

 Institución Universitaria	INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-27

# **Diseño de un sistema fotovoltaico para su aplicación en las instalaciones de parque i implementando el software especializado SAM**

Jhon Mario Restrepo Ospina  
Ingeniería electromecánica

Luis Fernando Grisales Noreña

Jesús Daniel Betancur Cardona

**INSTITUTO TECNOLÓGICO METROPOLITANO**

**18 de Octubre de 2017**

 Institución Universitaria	INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

## RESUMEN

---

En el trabajo presentado a continuación se realizó el diseño de un sistema PV conectado a la red para las instalaciones del parque de investigación del instituto tecnológico metropolitano ITM, implementando un método de diseño numérico por medio del software especializado SAM, para efectos de comparación también se llevó a cabo la implementación de un método de diseño intuitivo con el cual se compararon los datos obtenidos con el software.

Palabras claves: sistema fotovoltaico conectado a la red, energías alternativas, software para sistemas fotovoltaicos.

	INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

## RECONOCIMIENTOS

---

Al docente universitario Luis Fernando Grisales Noreña y al estudiante de maestría en gestión energética Jesús Daniel Betancur por el aporte de conocimientos y la asesoría constante para el desarrollo del presente trabajo, también agradecer al grupo de investigación de materiales avanzados y energía (MATyER); por su disposición y apoyo para que se ejecutara el presente trabajo; por último agradezco a mi familia la cual siempre me ha brindado los medios necesarios para salir adelante y culminar mis objetivos.

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

# ACRÓNIMOS

---

**PV:** Fotovoltaico (de sus siglas en inglés-Photovoltaic)

**DC:** Corriente Directa (de sus siglas en inglés-Direct Current)

**AC:** Corriente alterna (de sus siglas en inglés-Alternating Current)

**NREL:** Laboratorio nacional de energía renovable (de sus siglas en inglés-National Renewable Energy Laboratory)

**TMY:** Datos horarios de un año típico (de sus siglas en inglés-Typical-year hourly data)

**PVCR:** Fotovoltaico Conectado a la Red.

**NOCT:** funcionamiento nominal de temperatura de la célula (de sus siglas en inglés-Nominal Operating Cell Temperature)

**SAM:** modelo para asesoría de sistemas (de sus siglas en inglés-System Advisor Model)

**POA:** El componente del haz de irradiación del plano de matriz (de sus siglas en inglés- plane of array)

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

## TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN .....	6
2. MARCO TEÓRICO.....	7
3. METODOLOGÍA.....	11
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	15
5. CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y TRABAJO FUTURO .....	51
REFERENCIAS .....	53

	<p style="text-align: center;">INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</p>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

# 1. INTRODUCCIÓN

---

En los últimos años las energías limpias y renovables han jugado un papel importante a la hora de implementar nuevas fuentes de generación; ya que algunas de las energías tradicionales afectan el medio ambiente y presentan alta escases. Es por eso que los sistemas PV conectados a la red se han convertido en una alternativa para la generación de energía, permitiendo que sus usuarios se beneficien directamente con un escaso impacto ambiental. En la actualidad existen gran variedad de métodos y software especializados que permiten dimensionar y seleccionar los diferentes dispositivos pertenecientes a los sistemas fotovoltaicos o PV, los cuales permiten al usuario diseñar el sistema acorde a sus requerimientos y necesidades (Méndez Muñiz & Cuervo Garcia, 2011).

En el presente informe se realizó el diseño de un sistema PV conectado a la red con el fin de suplir un porcentaje de la carga eléctrica en las instalaciones del parque de investigaciones (en adelante parque i), del ITM. Para llevar a cabo esto, se implementó un método numérico a través del software especializado SAM; adicional a eso se realizó una comparación de esta herramienta con un método intuitivo de diseño. A continuación se presentan los objetivos que se plantearon para desarrollar este proyecto.

## **Objetivo general:**

- Diseñar un sistema fotovoltaico para su aplicación en las instalaciones de parque i del Instituto tecnológico metropolitano, implementando el software especializado SAM.

## **Objetivos específicos:**

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

- Diseñar por medio de un método intuitivo un sistema fotovoltaico para su aplicación en las instalaciones de parque i del ITM.
- Diseñar un sistema fotovoltaico para su aplicación en las instalaciones de parque i del ITM, empleando software especializado SAM.
- Comparar los resultados obtenidos con la metodología intuitiva y la metodología numérica por medio del software SAM.

Este informe se encuentra compuesto por 5 secciones. La sección 1 presenta la introducción donde se destacan el objetivo general y los objetivos específicos, luego se encuentra la sección 2 que contempla el marco teórico, en el cual se realizó una breve descripción de cada uno de los componentes que se encuentran a lo largo de este documento, posteriormente se encuentra la sección 3 donde se albergan las metodologías que se implementaron para realizar el diseño del sistema PV, en la sección 4 se encuentran los resultados, los cuales describen de manera breve y puntual cada uno de los pasos que se desarrollaron en el diseño, y por último en la sección 5 se presentan las conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros.

## 2. MARCO TEÓRICO

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

La presente investigación se enfocó en el diseño de un sistema PV, estos están compuestos por equipos electrónicos que trabajan conjuntamente para captar la energía fotovoltaica del sol y convertirla en un recurso que puede emplearse para producir electricidad. En general existen dos tipos de sistemas PV, uno de ellos es un sistema PV autónomo y su principal característica es que este cuenta con un banco de baterías y se utiliza en casos donde se requiere almacenamiento de energía; por otra parte existen los sistemas PV conectados a la red (PVCR), los cuales se emplean en aplicaciones donde la energía producida es directamente inyectada a la red eléctrica del usuario (Stapleton & Neill, 2012); siendo estos últimos el foco principal de este proyecto de investigación.

## **2.1 Componentes de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red**

A continuación, se presentan los principales componentes de los sistemas PVCR:

- Módulos fotovoltaicos: Estos están conformados por un conjunto de celdas solares las cuales son las encargadas de la transformación de la energía de radiación solar en energía eléctrica (Quiroz & Velásquez, 2015).
- Cableado DC: Este es utilizado en tres etapas del diseño, en la primera etapa su función es interconectar los módulos ya sea en serie o en paralelo formando así el arreglo PV, en la segunda etapa se utiliza con el fin de hacer una conexión entre el arreglo PV y la caja combinadora, y por último es el encargado de conectar la caja combinadora con el inversor (Stapleton & Neill, 2012).
- Caja combinadora: Es un componente que se usa cuando un arreglo está conformado por varias cadenas en paralelo ya que su propósito es generar un solo punto común entre los cables positivos y negativos con el fin de llegar al



	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

inversor con la menor cantidad de cables. Adicionalmente las cajas combinadoras pueden agrupar la mayoría de protecciones exigidas para un sistema PV (Stapleton & Neill, 2012).

- Inversor: Es el dispositivo encargado de convertir la potencia DC generada por los módulos, en potencia AC y garantizar que se cumplan con las especificaciones mínimas que se requieren. Los inversores que comercialmente se pueden encontrar son de tipo monofásico o trifásico, estos a su vez tienen diferentes rangos de potencia y voltaje de entrada, lo cual garantiza que se puedan diseñar e implementar sistemas que generen pocas y grandes cantidades de energía (Barrera, 2010).
- Caja de unión: Este componente se encuentra integrado en la parte posterior de los módulos PV y se utiliza para almacenar las conexiones o empalmes entre las células solares en serie y elementos de protección como lo son los diodos de by-pass (Stapleton & Neill, 2012).
- Dispositivos de protección y seccionadores: Son dispositivos dentro de los cuales están incluidos elementos de corte, seccionamiento, aisladores y protecciones de falla a tierra, etc. Estos son utilizados primordialmente para proteger la integridad de las personas y de paso generar cortes de energía seguros mientras se desarrollan las actividades de mantenimiento o eventos de falla. Normalmente estos elementos se ubican entre el arreglo PV, los inversores y la carga. El número de dispositivos de protección y su ubicación depende de lo exigido por los códigos o normativas a nivel local (Stapleton & Neill, 2012).
- Protección contra rayos: Este sistema se debe calcular y seleccionar con base a las exigencias locales, para el caso de Colombia, el Reglamento técnico de

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

instalaciones eléctricas RETIE, en el artículo 16 especifica los requerimientos para la puesta en servicio de estos elementos (RETIE, 2013).

