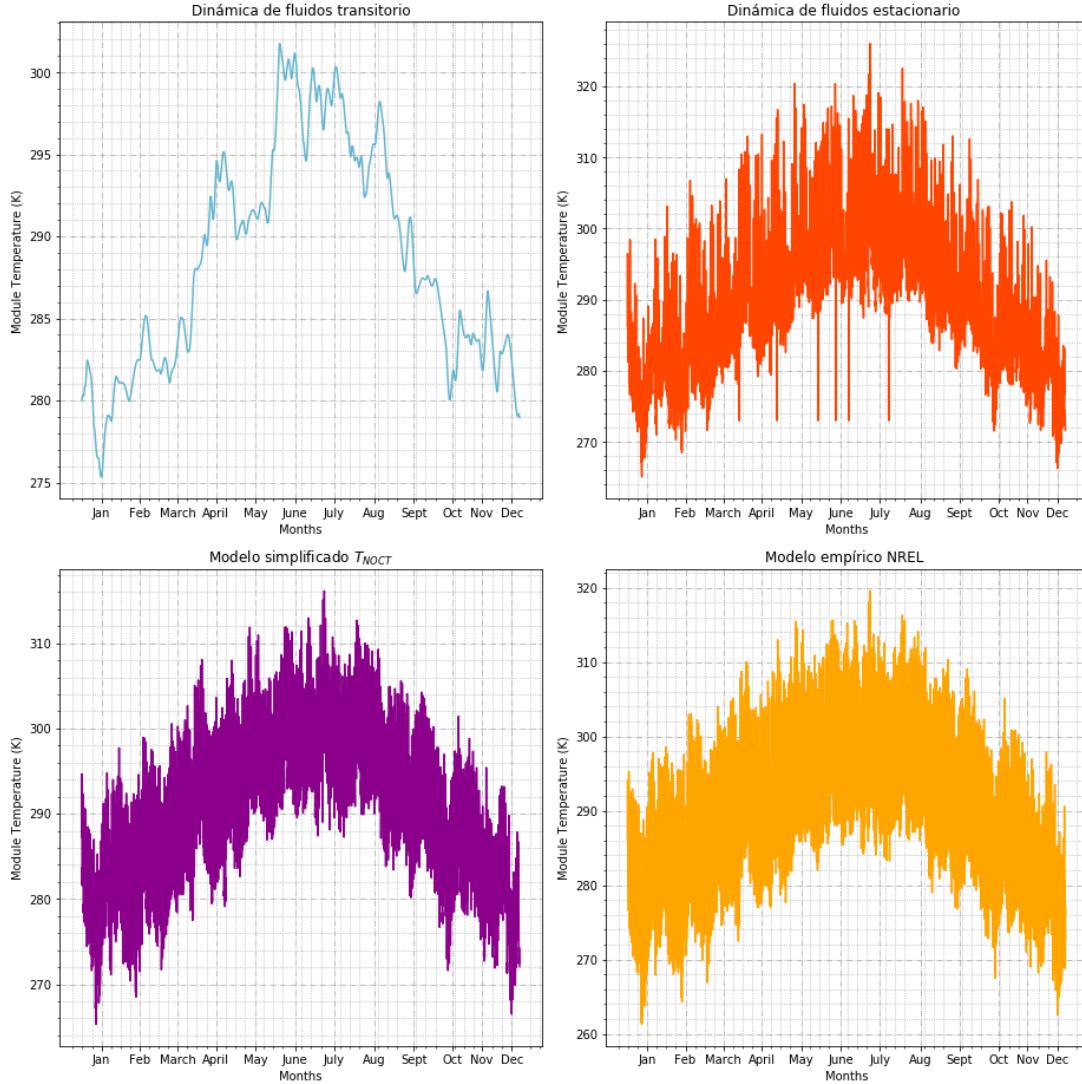


Figura 14. Comparación modelos de temperatura del modulo

obtenidos es igual a **1.80 %**, con un error máximo del **10.08 %** y un error mínimo del **0.01 %**

Finalmente, se parangona el modelo empírico desarrollado por NREL y el modelo transitorio, cuyo resultado se muestra en la [Figura 17](#). Se observa que los valores del modelo transitorio se encuentran en el promedio de los máximos y mínimos del modelo empírico. Al igual que con el modelo anterior, no se evidencia la parecencia de picos y valles signifi-

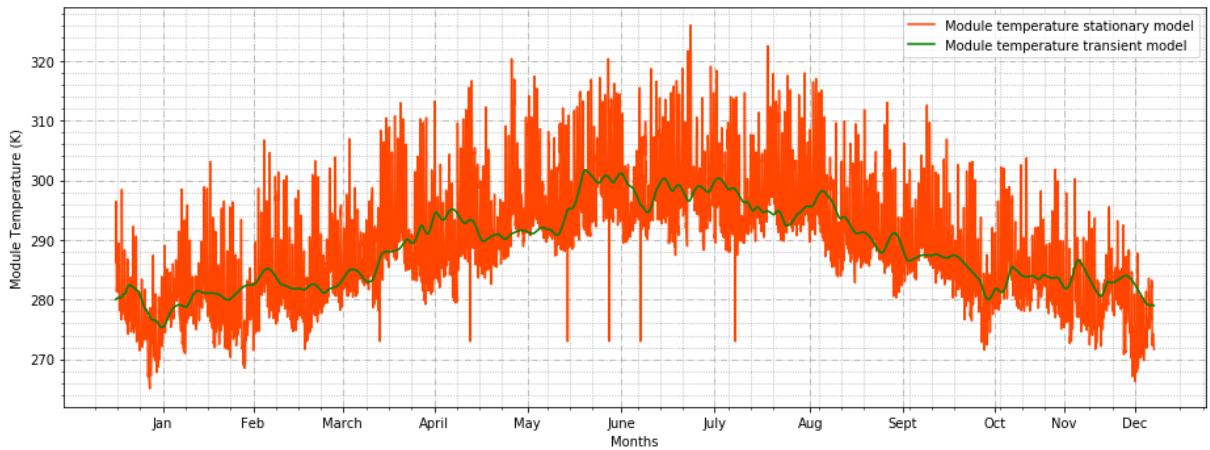


Figura 15. Evaluación modelo estacionario respecto al transitorio

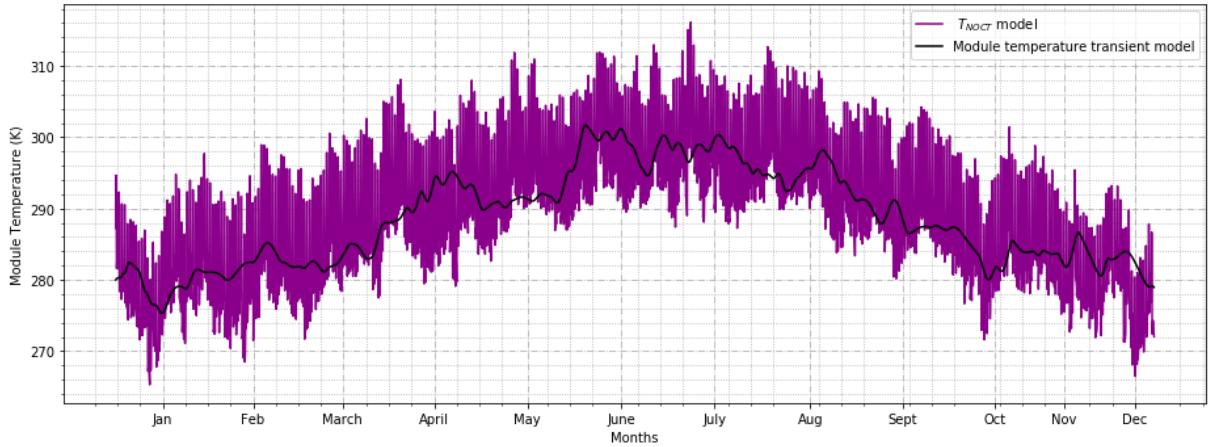


Figura 16. Evaluación modelo de temperatura T_{NOCT} respecto al transitorio

cativos. El error relativo promedio de los datos obtenidos es igual a **2.02 %**, con un error máximo del **8.32 %** y un error mínimo del **0.0003 %**.

Según los resultados obtenidos, se puede afirmar que los tres modelos se acercan a los resultados del modelo transitorio, por lo tanto cualquiera va a calcular valor de temperatura precisos. Para seleccionar un modelo respecto otro, se recomienda realizar una evaluación del costo computacional, el cual esta relacionado con el tiempo de ejecución. Se calculan los tiempos para cada uno de estos modelos cambiando el tiempo a modelar, los resultados que se muestran en la Tabla 7 y en la Figura 18.

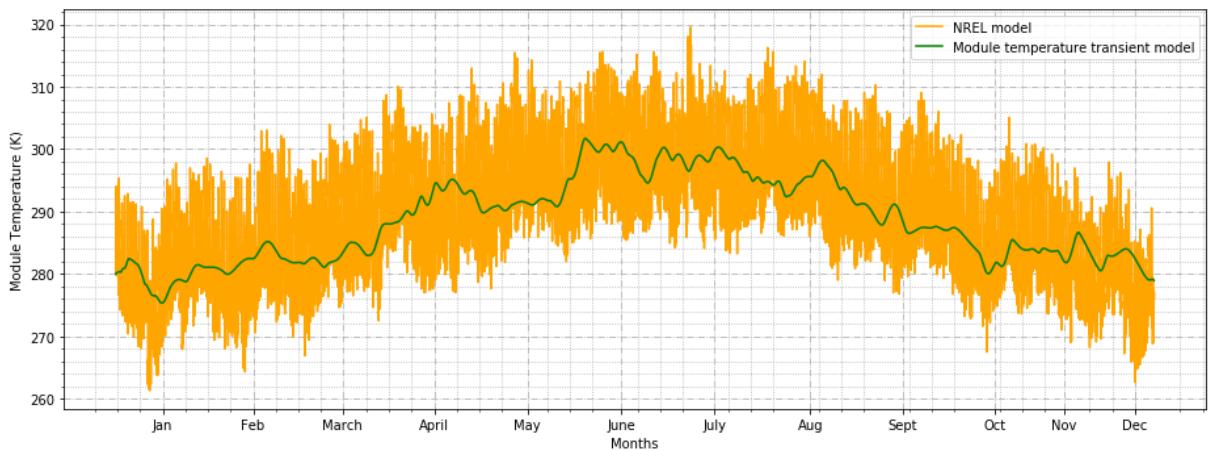


Figura 17. Evaluación modelo empírico NREL respecto al transitorio

Tabla 7. Tiempos de ejecución modelos para calcular la temperatura del modulo.

Modelo	Tiempo de ejecución un año (S)	Tiempo de ejecución 10 años (S)	Tiempo de ejecución 25 años (S)
Dinámica de fluidos transitoria	0.660269	2.24152	9.267047
Dinámica de fluidos estacionaria	0.097702	1.12097	4.90853
T_{NOCT}	0.004985	1.00485	3.04247
Empírico NREL	0.000991	1.000536	3.42055

Al analizar los resultados se evidencia que el menor costo computacional lo tiene el modelo empírico desarrollado por NREL; contrastándolo con el modelo que considera la dinámica de fluidos de forma transitoria, que tiene el mayor tiempo. Igualmente, se evidencia que a medida que se desea modelar un mayor número de años, el tiempo de ejecución aumenta exponencialmente. Esta tendencia se debe a que los modelos que consideran la dinámica de fluidos requieren de la realización de un mayor número de operaciones con respecto a los otros dos; igualmente, las funciones de estos dos modelos no están vectorizadas, lo cual también aumenta el tiempo de ejecución.

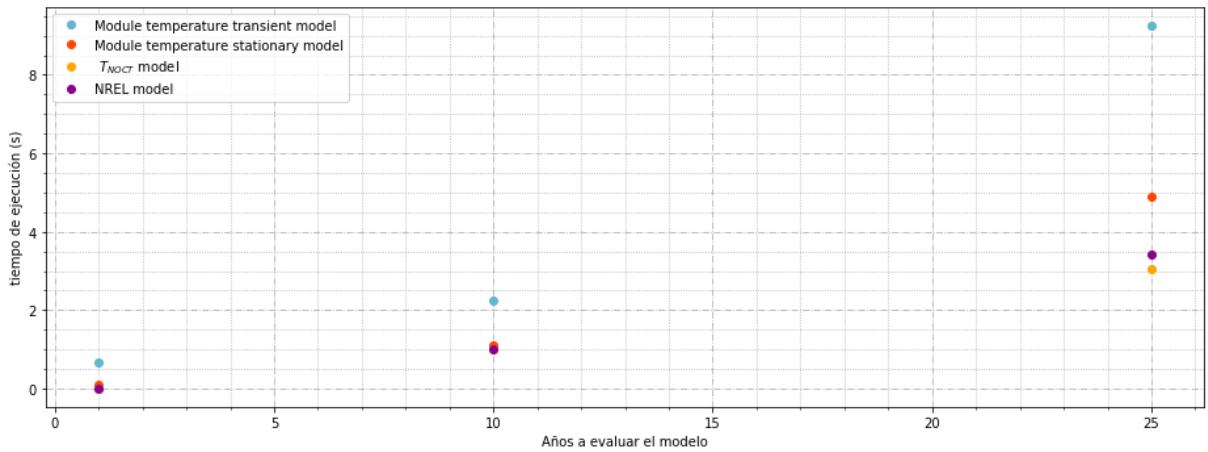


Figura 18. Tiempo de ejecución de los diferentes modelos de temperatura del módulo al variar el tiempo a modelar

5.4.3. Análisis de los modelos para calcular la potencia DC del sistema

Para el análisis de la potencia DC producida por el sistema, se comprara el modelo simplificado respecto al que considera los efectos espectrales (con las mismas condiciones ambientales y técnicas que las descritas en la sección 5.4.2), así como se muestra en la Figura 19. En los resultados se evidencia que la potencia predicha por el modelo simplificado es mayor, lo anterior se esperaba ya que las consideraciones espectrales y ópticas son causantes de perdidas de potencia en el sistema.

El error relativo promedio del modelo simplificado respecto al que considera los efectos espectrales y ópticos ¹¹ es de **22.5 %**, con un error máximo del **94.09 %** y un error mínimo del **0 %**. Adicional al error relativo entre los dos modelo, es relevante conocer el efecto que tiene su uso sobre la energía producida por el sistema, esto se profundizara en la sección 5.4.5.

Para evaluar mejor las ventajas de un modelo respecto al otro, se realiza un análisis del costo computacional de los dos modelos. Se mide el tiempo de ejecución de las funciones

¹¹Se supone que consideraciones espectrales y ópticas permiten que este modelo se acerque más a la realidad

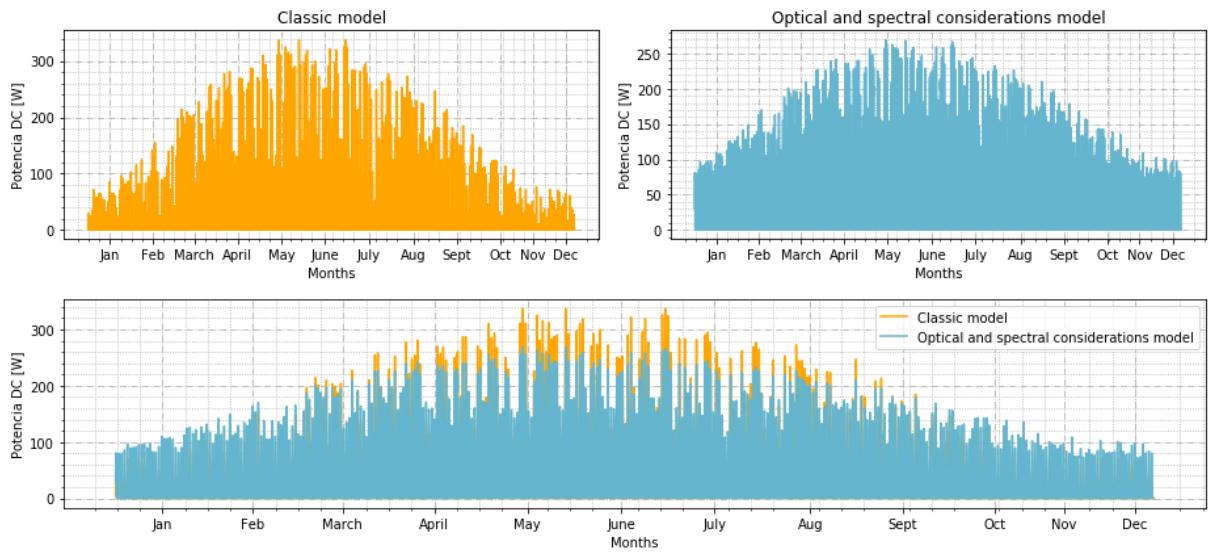


Figura 19. Evaluación modelo de producción DC

que realizan cada uno de los modelos para diferentes tiempos de predicción de potencia.

Tabla 8. Tiempos de ejecución modelos para predecir .

Modelo	Tiempo de ejecución un año (S)	Tiempo de ejecución 10 años (S)	Tiempo de ejecución 25 años (S)
Modelo simplificado	0.000036	1.0042	2.8253
Modelo con las consideraciones espectrales y ópticas	0.000058	1.00007	2.4184

En la [Tabla 8](#) y en la [Figura 20](#) se evidencia que el modelo simplificado requiere de un mayor tiempo que el que tiene en cuenta los efectos ópticos y espectrales, sin embargo la diferencia no es significativa. Las principales causas por las que el modelo simplificado emplea mayor tiempo de ejecución es que en este hay un mayor numero de operaciones, debido a que se deben implementar más ecuaciones; y que en este las funciones no están vectorizadas.