- Instrumentos de medición: Estos instrumentos son utilizados por los operadores de energía para cuantificar la cantidad de energía producida por el sistema PV o la que es inyectada a la red.

Dentro de esta estrategia de diseño, de acuerdo a lo presentado en la literatura y los requerimientos del software solo se tendrán en cuenta los módulos PV y el inversor.

## **2.2 Estrategias para el diseño de sistemas fotovoltaicos**

En los últimos años se le ha dado un lugar muy importante a la energía solar, ya que esta cuenta con un gran potencial de generación, lo cual es posible debido a que proviene de una fuente inagotable de energía, por esta razón, existen diversos métodos de diseño los cuales tienen la finalidad dimensionar los sistemas; a continuación se presentaran los dos métodos que se tuvieron en cuenta para realizar este proyecto de investigación:

- Métodos intuitivos:  
Son métodos sencillos que consideran la potencia nominal y las dimensiones del módulo; es por ello que para su desarrollo utilizan expresiones matemáticas simples que solo definen la eficiencia y la cantidad de energía que será capaz de producir el sistema (Ramos Paja, 2013). Los métodos intuitivos realizan una aproximación del tamaño de los equipos, por lo que es común sobredimensionar el sistema con el fin de evitar un bajo desempeño (Rawat, Kaushik, & R. Lamba, 2016). Para la aplicación del método intuitivo de este proyecto, se empleó el método presentado en el texto Grid-connected solar electric systems (Stapleton & Neill, 2012).

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

- Métodos numéricos:

Normalmente están asociados a programas de simulación que realizan detalladamente cálculos matemáticos del comportamiento de los sistemas PV de acuerdo a las condiciones del lugar, es por ello que a partir de los datos ingresados y apoyados en una extensa base de datos meteorológicos se pueden conocer resultados tales como: potencia generada, eficiencia, desempeño, pérdidas del sistema etc. Por esta razón los métodos numéricos se destacan por tener una gran precisión para realizar el diseño de sistemas PV (khatib, Azah, & K., 2013). Para la aplicación del método numérico en este proyecto se utilizó el software System Advisor Model (SAM).

### 3. METODOLOGÍA

---

En este proyecto de investigación se implementó el diseño de un sistema PVCR para su aplicación en el parque i del ITM, En el cual se utilizó un método intuitivo y un método

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

numérico por medio del software especializado SAM; A continuación, se describe la metodología desarrollada para cada método y el criterio de comparación.

### **3.1 Método intuitivo**

Este método se basó en el documento “Grid-connected solar electric solar electric system” (Stapleton & Neill, 2012), El cual consiste en el dimensionamiento del arreglo PV y el inversor con el objeto de obtener como resultado la producción energética del sistema PV. Este es un método comúnmente usado en los últimos años, pero es poco confiable ya que se recomienda hacer uso de los peores escenarios que se puedan presentar en el lugar donde se va a realizar el diseño; es por ello que se tiende a sobredimensionar el sistema. El proceso para calcular el sistema PV fue llevado a cabo cumpliendo las siguientes etapas:

#### **Cálculo del arreglo PV:**

En esta etapa del diseño se identificaron las condiciones iniciales del proyecto y sus requerimientos técnicos, tales como: área disponible para el proyecto, número de módulos disponibles, ficha técnica de características de los módulos, datos de irradiación y temperatura ambiente del lugar donde se desea implementar el proyecto. Luego de conocer estos datos se procedió aplicando las ecuaciones que se describen en la sección 4.

#### **Selección del Inversor:**

A partir de los resultados de la etapa anterior, se procedió con el cálculo del inversor. Para lo cual se tuvo en cuenta la corriente máxima de entrada del inversor, el rango de voltaje de operación y el voltaje de salida del inversor.

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

**Cálculo de la energía entregada por el sistema:**

Luego de conocer los cálculos del arreglo PV y los cálculos del inversor, se calculó cuanta energía puede entregar el sistema; ya que se realiza la sumatoria total del porcentaje de pérdidas y luego se le resta a la energía total producida por el sistema.

**3.2 Método numérico**

Este método se ha desarrollado por medio del software SAM, realizado por la National Renewable Energy Laboratory NREL, el cual permite el cálculo del arreglo PV, el cálculo del inversor y el cálculo de la energía entregada por el sistema; presentándose como un método más seguro, ya que sus datos geoespaciales son soportados con una amplia base de datos. El proceso para el dimensionamiento del sistema PV a través de esta herramienta, se pudo llevar a cabo teniendo en cuenta lo presentado a continuación:

**Cálculo del arreglo PV:**

En esta etapa del diseño se definieron las condiciones iniciales tales como ubicación, área disponible para el proyecto, número de módulos disponibles y la ficha técnica de características del módulo. Posteriormente estos datos se deben ingresar al software.

Nota: para el caso del ingreso de la ficha técnica de características de los módulos y los inversores cabe destacar que el software cuenta con una base de datos que el usuario puede utilizar, en esta existen algunos de los módulos e inversores que comercialmente se venden a nivel mundial, en este caso no se requeriría de la ficha técnica de características de estos equipos.

**Selección del Inversor:**

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

Por efectos de comparación con el método intuitivo, el inversor que se seleccionó fue el mismo que se tuvo en cuenta para el método intuitivo, este se encontraba disponible en la base de datos de inversores.

**Calculo de la energía entregada por el sistema:**

El software realiza de manera automática el cálculo de la energía entregada por el sistema a partir de los datos ingresados y seleccionados.

**3.3 Comparación entre el método intuitivo y método numérico**

Después de realizar el diseño PV implementando los dos métodos; finalmente se procedió con un análisis de resultados en los cuales se compraron ítems tales como la energía entregada por el sistema PV, pérdidas del sistema PV, ventajas y desventajas de cada método.

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

## 4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

---

La energía solar es un recurso inagotable, renovable y su utilización es libre de contaminación, pero para su aprovechamiento es necesario tener en cuenta su naturaleza intermitente, su variabilidad, la cual está fuera del control del hombre y su baja densidad de potencia. La energía solar se transforma en la naturaleza en otras formas de energía tales como biomasa y energía eólica; no obstante el hombre también la convierte en energía calorífica y eléctrica. Las aplicaciones más comunes en Colombia son el calentamiento de agua —para uso doméstico, industrial y recreacional (calentamiento de agua para piscinas) — y la generación de electricidad a pequeña escala. Otras aplicaciones menos difundidas son: El secado solar de productos agrícolas y la destilación solar de agua de mar u otras aguas no potables (Rodríguez Murcia, 2009). El presente trabajo comprende el diseño de un sistema PV para la producción de energía en el ITM; En el cual para efectos de comparación y garantizar una mejor precisión en el diseño se emplearon dos metodologías las cuales se presentaran a continuación.

### 4.1 Metodología de diseño intuitiva

Para llevar a cabo el método de diseño intuitivo se analizaron diferentes formas de proceder con el diseño, luego de esto se llegó a la conclusión que una de las metodologías más claras y completas se albergaba en el texto (Stapleton & Neill, 2012), la cual fue seleccionada para el desarrollo de este proyecto. A continuación, se presenta el paso a paso para desarrollar la metodología anteriormente mencionada.

#### 4.1.1 Definición de las condiciones iniciales para el diseño

A continuación se presentan las condiciones iniciales con las cuales se realizó el diseño intuitivo:

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

- **Ubicación**

La selección de la ubicación se lleva a cabo para considerar datos del lugar tales como la radiación y la temperatura. Para este caso el lugar elegido fue parque I en el ITM (ver figura 1).



Figura 1. Lugar donde se desea instalar el sistema (parque i- ITM)

Fuente: (Google, 2017)

- **Área disponible o número de módulos a instalar**

Existen dos limitantes iniciales a la hora de proceder con el diseño de un sistema PV; la primera depende del área disponible, y la segunda depende del número de módulos que se tienen para la instalación. En este caso se contó con una área total disponible de  $379 m^2$ , la cual es suficientemente amplia para albergar los treinta módulos que se utilizaron para el diseño. Cada módulo cuenta con una potencia nominal de 90 W, estos fueron fabricados por la compañía “Solar plus” y cumplen con las siguientes características (ver figura 2):



	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

Características eléctricas	
Voltaje de circuito abierto (Voc)	22.25V
Voltaje de operación óptima (Vmp)	18V
Corriente de corto circuito (Isc)	5.39A
Corriente de operación óptima (Imp)	5A
Potencia máxima en el STC (Pmax)	90Wp
Temperatura de operación	-40°C to + 85°C
Voltaje máximo de sistema	1000VDC
Valor máximo del fusible	11A
Tolerancia de poder	+ 3%
STC: irradiancia 1000W/m <sup>2</sup> , Modulo temperatura 25C, AM+1.5	
Coeficientes de temperatura	
Funcionamiento nominal temperatura de la célula	45°C ± 2°C
Coeficientes de temperatura de Pmax	-0.48%/°C
Coeficientes de temperatura de Voc	-0.34%/°C
Coeficientes de temperatura de Isc	-0.017%/°C
Características mecánicas	
Celda solar	Monocristalina 125x125mm (5")
No. de celdas	36 (4x9)
Dimensiones	1210x504x 35mm (47.6x 21.3x 1.4")
Peso	8.2kg (18.1 lbs.)
Vidrio frontal	3.2mm (0.13") Vidrio templado
Marco	Aleación de aluminio anodizado
Caja de conexiones	Cixi renhe PV-RH06-70 (TUV)

Figura 2. Ficha técnica de características del módulo que se utilizó.

Fuente: (Solar plus energy, 2017)

#### 4.1.2 Cálculo de la eficiencia del módulo:

En ocasiones este dato se puede encontrar en la ficha técnica de características del módulo, para este caso se requirió calcularlo y se hizo con base en el documento “Dimensionamiento de Sistemas de Generación Fotovoltaicos Localizados en la Ciudad de Medellín” (Ramos Paja, 2013). Antes de poder calcular la eficiencia, se debe conocer la potencia ideal; la ecuación (1) presenta el cálculo de dicha potencia, la cual es la potencia que puede entregar el módulo en condiciones ideales (máxima irradiación:  $1000 \left(\frac{W}{m^2}\right)$ ), de acuerdo a su área, que para este caso cuenta un valor de  $0.6534 m^2$  (área del módulo).

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

$$Potencia\ ideal = Area\ del\ modulo * 1000 \left( \frac{W}{m^2} \right) = 653.4\ W \quad (1)$$

A partir del cálculo de la potencia ideal y la potencia nominal del módulo (PN=90 W), se puede obtener la eficiencia del panel, la cual esta descrita en la ecuación (2).

$$Eficiencia = \frac{PN}{Potencia\ ideal} * 100 = 13.77\% \quad (2)$$

#### **4.1.3 Pérdidas por temperatura en la célula:**

Las pérdidas por temperatura se presentan cuando la célula trabaja a una temperatura superior a la temperatura de operación del módulo, estas afectan directamente al voltaje de salida del módulo lo cual proporciona un decremento de potencia al sistema (Ramos Paja, 2013). Para hallar las pérdidas por temperatura se deben conocer cuál es la temperatura promedio mínima y máxima del lugar; estos datos se obtuvieron al seleccionar los valores promedio de una base de datos recolectados durante 22 años entre enero de 1983 y diciembre 2004 que proporciona la NASA en su página oficial (Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio (NASA), 2017) (ver tabla 1).

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

Tabla 1. Temperatura mensual del aire a 10 m sobre la superficie de la Tierra (° C)

Fuente: (Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio (NASA), 2017)

Latitud: 6.21 Longitud: -75.5	Mínimo	Máximo	Promedio anual
Enero	18.5	24.5	21.3
Febrero	18.8	5.4	22.0
Marzo	19.1	25.0	21.8
Abril	19.4	24.5	21.8
Mayo	19.3	24.5	21.8
Junio	19.0	24.9	21.7
Julio	18.7	25.6	21.8
Agosto	18.8	26.0	22.1
Septiembre	18.7	24.8	21.4
Octubre	18.6	23.4	20.9
Noviembre	18.7	23.0	20.7
Diciembre	18.7	23.8	21.0
Promedio anual	18.8	24.6	21.5

De acuerdo con la tabla 1, se obtiene que:

- Temperatura ambiente mínima promedio: 18.5 °C
- Temperatura ambiente máxima promedio: 26.0 °C

A continuación, se presentaran las fórmulas y resultados basados en la metodología descrita en el documento (Stapleton & Neill, 2012) para hallar las pérdidas por temperatura. La ecuación (3) representa la temperatura máxima de operación de la célula ( $T_{maxcelula}$ ) donde se tuvo en cuenta la temperatura de ambiente máxima ( $t_{max}=26^{\circ}C$ ) y el funcionamiento nominal de temperatura de la célula ( $NOCT=45^{\circ}$ ); este dato se encuentra en la ficha técnica de características del módulo.

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

$$T_{maxcelula} = T_{max} + \left( 1000 \left( \frac{NOCT - 25^{\circ}C}{800} \right) \right) = 51^{\circ}C \quad (3)$$

Luego en la ecuación (4) se realizó una conversión para pasar de porcentaje de pérdida por grado Celsius ( $P_{max\%} = -0.4800 \frac{\%}{^{\circ}C}$ ), a porcentaje de pérdida de Watts por cada grado Celsius ( $P_{maxw} = \left( \frac{W}{^{\circ}C} \right)$ ). Esto para poder hallar la reducción de potencia del módulo debido al aumento de temperatura.

$$P_{maxw} = P_N * \frac{P_{max\%}}{100\%} = 0.432 \frac{W}{^{\circ}C} \quad (4)$$

Posteriormente se obtuvo la reducción de potencia (RP) la cual se muestra en la ecuación (5):

$$RP = P_{maxw} * (T_{maxcelula} - 25^{\circ}) = -11,232 W \quad (5)$$

Finalmente se presenta el porcentaje de pérdidas por temperatura (Ppt) en la ecuación (6).

$$P_{pt} = \left( \text{ABS} \left( \frac{RP}{P_N} \right) \right) * 100\% = 12.48\% \quad (6)$$

Dando como resultado que las pérdidas asociadas por temperatura corresponden a un 12.48% de la potencia total entregada por cada módulo.

#### 4.1.4 Cálculo del voltaje mínimo y máximo en cada módulo

Esta serie de cálculos se realizan para seleccionar el inversor. En primer lugar se aplicó la ecuación (7) donde se calculó el cambio de voltaje a circuito abierto por grado Celsius ( $CV_{oc}$ ), para esto se consideraron el coeficiente de temperatura de Voltaje a circuito abierto ( $V_{oc\%} = -0.3400 \frac{\%}{^{\circ}C}$ ) y el voltaje a circuito abierto

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

(Voc=22.25); estos dos últimos datos se extrajeron de la ficha técnica de características del módulo. Este valor se haya para encontrar el incremento de voltaje.

$$CVoc = \frac{Voc\%}{100} * Voc = -0.0757 \frac{V}{^{\circ}C} \quad (7)$$

Luego en la ecuación (8) se presenta el porcentaje de reducción de voltaje por grado Celsius (RVmp), donde también se tuvieron en cuenta el coeficiente de temperatura de potencia máxima (Pmax=-0.48 $\frac{\%}{^{\circ}C}$ ) y el voltaje de operación óptima del módulo (Vmp=18V). Este valor se calcula para encontrar el decremento de potencia.

$$RVmp = \frac{Pmax}{100} * Vmp = -0.0864 \frac{\%}{^{\circ}C} \quad (8)$$

Posteriormente en la ecuación (9) se calculó el aumento de voltaje por temperatura mínima (AVoc), donde se utilizó la temperatura mínima de ambiente (Tmin=18.5°C), tomado de la tabla 1. Este dato es el incremento de voltaje cuando el modulo trabaja a la temperatura mínima del lugar.