Se evidencia el modelo tiene en cuenta los efectos ópticos y espectrales es preciso y su

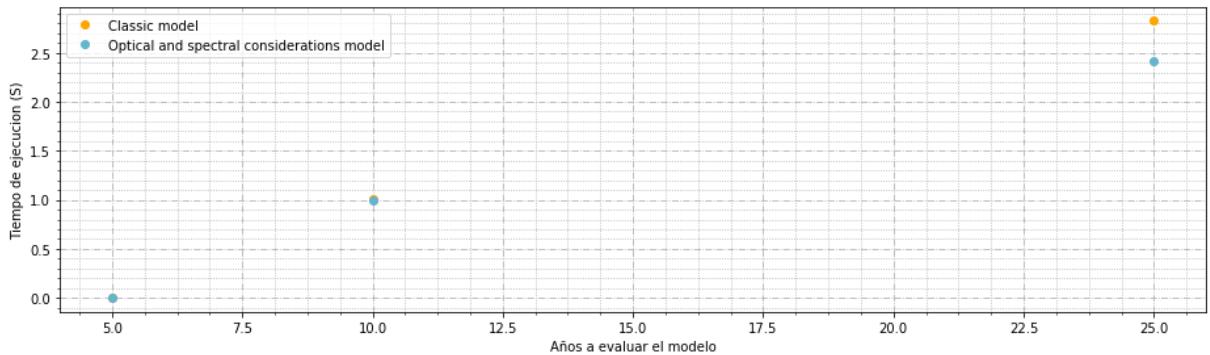


Figura 20. Tiempo de ejecución de los diferentes modelos para predecir la potencia DC al variar el tiempo a modelar.

costo computacional es más bajo respecto al otro modelo, sin embargo, se debe considerar que para poder ejecutar este modelo es necesario contar con todos los parámetros expuestos en la [Tabla 4](#); muchas de esta información no se encuentran en las fichas técnicas convencionales, por lo tanto, sera necesario acudir al fabricante para conocer sus respectivos valores.

5.4.4. Análisis de los modelos para calcular la potencia AC del sistema.

En esta sección se compara el modelo que considera solo la eficiencia del inversor (simplificado) con respecto al que considera el consumo energético de este y su posible saturación [12](#).

En primer lugar se analizan los dos modelos con las misma condiciones geográficas, ambientales y técnicas utilizadas en las secciones anteriores, se adiciona el inversor .^ABB micro inverter system MICRO-0.25/0.3/0.3HV-I-OUTD 0.25kW to 0.3kW cuyas características técnicas se encuentran en referencia [\[24\]](#) [13](#). Los resultados obtenidos se muestran en la [Figura 21](#), en donde se evidencia que el error relativo promedio del modelo simple respecto

¹²Para el análisis de estos dos modelos se hace uso de los resultados obtenidos por el modelo de predicción de potencia DC que considera los efectos ópticos y espectrales.

¹³La llave de este inversor en la base de datos es: ABB_MICRO_0_25_I_OUTD_US_208_208V_CEC_2014.

al que considera el consumo energético del inversor y su posible saturación es del **15.25 %**, con un máximo del **23.69 %** y un mínimo del **9.24 %**.

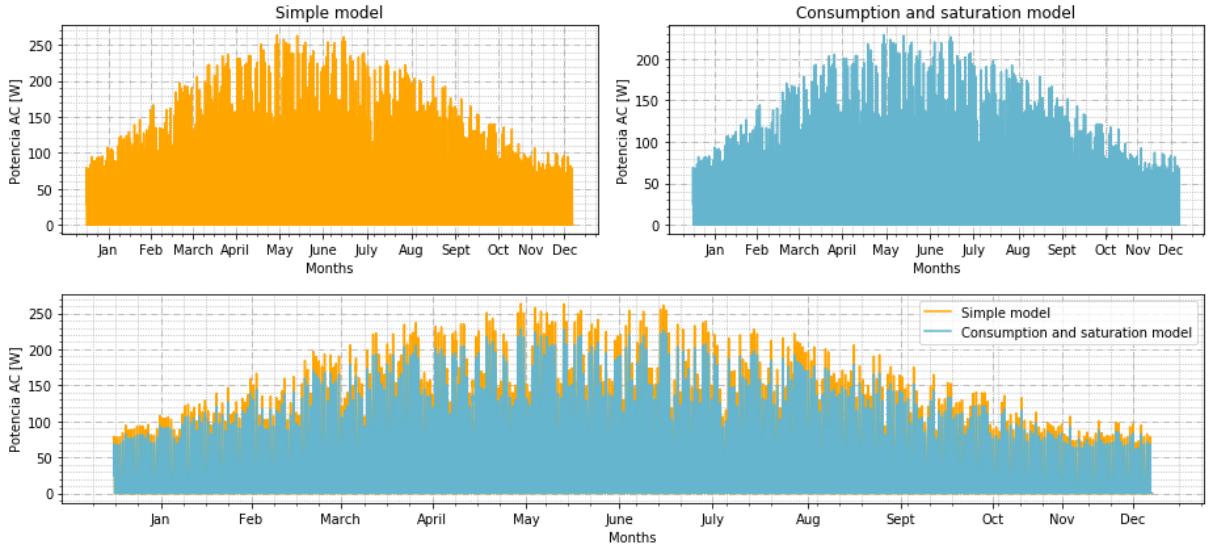


Figura 21. Primera comparación modelos para calcular la potencia AC del sistema.

Luego, se analiza el comportamiento de los modelos mantenido las mismas condiciones anteriores, con la diferencia que se modifica el tamaño del sub arreglo a uno 2x5 en lugar de uno 1x1. El resultado de la potencia AC al realizar este cambio se muestra en la [Figura 22](#). En esta figura es evidente que el cambio de arquitectura realizado causó saturación en el inversor, lo anterior se debe a que la potencia DC a transformar es superior a la el inversor en capaz de transformar (254 W). El modelo simplificado no tiene en cuenta la condición de saturación del inversor, lo que genera una visible diferencia en el valor de la potencia AC producida por el el sistema al usar este modelo. En este caso el error relativo promedio del modelo simple respecto al que considera el consumo energético del inversor y su posible saturación es del **136.72 %**, con un máximo del **273.04 %** y un mínimo del **3.51 %**.

Finalmente, se examinan los resultados al volver a usar el tamaño del sub arreglo a 1x1, pero cambiando el inversor al Inverter PVS-100 (480 V), cuyas características técnicas se se pueden encontrar en la referencia [25]¹⁴. Los resultados de esta modificación se muestran

¹⁴La llave de este inversor en la base de datos es:Perfect_Galaxy__PVS_100__480V__480V__CEC_2018.

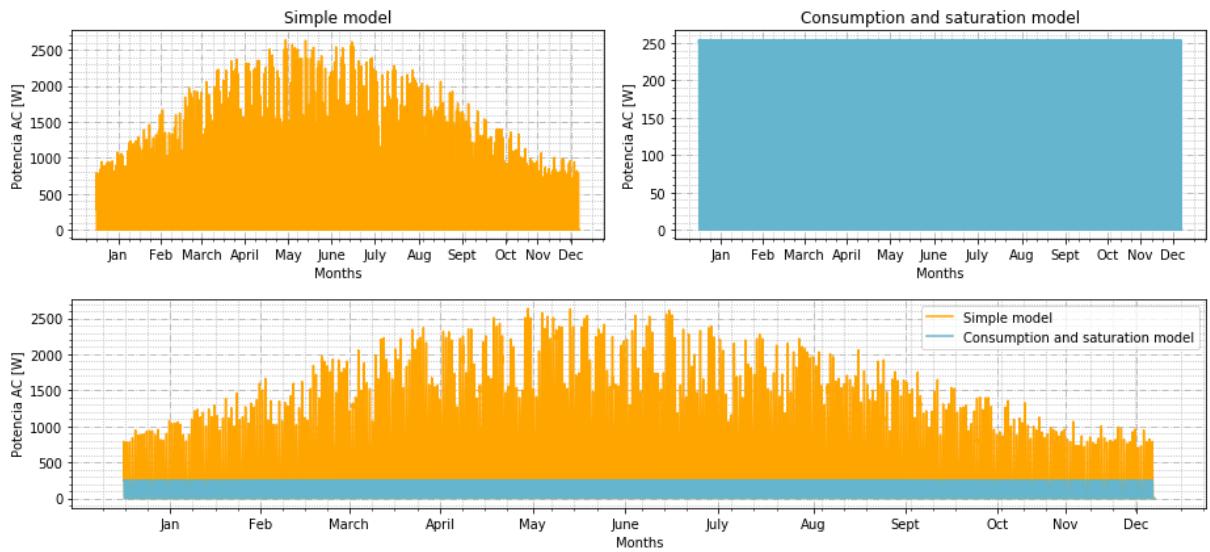


Figura 22. Segunda comparación modelos para calcular la potencia AC del sistema (saturación).

en la [Figura 23](#), donde se evidencia una diferencia significativa en los valores de la potencia, en particular por la presencia de valores negativos. Los valores de la potencia por debajo de cero que se presentan con el modelo que considera el consumo energético del inversor y su posible saturación, son causa de que el consumo energético del inversor es mayor a la energía capaz de transformar el sub arreglo, por lo tanto estos resultados se pueden tipificar como perdidas. En este caso el error relativo promedio del modelo simple respecto al que considera el consumo energético del inversor y su posible saturación es del **362.11 %**, con un máximo del **2999.62 %** y un mínimo del **20.82 %**.