$$AVoc = CVoc(Tmin - 25^{\circ}C) = 0.492 V \quad (9)$$

Después se utilizó la ecuación (10), para hallar el decremento de voltaje en cada módulo debido a la temperatura máxima (Dvpm).

$$Dvpm = RVmp(Tmaxcelula - 25^{\circ}C) = -2.246V \quad (10)$$

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

Finalmente en la ecuación (11) y (12) se realizó la sumatoria de voltajes para conocer voltaje máximo ( $V_{maxmodulo}$ ) y mínimo del módulo ( $V_{minmodulo}$ ).

$$V_{maxmodulo} = V_{oc} + AV_{oc} = 22.742V \quad (11)$$

$$V_{minmodulo} = V_{mp} + Dv_{mp} = 15.75V \quad (12)$$

#### 4.1.5 Cálculo del rango de voltaje del arreglo PV

Una rama o “string” comprende una serie de módulos fotovoltaicos conectados en serie. Las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos conectados en serie para formar un string son las mismas que las células fotovoltaicas conectadas en serie para formar un módulo: el voltaje de salida de la cadena será la suma de las tensiones de salida de todos los módulos y la corriente de salida de la cadena será la corriente de salida más baja de cualquier módulo. Los módulos también se pueden conectar en paralelo. En este caso la salida de corriente de los módulos será la suma de todas las corrientes de cada módulo y El voltaje de salida será el voltaje más bajo de cualquier módulo (Stapleton & Neill, 2012). Por cuestiones de diseño y con el fin de mantener un voltaje de salida acorde a los valores que se manejan en los inversores que comercialmente son más comunes; se definieron 2 strings (#strings) cada uno con 15 módulos (#modulosS). A continuación se presentarán las ecuaciones (13) y (14), en las que se calculó el voltaje mínimo ( $V_{minString}$ ), y máximo ( $V_{maxString}$ ) de salida por string.

$$V_{minString} = \#modulosS * V_{minmodulo} = 236.25 V \quad (13)$$

$$V_{maxString} = \#modulosS * V_{maxmodulo} = 341.13 V \quad (14)$$

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

#### 4.1.6 Cálculo del rango de corriente del arreglo PV

Para hallar el rango de corriente del arreglo PV primero se calculó el coeficiente de pérdidas de corriente por temperatura ( $I_{scA}$ ) expresado en la ecuación (15), donde se utilizaron el coeficiente de pérdidas de corriente por temperatura en porcentaje ( $I_{sc\%} = -0.0170 \frac{\%}{^{\circ}C}$ ) y el dato de corriente a circuito abierto ( $I_{oc} = 5.39$  A), estos dos últimos datos se encuentran en la ficha técnica de características del módulo.

$$I_{scA} = \frac{-I_{sc\%}}{100} * I_{oc} = -0.0009 \frac{A}{^{\circ}C} \quad (15)$$

Posteriormente en la ecuación (16) se calculó la corriente máxima por String ( $I_{max}$ ) donde se tuvo en cuenta la corriente nominal ( $I_n = 5$  A) y el número de strings.

$$I_{max} = \#strings * (I_n + I_{scA}) = 9.99 \text{ A} \quad (16)$$

#### 4.1.7 Selección del inversor

Los arreglos PV producen corriente directa (DC) mientras que la red eléctrica tradicional trabaja con corriente alterna (AC), por lo general la mayoría de equipos tanto residenciales como industriales funcionan con corriente alterna. Para garantizar que la potencia producida por el arreglo PV fluirá por la red, es necesario que un inversor convierta la potencia de DC producida por el arreglo PV en AC (Stapleton & Neill, 2012). Con base en la corriente máxima en el string y los rangos de tensión mínimo y máximo entregados por el arreglo PV, calculado en las secciones anteriores (4.1.5 y 4.1.6) se eligió un inversor de la marca Solectria con referencia PVI 3000 S con una eficiencia del 96.4% (ver figura 3).

SPECIFICATIONS		PVI 3000S
<b>DC Input</b>		
Absolute Maximum Input Voltage		
MPPT Input Voltage Range		
Start Up Voltage		210 V
Maximum Operating Input Current		16 A
<b>AC Output</b>		
Nominal Output Voltage		
AC Voltage Range (Standard)		
Continuous Output Power	208 VAC	2800 W
	240 VAC	3000 W
	277 VAC	
Continuous Output Current	208 VAC	13.5 A
	240 VAC	13.5 A
	277 VAC	

Figura 3. Ficha tecnica de características del inversor solectria PVI 3000 S

Fuente: (Yaskawa solectria solar)

#### 4.1.8 Pérdidas Totales

En la siguiente tabla se consignaron los valores de pérdidas por temperatura calculadas en la sección 4.1.3 y las pérdidas del inversor de acuerdo con la ficha técnica de características, luego se sugiere que las pérdidas por cables DC , cables AC, sombreado, radiación débil polvo y otros son cada una del 1% respectivamente, basados en el documento (Stapleton & Neill, 2012).



	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

Tabla 2. Pérdidas del sistema

Tipo de pérdida	Porcentaje
Por temperatura	12.48 %
Por inversor	2.9%
Cables DC	1%
Cables AC	1%
Sombreado	1%
radiación débil	1%
Polvo	1%
Otras	1%
Total	21,38%

#### 4.1.9 Cálculos de energía total entregada por el sistema

A continuación se presentara la tabla 3, donde se muestra un promedio mensual de la incidencia de radiación para la ciudad de Medellín, la cual varía de acuerdo al ángulo de inclinación del módulo; tomada de la base de datos meteorológica oficial de la NASA (Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio (NASA), 2017).

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

Tabla 3. Incidencia de radiación promedio mensual en una superficie inclinada hacia el ecuador con valores de 0°, 6°, 21° y 90°.

Fuente: (Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio (NASA), 2017)

Latitud: 6.21	Longitud: -75.56	0°	6°	21°	90°
Enero		4.40	4.56	4.78	3.02
Febrero		4.52	4.61	4.69	2.54
Marzo		4.57	4.59	4.51	1.97
Abril		4.28	4.28	4.16	1.75
Mayo		4.39	4.43	4.40	2.10
Junio		4.55	4.62	4.65	2.35
Julio		4.89	4.96	4.98	2.40
Agosto		4.87	4.89	4.81	2.03
Septiembre		4.58	4.47	4.43	1.73
Octubre		4.32	4.38	4.40	2.24
Noviembre		4.20	4.33	4.49	2.73
Diciembre		4.12	4.27	4.51	2.92
Promedio anual		4.47	4.54	4.57	2.32

Basados en los datos entregados por la NASA y según lo establecido por diferentes autores, entre ellos (Gregg, 2005), se debe seleccionar un ángulo de inclinación de los módulos similar o igual al de la latitud (6.21°) del lugar donde se desea implementar el sistema PV; por lo tanto para este caso se eligió un ángulo de inclinación de 6°. La ecuación (17) presenta el cálculo de las horas solares pico (hsp). Por efectos de diseño y como lo describe el documento (Stapleton & Neill, 2012) se tomó el valor del mes de diciembre el cual es el dato de irradiación mínima ( $I_m = 4270 \frac{kW \cdot hora \cdot m^2}{dia}$ ). Este dato se haya para calcular la energía ideal producida por cada módulo en un día, dado que no se consideran las pérdidas de energía.

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

$$hsp = \frac{Im}{1000 \frac{w}{m^2}} = 4.27 \frac{hora}{dia} \quad (17)$$

A continuación en la ecuación (18) se presentara la energía ideal producida por un módulo en un día (Eid).

$$Eid = PN * hsp = 384.3 \frac{Whora}{dia} \quad (18)$$

Posteriormente en la ecuación (19) se presenta la energía real producida por un módulo en un día (Erd) teniendo en cuenta el porcentaje de pérdidas totales en el módulo (ptp=22.08%) (Ver tabla 2).

$$Erd: Eid - (Eid * Ptp) = 302.13 \frac{Whora}{dia} \quad (19)$$

Finalmente en la ecuación (20) se calculó la energía producida por el sistema en un año (etsa), en el cual se utilizó el número total de módulos del sistema (#tmodulos=30) y la energía real producida en un día.

$$Etsa = \frac{Erd * \#tmodulos * 365dia}{1000} = 3,308 \text{ kWh} \quad (20)$$

#### 4.2 Método numérico

En los últimos años los avances tecnológicos y la formulación de nuevas metodologías a través herramientas de simulación y análisis; han proporcionado al ser humano un instrumento para hacer frente a los problemas que se originan a la par con el desarrollo; pudiendo de esta manera investigar y estudiar con mayor precisión aspectos y variables que

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

presenta la naturaleza; es por esto que para la simulación de diseños y sistemas PV existen softwares los cuales cuentan con bases de datos que contienen información de temperatura y radiación del terreno, con lo cual se garantiza realizar estimaciones más precisas. (Parra Gonzalez, 2013).

A continuación se presentara el paso a paso que se realizó para la simulación del proyecto en el software SAM; no obstante también se darán a conocer los resultados obtenidos al final del paso a paso.

#### 4.2.1 Secuencia paso a paso para crear un proyecto en el software especializado SAM

##### Paso número 1

Inicialmente se debe ingresar al software y seleccionar la opción fotovoltaico detallado (Photovoltaic detailed), como se observa en la figura 4. Esto se realiza con el fin de elegir un proyecto nuevo.

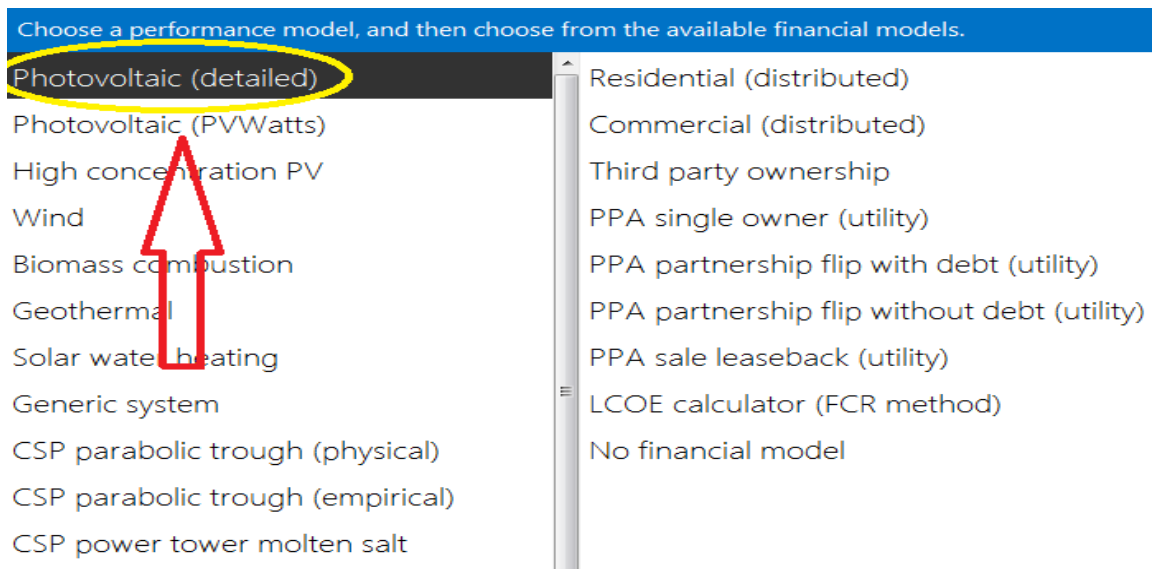


Figura 4. Elegir un proyecto nuevo en SAM

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

### Paso número 2

Luego se debe elegir el tipo de proyecto (ver figura 5). Para este caso se seleccionó un proyecto sin estudio económico No modelo no financiero (finalcial model).

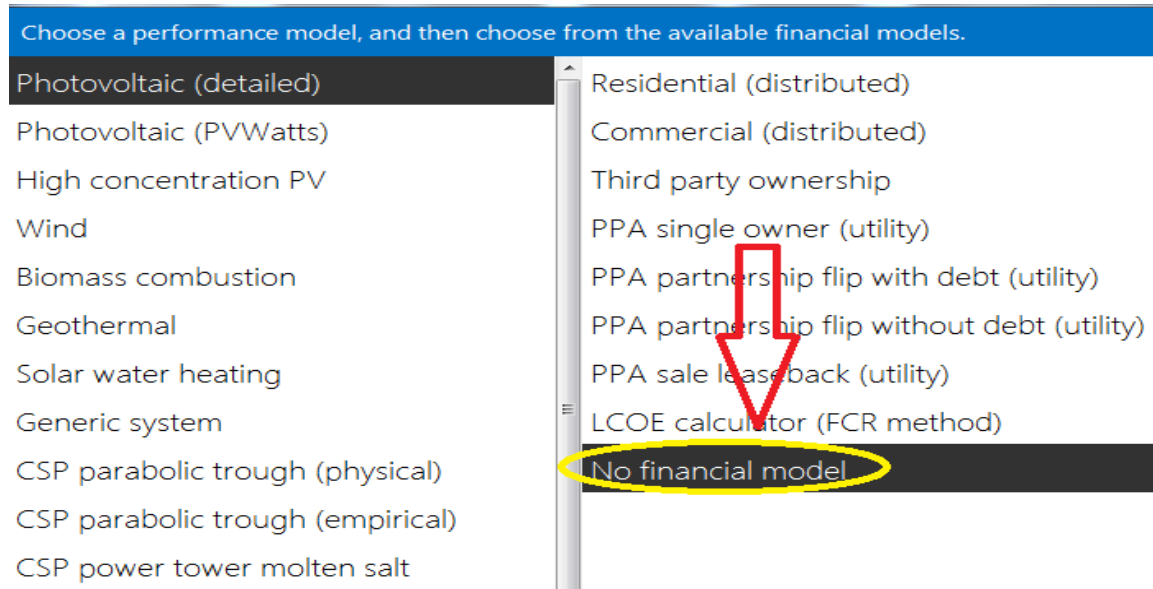


Figura 5. Elegir tipo proyecto en SAM

### Paso número 3

Posteriormente, se debe seleccionar descargar (Download), para obtener los datos de meteorológicos de acuerdo a las coordenadas o ubicación donde se desea instalar el sistema PV (ver figura 6).

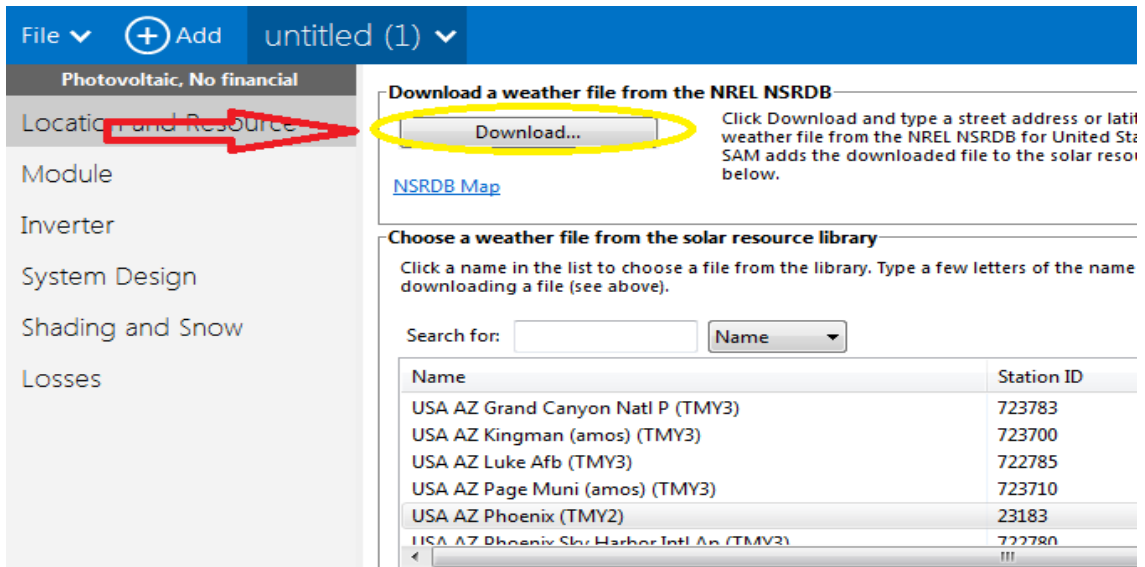


Figura 6. Descarga de datos meteorológicos

#### Paso número 4

Después de realizar el paso número 3 se procede con la búsqueda de la ubicación, para ello se puede ingresar en coordenadas o en algunas ocasiones con el nombre específico del lugar incluyendo ciudad y país (ver figura7).