Al analizar los tres casos, se evidencia que si la arquitectura y las características técnicas del sistema fotovoltaico no causan saturación del inversor o el perdidas por su consumo, el error entre los modelos es razonable; de lo contrario el error esta por encima del 100 %, por lo tanto el modelo diferirá significativamente de los datos reales.

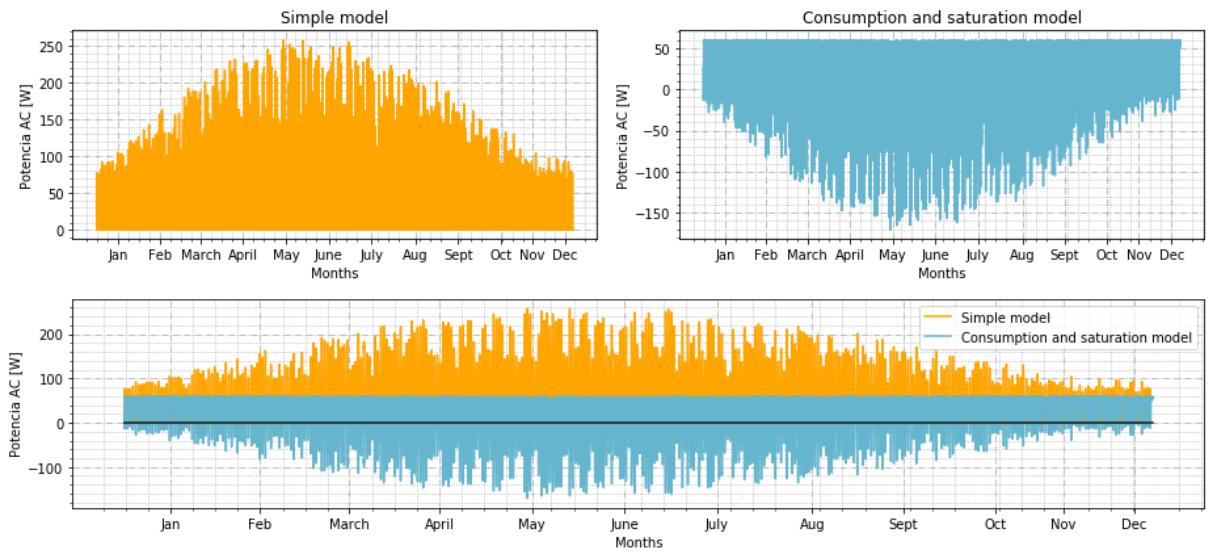


Figura 23. Tercera comparación modelos para calcular la potencia AC del sistema (perdidas por consumo).

5.4.5. Análisis de la producción energética considerando las perdidas.

Para analizar y comparar la producción energética calculada por el modelo computacional desarrollado, se hace uso de datos de modelos ya existentes, cuyas características geográficas, ambientales, de arquitectura y técnicas, se muestran a continuación:

1. Parque solar ubicado Pennington, NJ, Estados Unidos: Esta planta fue instalada en noviembre de 2014, y desde entonces monitoreada por la compañía SolarEdge. Los datos de la ubicación geográfica se muestran en la [Tabla 9](#).

El sistema esta compuesto por 19 paneles SolarWorld SW plus 275 mono, conectados en dos filas a un inversor SolarEdge SE10000, esta organización se muestra en la [Figura 25](#). De los paneles es importante mencionar su posición: $A_m = 170^\circ$ y $\theta_m = 35^\circ$.

Tabla 9. Características geográficas Pennington [7]

Característica	Valor
Lugar	Pennington,NJ (Estados Unidos)
ϕ	40.3339 °
λ_0	-74.7944 °
γ	66 m
Time zone	America/New_York
Temperatura ambiente promedio en verano	25 °C
Temperatura ambiente promedio en invierno	3 °C
velocidad del viento promedio	7 $\frac{Km}{h}$

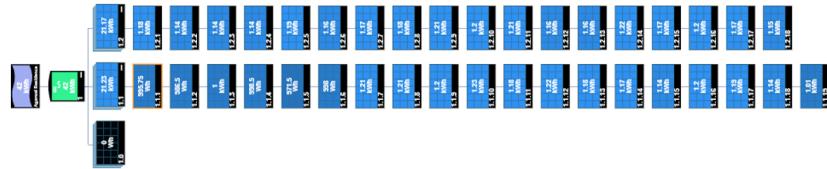


Figura 24. Organización lógica del sistema fotovoltaico Pennington,NJ [7].



Figura 25. Organización física del sistema fotovoltaico Pennington,NJ [7].

Los datos de la energía producida mensualmente en el año 2018 reportados por SolarEdge se muestra en la [Figura 26](#) y en la [Tabla 10](#).

Tabla 10. Producción energética mensual en el año 2018 del sistema fotovoltaico Pennington,NJ [7].

Mes	Producción energética (MWh)
Enero	0.894
Febrero	0.739
Marzo	1.196
Abril	1.211
Mayo	1.202
Junio	1.286
Julio	1.452
Agosto	1.333
Septiembre	0.848
Octubre	0.981
Noviembre	0.76
Diciembre	0.706

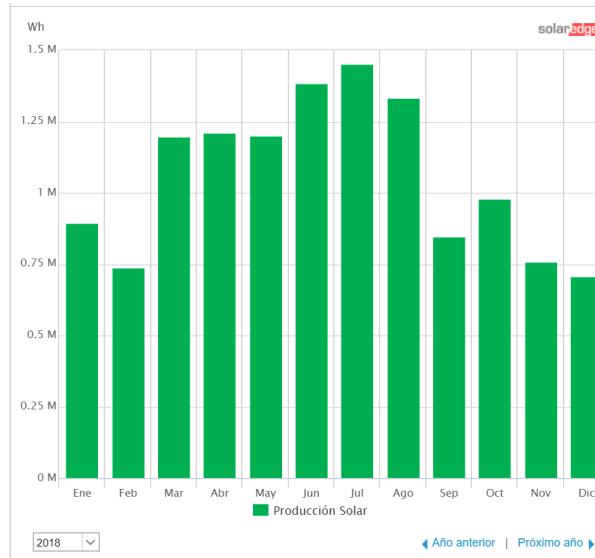


Figura 26. Producción energética mensual en el año 2018 del sistema fotovoltaico Pennington,NJ [7].

2. Parque solar fotovoltaico ubicado en Sicklerville, NJ, Estados Unidos: Esta planta fue instalada en octubre de 2014, y desde entonces monitoreada por la compañía SolarEdge. Los datos de la ubicación geográfica se muestran en la [Tabla 11](#).

El sistema esta compuesto por tres sub arreglos de paneles. El primero tiene 18 paneles, todos en una misma fila; el segundo contiene 38 paneles, los cuales esta organizados en dos filas; y el tercero 47 paneles, organizados en tres filas. Los 103 paneles del sistema son SolarWorld SW plus 275 mono, y cada sub arreglo cuenta con un inversor SolarEdge SE10000. La organización lógica del sistema se muestra en la [Figura 27](#). De los paneles es importante mencionar su posición: $A_m = 280^\circ$ y $\theta_m = 17^\circ$.

Tabla 11. Características geográficas Sicklerville,NJ [8].

Característica	Valor
Lugar	Sicklerville, NJ (Estados Unidos)
ϕ	39.7354 °
λ_0	-74.9864 °
γ	43 m
Time zone	America/New_York
Temperatura ambiente promedio en verano	25 °C
Temperatura ambiente promedio en invierno	4 °C
velocidad del viento promedio	3 $\frac{Km}{h}$



Figura 27. Organización lógica del sistema fotovoltaico Sicklerville,NJ [8].

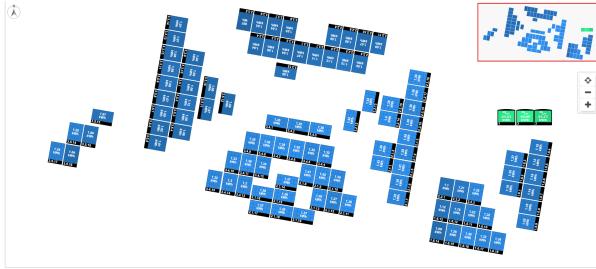


Figura 28. Organización física del sistema fotovoltaico Sicklerville,NJ [8].

Los datos de la energía producida mensualmente en el año 2018 reportados por SolarEdge se muestra en la [Figura 29](#) y en la [Tabla 12](#).

Tabla 12. Producción energética mensual en el año 2018 del sistema fotovoltaico Sicklerville,NJ [8].