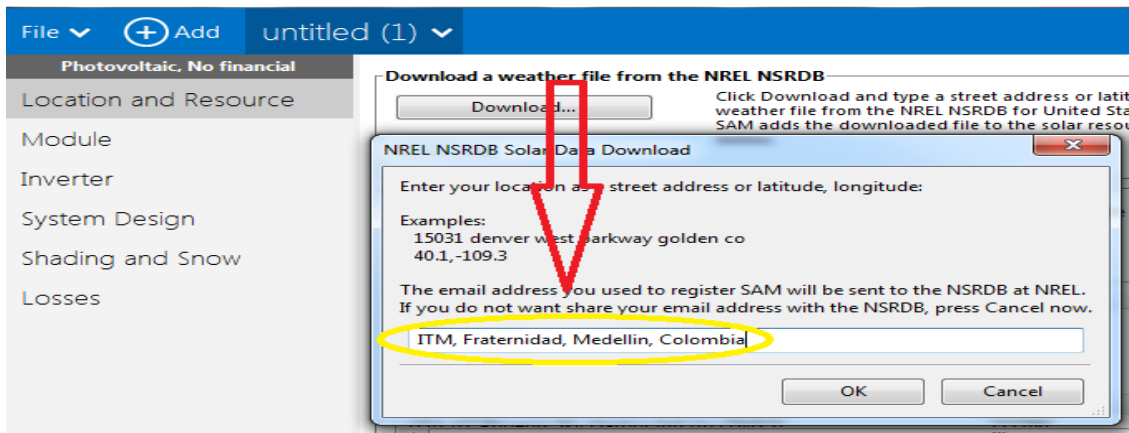


Figura 7. Selección del lugar donde se desea instalar el sistema PV

#### Paso número 5

Aquí, se debe seleccionar el registro de irradiación del lugar, por lo cual se escoge entre: promedio de irradiación de un año típico (TMY-Typical-year hourly), o También se puede

seleccionar el registro de un año anterior al 2014, esto queda a criterio del diseñador. (Ver figura 8).

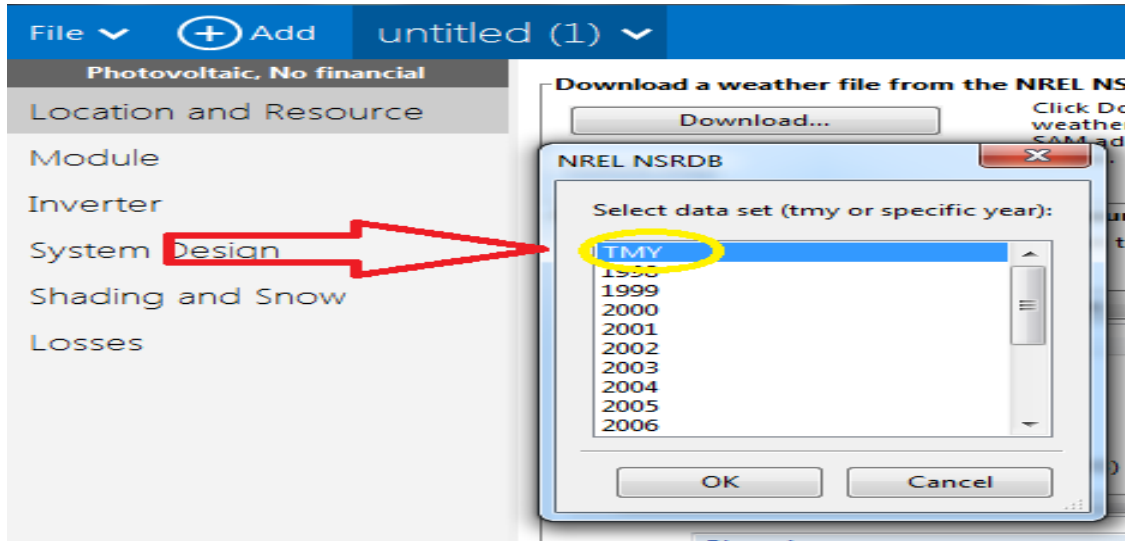


Figura 8. Selección año para datos meteorológicos.

### Paso número 6

Verificar y agregar la ubicación después de descargada (ver figura 9).

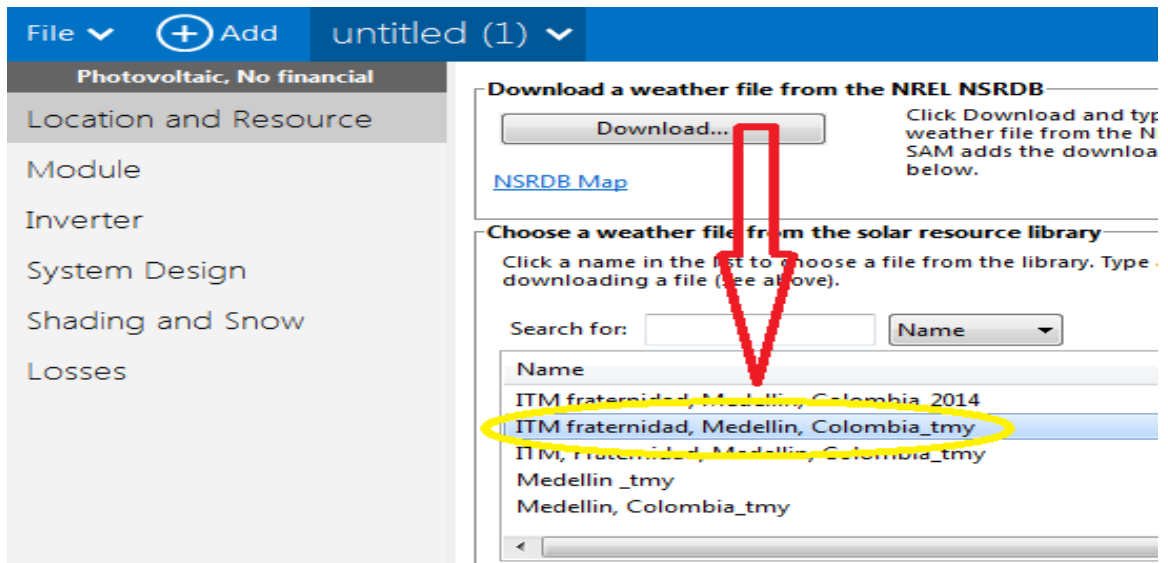


Figura 9. Selección de ubicación.

### Paso número 7

El siguiente paso consiste en ingresar a modulo (module), con el fin de consignar los datos del módulo que se desea implementar (ver figura 10).