Mes	Producción energética (MWh)
Enero	1.512
Febrero	1.536
Marzo	2.502
Abril	3.379
Mayo	3.413
Junio	3.825
Julio	4.077
Agosto	3.486
Septiembre	2.134
Octubre	2.061
Noviembre	1.461
Diciembre	1.228

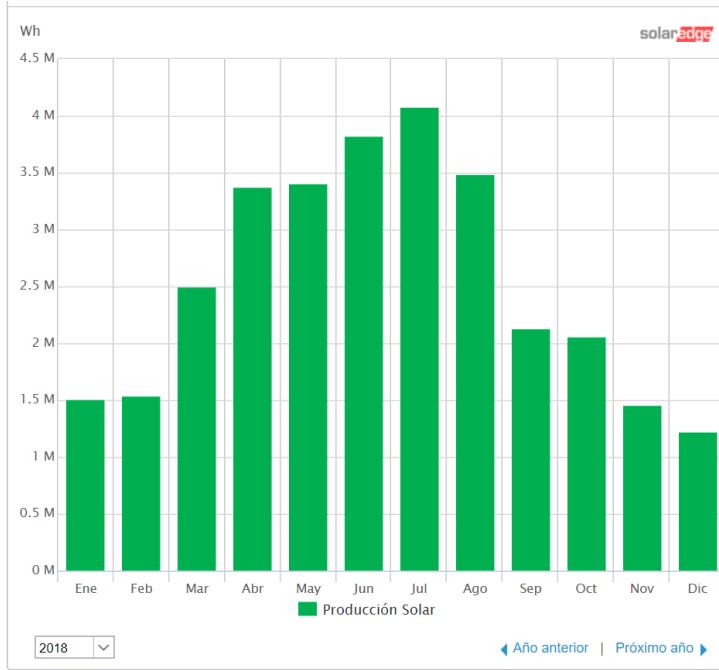


Figura 29. Producción energética mensual en el año 2018 del sistema fotovoltaico Sicklerville,NJ [8].

3. Parque solar fotovoltaico ubicado de la Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia: Este sistema esta ubicado en la edificio W de la universidad de los andes. Las características climáticas y geográficas de la ubicación se presentan en la [Tabla 13](#).

Tabla 13. Características geográficas Bogotá D.C

Característica	Valor
Lugar	Bogotá D.C (Colombia)
ϕ	4.6097100°
λ_0	-74.0817500 °
γ	2630 m
Time zone	AmericaBogota
Temperatura ambiente promedio	14 °C [26]
velocidad del viento promedio	8.2 $\frac{Km}{h}$ [26]

Este sistema está compuesto por tres micro-inversores cada uno con tres arreglos cada uno con 13 paneles Panasonic STD 255 W en serie, así como se muestra en la Figura 30. La organización física de este sistema se muestra en la Figura 31.

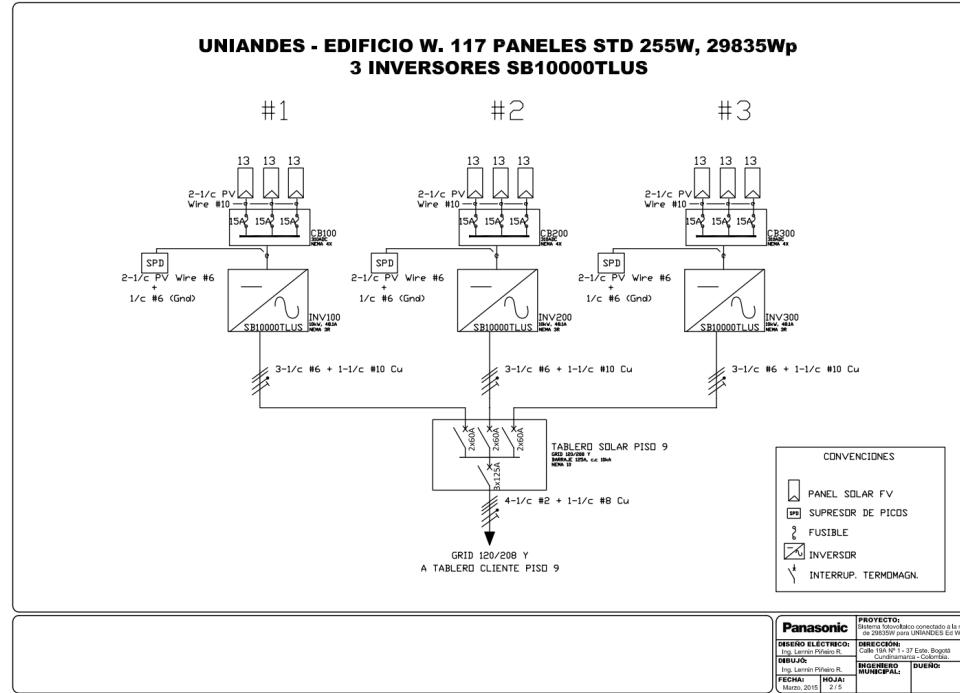


Figura 30. Organización lógica del sistema fotovoltaico Bogotá, Colombia

En cuanto a la producción energética monitoreada por la Universidad de los Andes desde diciembre de 2017 hasta octubre de 2018, junto a las predicciones realizadas por la organización, se muestran en la Tabla 14 y la Figura 32. Adicionalmente, la universidad presenta un informe detallado con el Anexo 8.1

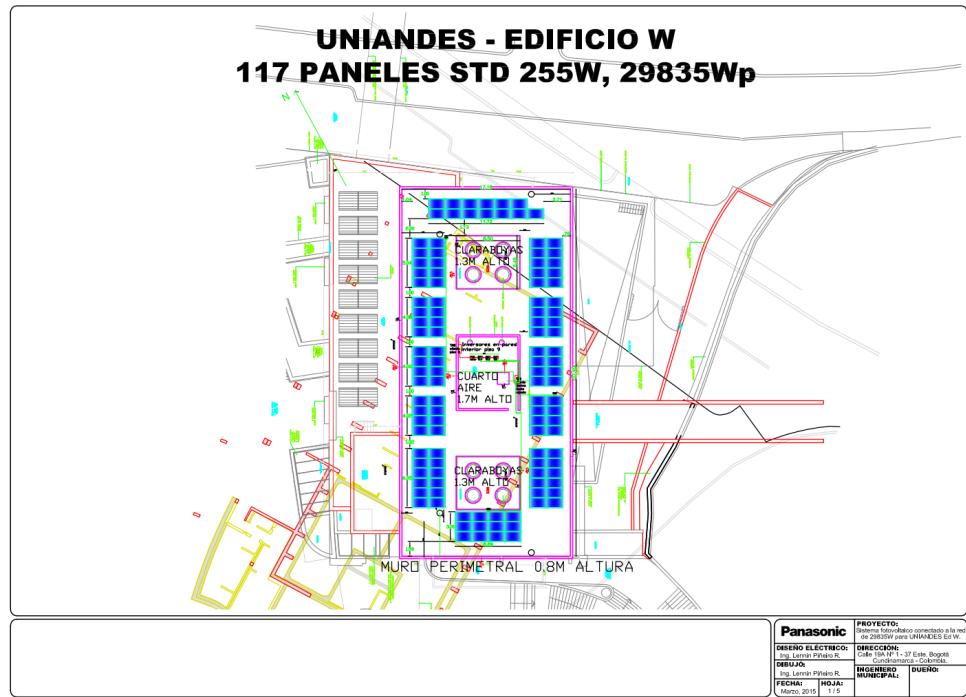


Figura 31. Organización física del sistema fotovoltaico Bogotá, Colombia

Tabla 14. Producción energética mensual en el año 2018 del sistema fotovoltaico Bogotá, Colombia.

Mes	Producción energética (kWh)	Predicciones Uniandes (kWh) ^a
Diciembre	624.14	2312.69
Enero	996.91	1245.25
Febrero	877.52	1152.78
Marzo	960.92	1088.67
Abril	1814.84	2461.9
Mayo	2476.19	2698.84
Junio	2762.09	2665.79
Julio	2857.82	2867.7
Agosto	3240.86	3018.29
Septiembre	3065.84	2977.9
Octubre	817.79	934.29

^a La información de esta tabla fue suministrada por Néstor Vera Orosco, Jefe de Mantenimiento e
70 Infraestructura

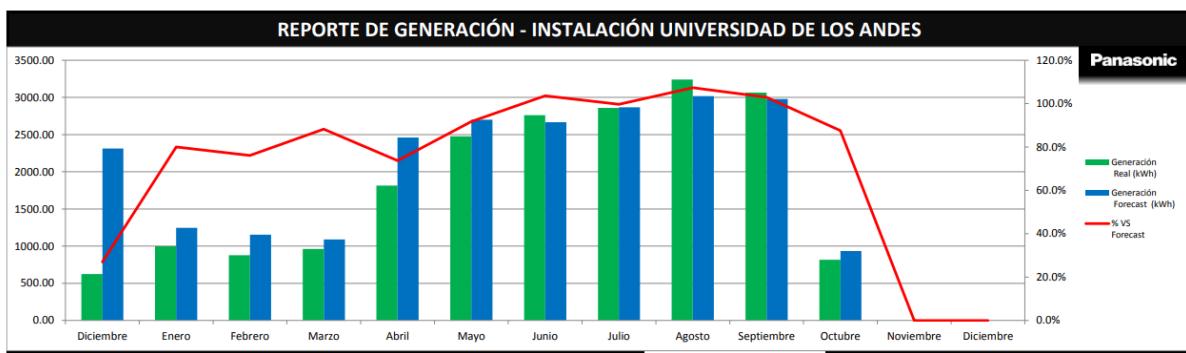


Figura 32. Producción energética mensual en el año 2018 del sistema fotovoltaico Bogotá D.C

Ahora se mostraran los resultados de la producción energética haciendo uso de los dos modelos para calcular la potencia DC, y se compararan los datos reales de los sistemas ya existentes expuestos anteriormente.

Los resultados obtenidos para el parque ubicado en Pennington,NJ se muestran en la [Figura 33](#). En esta gráfica se puede evidenciar que el modelo computacional, sin importar el modelo para calcular la potencia DC, se acerca a los valores reales de energía; el modelo que considera los efectos ópticos y espectrales tiene un error relativo promedio respecto a los datos reales del **14 %**, mientras que el modelo simple tiene un error relativo promedio respecto a los datos reales del **21 %**, en la [Tabla 15](#) se detalla el error de cada mes.

Tabla 15. Errores relativos de cada mes entre la producción energética real y la calculada del parque de Pennington,NJ.

Mes	Error relativo (modelo sencillo)	Error relativo (modelo con consideraciones ópticas y espectrales)
Enero	21 %	7 %
Febrero	22 %	14 %

Continua en la siguiente pagina

Tabla 15 – *Continuación de la pagina anterior*

Mes	Error relativo (modelo sencillo)	Error relativo (modelo con consideraciones ópticas y espectrales)
Marzo	21 %	13 %
Abril	23 %	15 %
Mayo	20 %	12 %
Junio	22 %	21 %
Julio	23 %	29 %
Agosto	20 %	23 %
Septiembre	21 %	14 %
Octubre	22 %	6 %
Noviembre	22 %	5 %
Diciembre	20 %	9 %

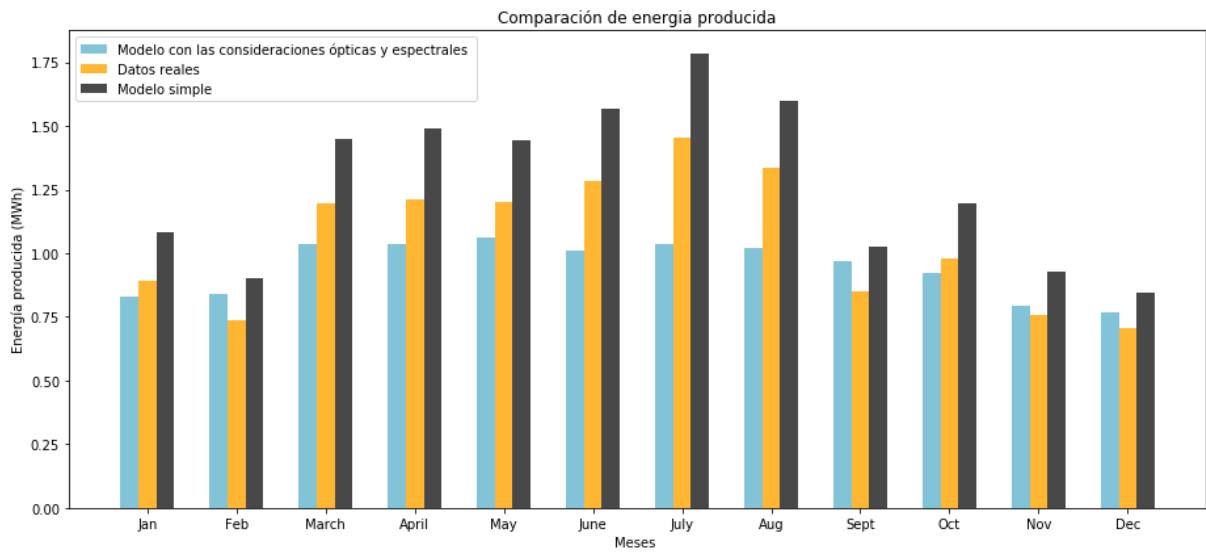


Figura 33. Comparación de la producción energética mensual en el año 2018 obtenidos con el modelo computacional desarrollado versus los datos reales del parque de Pennington,NJ.

Los resultados al modelar el parque ubicado en Sicklerville,NJ se muestran en la [Figura 34](#). Los errores relativos promedio para el modelo que considera los efectos espectrales y ópticos y para el modelo simplificado con respecto a los valores reales son **21 %** y **28 %**, respectivamente. Los errores para cada mes analizado se muestran en la [Tabla 16](#).

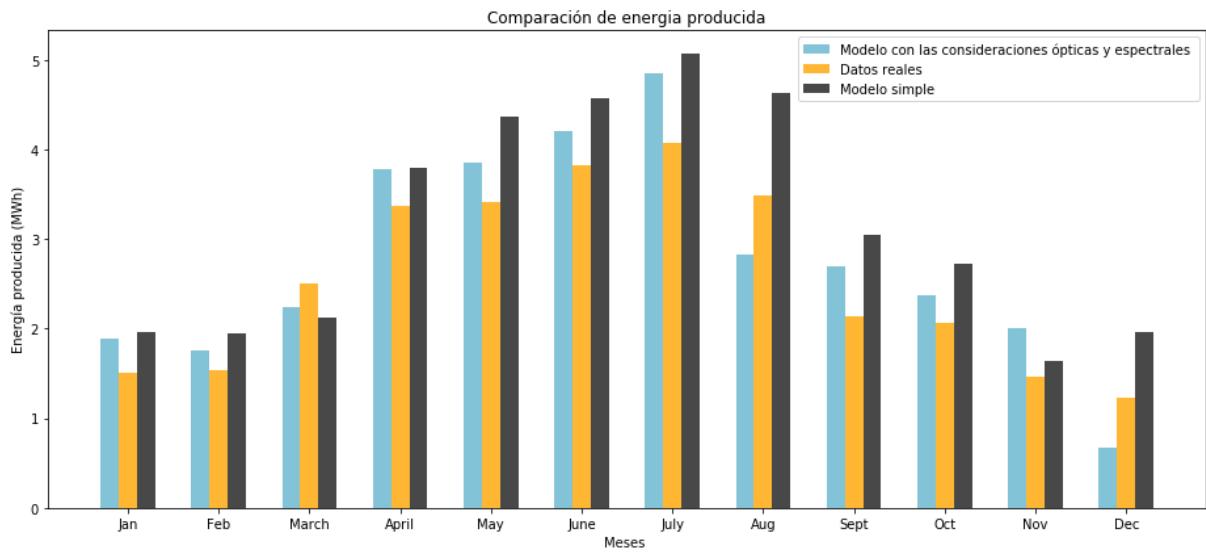


Figura 34. Comparación de la producción energética mensual en el año 2018 obtenidos con el modelo computacional desarrollado versus los datos reales del parque de Sicklerville,NJ.

Tabla 16. Errores relativos de cada mes entre la producción energética real y la calculada del parque de Sicklerville,NJ.

Mes	Error relativo (modelo sencillo)	Error relativo (modelo con consideraciones ópticas y espectrales)
Enero	29 %	25 %
Febrero	27 %	14 %
Marzo	15 %	10 %
Abril	12 %	12 %
Mayo	28 %	13 %
Junio	20 %	10 %
Julio	25 %	19 %

Continua en la siguiente pagina

Tabla 16 – Continuación de la pagina anterior

Mes	Error relativo (modelo sencillo)	Error relativo (modelo con consideraciones ópticas y espectrales)
Agosto	33 %	19 %
Septiembre	43 %	27 %
Octubre	33 %	15 %
Noviembre	12 %	38 %
Diciembre	60 %	45 %

Después de modelar el parque solar de la Universidad de los Andes, haciendo uso solamente del modelos que considera los efectos espectrales y ópticos, se obtienen los resultados ilustrados en la gráfica de la [Figura 35](#). El error relativo promedio con respecto a los datos reales es del **122 %**,el error mes a mes se muestra en la

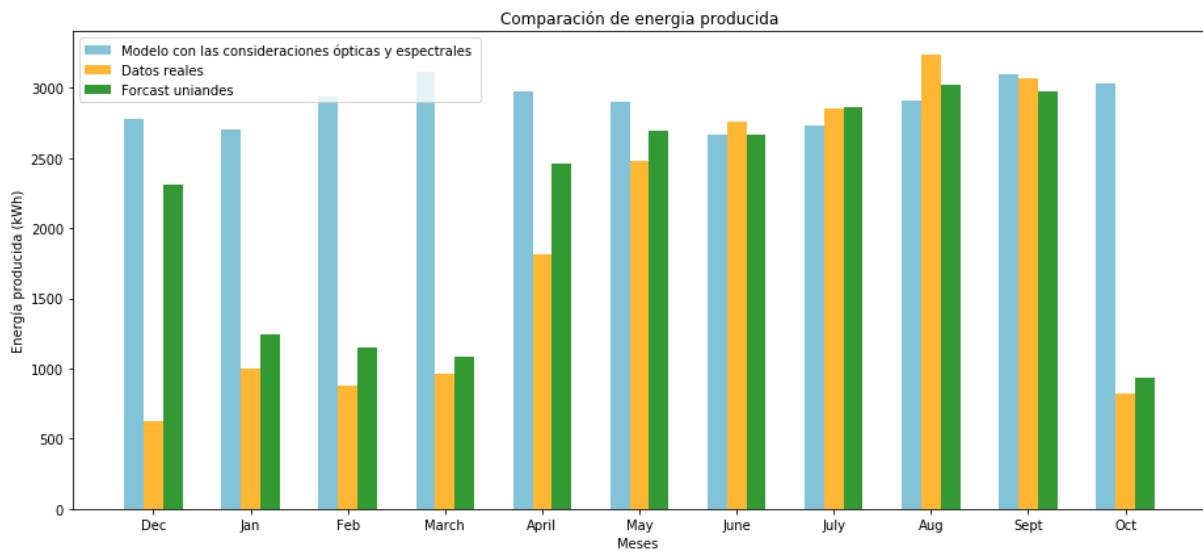


Figura 35. Comparación de la producción energética mensual en el año 2018 obtenidos con el modelo computacional desarrollado versus los datos reales del parque de Bogotá D.C.