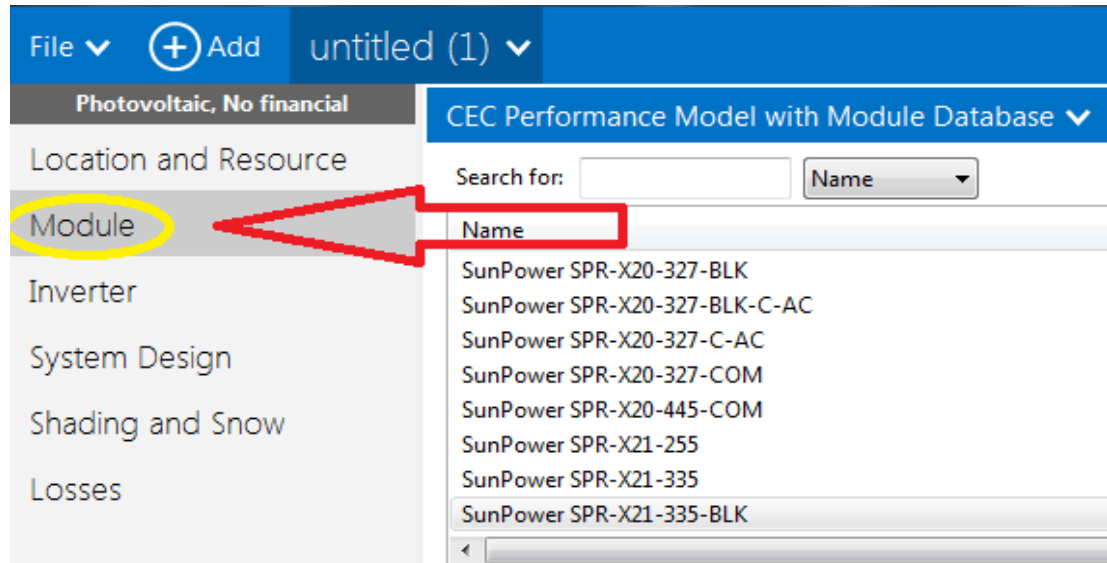


Figura 10. Selección del módulo.

### Paso número 8

Luego se realiza la selección del módulo o consigna de datos del mismo:

Para este caso se procedió ingresando de manera manual la ficha técnica característica del módulo debido a que en la base de datos del SAM no se encontraba el mismo que se eligió para el diseño intuitivo; para llevar a cabo este procedimiento se selecciona Modelo de rendimiento con especificaciones especificadas por el usuario (CEC Performance Model With User Entered Specifications).

Nota: En el caso que se desee utilizar un módulo preestablecido en SAM, solo basta con escogerlo (ver figura 11).



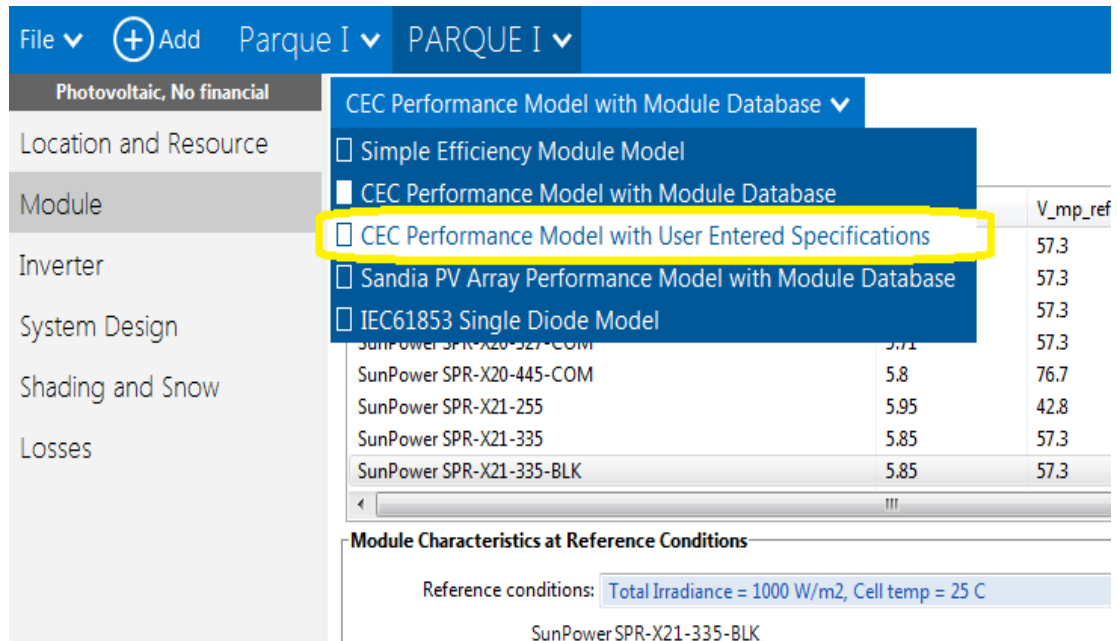
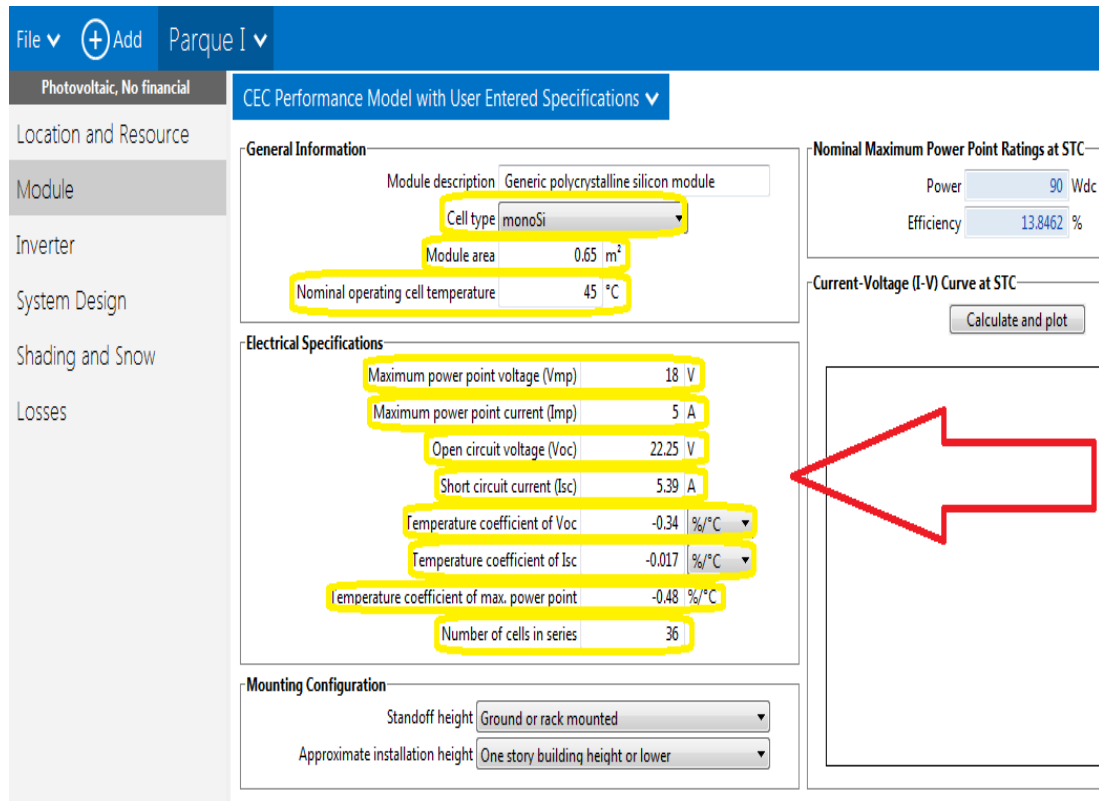


Figura 11. Selección del módulo.

### Paso número 9

Solo si en el paso anterior se seleccionó Modelo de rendimiento con especificaciones especificadas por el usuario (CEC Performance Model With User Entered Specifications), se abrirá una página (ver figura 12) en la cual se deben Ingresar los datos de la ficha técnica característica del módulo, dentro los cuales se encuentra: tipo de célula (Cell type), área del módulo (module área), temperatura de operación nominal del módulo (nominal operating cell temperatura), voltaje de operación optima (V<sub>mp</sub>-Maximum power point voltage), corriente de operación optima (I<sub>mp</sub>-Maximum power point current), voltaje a circuito abierto (V<sub>oc</sub>-Open circuit voltage), corriente de cortocircuito (I<sub>sc</sub>-Short circuit current), coeficiente de temperatura de circuito abierto (V<sub>oc</sub>-temperatura coefficient), coeficiente de temperatura (I<sub>sc</sub>-temperatura coefficient), coeficiente de temperatura de potencia máxima (temperatura coefficient of max. Power point) y número de células en serie (Number of cells in series).