Tabla 17. Errores relativos de cada mes entre la producción energética real y la calculada del parque de Bogotá D.C.

Mes	Error relativo datos reales	Error relativo predicciones Uniandes
Diciembre	345 %	20 %
Enero	171 %	117 %
Febrero	235 %	155 %
Marzo	224 %	186 %
Abril	64 %	21 %
Mayo	17 %	8 %
Junio	4 %	0.09 %
Julio	4 %	5 %
Agosto	10 %	3 %
Septiembre	1 %	4 %
Octubre	271 %	225 %

Después de analizar los resultados y los valores de los errores relativos calculados en cada caso, se logra afirmar que los valores de energía calculados modelo computacional, implementado en este proyecto, tienen el mismo orden de magnitud que los valores reales. Igualmente, se evidencia que el comportamiento de la producción energética en el tiempo calculado se asemeja a el monitorizado de los sistemas ya existentes; exceptuando para algunos meses del modelo de la Universidad de los Andes. Con la información obtenida no es posible saber si el modelo subestima o sobreestima los resultados, lo anterior ya que en algunos meses la energía calculada esta por encima de la real y otros por debajo. Se presume que una de las principales causas de lo anterior es que las perdidas no son calculadas, ya que no se conocen las condiciones específicas del sistema; para estimar las perdidas se usa el el porcentaje sugerido por NREL (revisar [Figura 8](#)).

Del error relativo calculado es importante mencionar que es consecuencia de la acumulación de los errores de cada uno de los modelos utilizados en la diferentes etapas para conocer la energía del sistema (revisar sección 5.3 y/o Figura 12), junto con los errores causados por las suposiciones por la falta de información, por ejemplo: i) se supone una misma temperatura ambiente todos los días de verano y otra para los días de invierno ii) la velocidad del viento es la misma para cada instante de tiempo calculado iii) las perdidas son constantes. Estas suposiciones son más criticas y aumentan el error relativo en las ubicaciones más alejadas del ecuador, debido a que, en estas zonas las propiedades climáticas están sometidas a los radicales cambios de estaciones. No obstante, es importante mencionar que la suposiciones climáticas expuestas se realizan por la falta de información, no por que no el modelo no sea capaz de hacer un procesamiento más específico.

De los resultados del error relativo de los dos modelos de potencia DC se evidencia que a media que el tamaño del parque a analizar es mayor el error también incrementa. Una posible causa de lo anterior es que como cada sub-arreglo se modela de forma independiente, y luego se suma la energía de cada uno de ellos, hay una acumulación de error de cada vez que se computa la energía de un sub-arreglo. Con la cantidad de sistemas fotovoltaicos analizados no es posible determinarla tendencia de crecimiento del error relativo.

Al comparar y estudiar el efecto, sobre el resultado de la energía producida por un sistema, de los dos modelos para calcular la potencia DC expuestos en este proyecto, se refleja que hay una mayor exactitud al utilizar el modelo que considera los efectos ópticos y espectrales; lo anterior era esperarse, debido a que entre más consideraciones físicas tenga un modelo, los resultados se acercaran más a la realidad. Sin embargo, al revisar el error de cada mes, se observa que la desviación es mayor para el modelo que se considera los efectos ópticos y espectrales. Se presume que una de las causas de lo anterior, es que que el modelo matemático, en particular los polinomios de grado 4 (revisar ecuación 38 y 39), es mas sensible a los cambios.

De los resultados del parque de la Universidad de los Andes es importante mencionar

que los meses en los que la planta presenta problemas (revisar Anexo 8.1) el error relativo supera el 100 %, mientras que en los meses que el sistema opera sin problema el error relativo promedio es del **6.7 %**. Al comparar los resultados con respecto a las predicciones realizadas por la universidad se evidencia que también hay una alta desviación en el valor del error relativo; para conocer o suponer las causas de este error se debe alcance al modelo utilizado por la universidad. Para modelar los posibles daños que se presentan en el sistema se debería un modelo de degradación en el tiempo, el cual contenga los imprevistos que se puedan presentar de forma probabilística.

6. Conclusiones

En esta sección se presentaran las conclusiones del proyecto, al considerar los resultados y el análisis expuestos en la sección [5.4](#).

Lo primero que se puede concluir del proyecto esta relacionado con el uso del modelo clear sky para calcular la irradiación que recibe el modulo; se logro afirmar que este modelo es capaz de predecir el comportamiento de forma continua de la irradiación sobre el modulo, y que los valores pronosticados son cercanos a los reales, en particular en los picos. La principal causa de las pocas variaciones en el tiempo del modelo clear sky es que este no considera los cambios de la nubosidad ni de otros efectos climáticos; estas variaciones se modelan principalmente con modelos probabilísticos.

Después de comparar los resultados los diferentes modelos para conocer la temperatura del modulo, se logró evidenciar que el error relativo promedio no es significativamente diferente entre estos y que este valor es menor al 2% ; por lo anterior, esta variable no es decisiva en la selección del modelo. Adicionalmente, se evaluó el costo computacional de cada modelo, dando como resultado que el modelo que requiere menor tiempo de ejecución es el empírico, y a medida que el modelo evalúa más años el tiempo de ejecución aumenta exponencialmente.Según lo mencionado, se puede concluir que lo más conveniente es usar el modelo empírico, siempre y cuando se tenga la información de los parámetros a y b que pide el modelo (revisar ecuación [27](#)), de lo contrario se recomienda hacer uso del modelo lineal de la temperatura NOCT, el cual también tiene un bajo costo computacional.

Al analizar los resultados de los modelos de la potencia DC se evidencia que el error relativo entre los dos modelos no supera el 23 %. Igualmente, se evidenció que el despeño computacional es similar en los dos modelos, sin embargo tiene un menor tiempo de ejecución el modelos que considera los efectos ópticos y espectrales. Una de las principales causas de la diferencia en el tiempo de ejecución es que el modelo simple no cuenta con funciones vectorizadas. Después de revisar estos modelos, se estudia el efecto del uso de

estos modelos en el resultado de la energía producida, se logra afirmar que el error relativo promedio respecto a los datos reales es menor para el modelo que considera los efectos ópticos y espectrales, no obstante su desviación es mayor. A pesar de que el modelo simple es menos exacto, este tiene la ventaja que los parámetros de entrada se encuentran con facilidad en la ficha técnica del panel.

Con los resultados de los modelo del inversor DC/AC implementados se logra concluir que el modelo simple solo se acerca a los datos reales, si el diseñador asegura que no se presentara saturación, y que el consumo del inversor es menor al de es capaz de producir el arreglo de paneles.

Finalmente, en cuanto a la predicción de la energía producida se puede afirmar que el modelo es exacto, ya que tiene una alta cercanía a los datos reales de los parques analizados. No obstante, se evidencia que entre más grande sea el parque (mayor número de sub-arreglos) el error relativo también aumenta. No es posible concluir como es el comportamiento del aumento del error, ya que no hay suficientes datos para generar una relación certera. Se presumen diferentes causas que le dan origen al error la primera de ellas es que no hay suficiente información para considerar los cambios de temperatura y velocidad del viento dado por las estaciones, los valores para las perdidas son constantes, no se implemento un modelo de degradación, y la acumulación de error de los diferentes modelos de cada una de las etapas del flujo de información.

7. Trabajo a seguir

A lo largo de este documento se ha expuesto los diferentes aspectos positivos y aquellos por mejorar del modelo. En esta sección se sugerirán puntos específicos necesarios para continuar y mejorar con el desarrollo de este proyecto.

Lo primero que se recomienda, para mejorar la precisión y exactitud del modelo, es implementar un modelo probabilístico que sea capaz de considerar la aleatoriedad de los cambios climáticos instantáneos, como por ejemplo la nubosidad. Esta mejora permitirá que se evidencien los cambios en un corto lapso de tiempo de la irradiación sobre el modulo, por lo tanto de todas aquellos valores que dependen de esta variable. Una demostración interesante, después de crear este modelo probabilístico, es comparar si la exactitud de la energía producida a una baja frecuencia de muestreo (1 min) es significativamente diferente usando o no el modelo.

Las funciones que contienen los modelos para conocer la temperatura del modulo, exceptuando la del modelo empírico, no están vectorizadas, por lo tanto se aumenta el costo computacional. Por lo anterior, se sugiere buscar una metodología, como por ejemplo, el uso de la librería Pandas, para mejorar el desempeño de estas funciones.

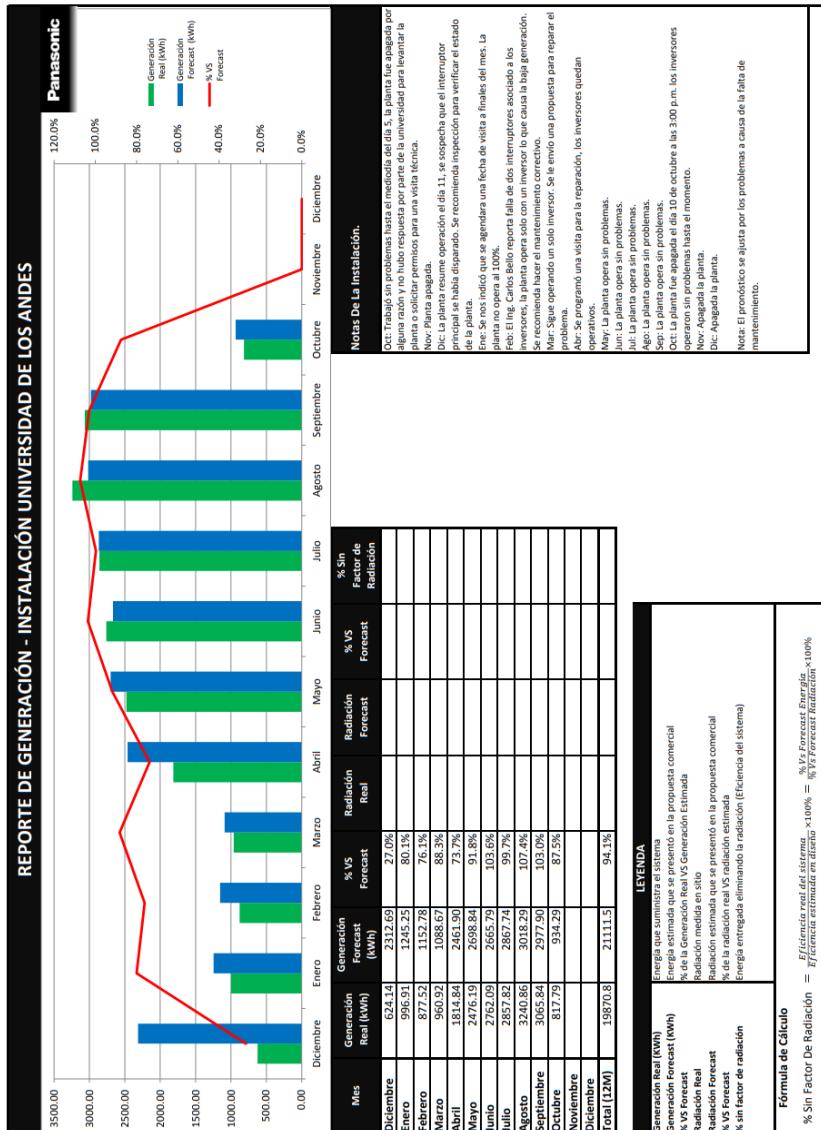
Un aspecto que le aportaría significativamente a este proyecto es comparar los datos con más parques solares fotovoltaicos, con el objetivo de lograr hacer suposiciones más precisas acerca de las causas del error. Para estas nuevas comparaciones, es de gran importancia tener los datos de temperatura en el tiempo, al igual que los de velocidad del viento, al igual una descripción detallada del funcionamiento de la vida útil del parque, con el objetivo de entender las condiciones técnicas en el lapso de tiempo que se quiere modelar el parque.

Igualmente, para complementar el modelo ya implementado, es ideal profundizar en el área de las perdidas. Lo anterior debido a que no se ha implementado un modelo que calcule las perdidas dependiendo de la diferentes causas de manera específica. Adicionalmente, se

evidencio que no se han considerado las posibles perdidas causadas por los cambios de alto voltaje en el momento de la distribución. Otro modelo que se recomienda implementar es el de degradación, ya que este permitirá acercarse a las perdidas energéticas causas por daños que se puedan presentar por la disminución de la eficiencia en el tiempo.

8. Anexos

8.1. Anexo A



Referencias

- [1] Primary energy | home | BP. [Online]. Available: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/primary-energy.html>
- [2] Solar energy | renewable energy | statistical review of world energy | energy economics | BP. [Online]. Available: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/renewable-energy/solar-energy.html>
- [3] “IEEE recommended criteria for terrestrial photovoltaic power systems,” pp. 0_1–.
- [4] J. Klaus, I. Olindo, A. H. Smets, A. v. S. René, and Z. Miro, *Solar energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems.* UIT Cambridge University.
- [5] D. Serverin and J. Freeman, “Integration, validation, and application of a PV snow coverage model in SAM.” [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68705.pdf>
- [6] J. S. Stein, W. F. Holmgren, J. Forbess, and C. W. Hansen, “PVLIB: Open source photovoltaic performance modeling functions for matlab and python,” in *2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, pp. 3425–3430. [Online]. Available: <https://ieeexplore-ieee-org.ezproxy.uniandes.edu.co:8443/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=7750303>
- [7] SolarEdge. Layout pennington nj. [Online]. Available: https://monitoringpublic.solaredge.com/solaredge-web/p/site/public?name=PenningtonNJ&fbclid=IwAR3EW8SWYzyUg0htCgfcAwIpTHKi0P1uywsIfoUx0z-wNr3M4_BdeV4oF1Y#/layout
- [8] ——. Layout sicklerville nj. [Online]. Available: <https://monitoringpublic.solaredge.com/solaredge-web/p/site/public?name=SicklervilleNJ#/layout>

- [9] M. Cordoba, R. Bosch, and K. Karthikeyan, “Photovoltaic system design: Tiny houses.”
- [10] S. MacAlpine and C. Deline, “Modeling microinverters and DC power optimizers in PVWatts.” [Online]. Available: <http://www.osti.gov/servlets/purl/1171792/>
- [11] C. Salvadores and J. Francisco, “SHADOWING EFFECT ON THE PERFORMANCE IN SOLAR PV-CELLS,” p. 72. [Online]. Available: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:823921/FULLTEXT01.pdf>
- [12] W. F. Holmgren and C. W. Hansen, “pvlib python: a python package for modeling solar energy systems.” [Online]. Available: <https://doi.org/10.21105/joss.00884>
- [13] W. F. Holmgren, R. W. Andrews, A. T. Lorenzo, and J. S. Stein, “PVLIB python 2015,” in *2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, pp. 1–5.
- [14] I. Reda and A. Andreas, “Solar position algorithm for solar radiation applications (revised).” [Online]. Available: <http://www.osti.gov/servlets/purl/15003974/>
- [15] P. Ineichen and R. P. G. Pérez, “A new airmass independent formulation for the linke turbidity coefficient,” 2001.
- [16] R. Perez, P. Ineichen, K. Moore, M. Kmiecik, C. Chain, R. George, and F. Vignola, “A new operational model for satellite-derived irradiances: description and validation,” *Solar Energy*, vol. 73, no. 5, pp. 307–317, 2002.
- [17] M. J. Reno, C. W. Hansen, and J. S. Stein, “2012) global horizontal irradiance clear sky models: Implementation and analysis,” in *SAND2012 - 2389, Sandia National Laboratories*.
- [18] UO SRML: Solar radiation basics. [Online]. Available: <http://solardat.uoregon.edu/SolarRadiationBasics.html>
- [19] B. Y. H. Liu and R. C. Jordan, “A rational procedure for predicting the long-term average performance of flat-plate solar-energy collectors.”

- [20] Gilman, "SAM photovoltaic model technical reference."
- [21] J. A. Kratochvil, W. E. Boyson, and D. L. King, "Photovoltaic array performance model." [Online]. Available: <http://www.osti.gov/servlets/purl/919131-sca5ep/>
- [22] M. Alonso, E. Lorenzo, and F. Chenlo, "EFFECTIVE IRRADIANCE ESTIMATION FOR PV APPLICATIONS." [Online]. Available: <https://ieeexplore-ieee-org.ezproxy.uniandes.edu.co:8443/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1306360>
- [23] Panasonic. Panasonic (sanyo) VBHN235sa06b 235 watt HIT power solar module - black frame | infinigi. [Online]. Available: <https://www.infinigi.com/panasonic-sanyo-vbhn235sa06b-235-watt-hit-power-solar-module-black-frame-p-4994.html>
- [24] ABB. ABB micro inverter system MICRO-0.25/0.3/0.3hv-i-OUTD 0.25kw to 0.3kw. [Online]. Available: <https://library.e.abb.com/public/3b4b2359a4986e2685257dff005e1834/MICRO-0.25-0.3-0.3HV-Rev0.1.pdf>
- [25] SolarHub - PV module details: PVS-100 (480 v) - by perfect galaxy. [Online]. Available: <http://solarhub.com/product-catalog/inverters/53482-PVS-100-480-V-Perfect-Galaxy>
- [26] IDEAM. Atlas interactivo - vientos - IDEAM. [Online]. Available: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>