File Add Parque I

Photovoltaic, No financial CEC Performance Model with User Entered Specifications

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Snow

Losses

**General Information**

Module description: Generic polycrystalline silicon module

Cell type: monoSi

Module area: 0.65 m<sup>2</sup>

Nominal operating cell temperature: 45 °C

**Electrical Specifications**

Maximum power point voltage (Vmp): 18 V

Maximum power point current (Imp): 5 A

Open circuit voltage (Voc): 22.25 V

Short circuit current (Isc): 5.39 A

Temperature coefficient of Voc: -0.34 %/°C

Temperature coefficient of Isc: -0.017 %/°C

Temperature coefficient of max. power point: -0.48 %/°C

Number of cells in series: 36

**Mounting Configuration**

Standoff height: Ground or rack mounted

Approximate installation height: One story building height or lower

**Nominal Maximum Power Point Ratings at STC**

Power: 90 Wdc

Efficiency: 13.8462 %

**Current-Voltage (I-V) Curve at STC**

Calculate and plot

Figura 12. ingreso de datos del módulo.

### Paso número 10

Después se realiza la selección del inversor; que para este caso fue el mismo que se utilizó en el diseño con el método intuitivo.

Nota: si el inversor no se encuentre dentro de los preestablecidos de SAM, se puede ingresar de manera manual (ver figura13), en la opción ficha técnica de características del inversor (inverter datasheet).

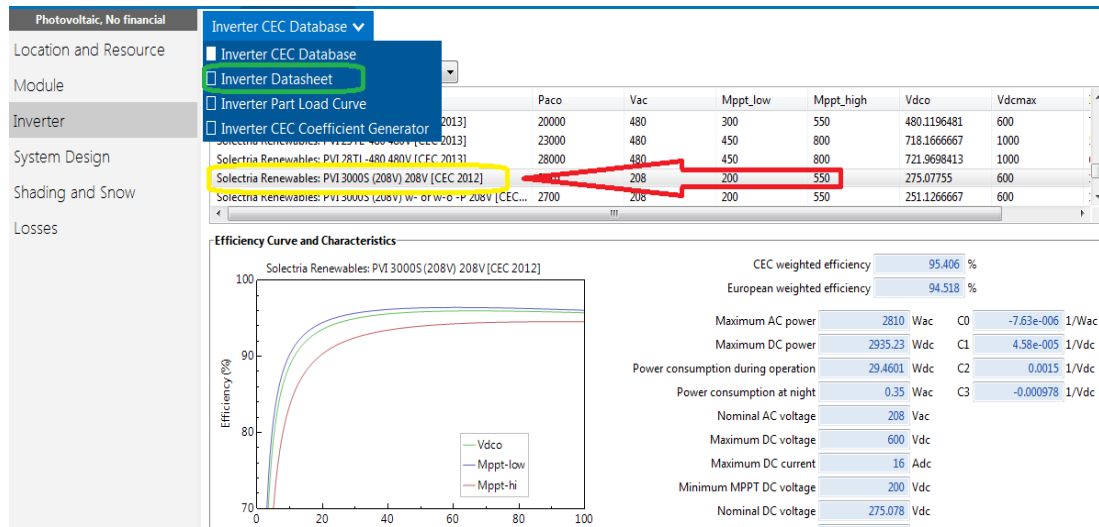


Figura 13. ingreso de datos del módulo.

### Paso número 11

El siguiente paso consiste en ingresar a diseño del sistema (System desingn), para proceder con el diseño del arreglo PV (ver figura 14).

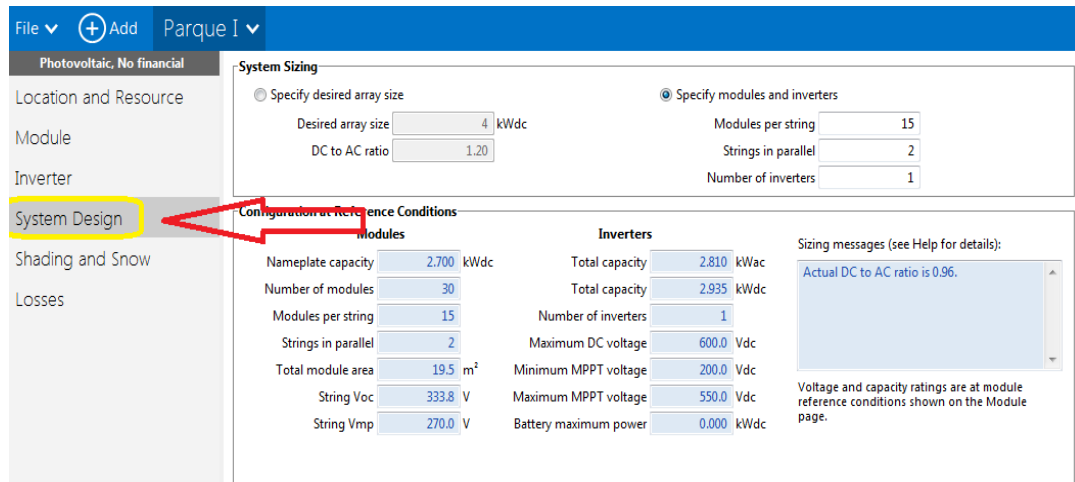
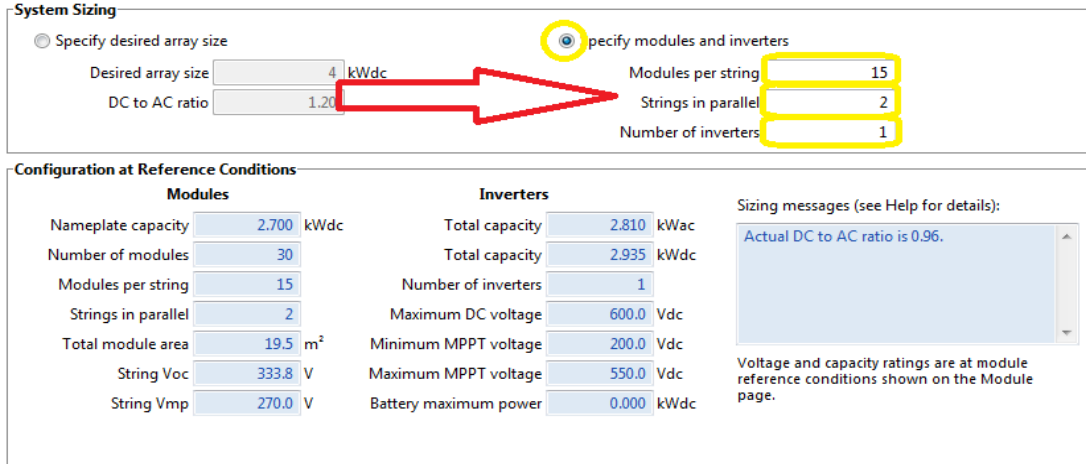


Figura 14. Diseño del arreglo PV.

### Paso número 12

Luego se seleccionó especificar módulos e inversores (Specify modules and inverters), para realizar el mismo arreglo que se hizo en el método intuitivo; esto con el fin de obtener una mejor aproximación en la comparación de los métodos (ver figura 15).

Nota: El software también permite la opción de calcular el número de módulos de forma automática si el diseñador lo desea.



**System Sizing**

Specify desired array size  
 Specify modules and inverters

Desired array size: 4 kWdc  
 DC to AC ratio: 1.20

Modules per string: 15  
 Strings in parallel: 2  
 Number of inverters: 1

---

**Configuration at Reference Conditions**

Modules		Inverters	
Nameplate capacity	2.700 kWdc	Total capacity	2.810 kWac
Number of modules	30	Total capacity	2.935 kWdc
Modules per string	15	Number of inverters	1
Strings in parallel	2	Maximum DC voltage	600.0 Vdc
Total module area	19.5 m <sup>2</sup>	Minimum MPPT voltage	200.0 Vdc
String Voc	333.8 V	Maximum MPPT voltage	550.0 Vdc
String Vmp	270.0 V	Battery maximum power	0.000 kWdc

Sizing messages (see Help for details):  
Actual DC to AC ratio is 0.96.

Voltage and capacity ratings are at module reference conditions shown on the Module page.

Figura 15. Datos del arreglo PV.

### Paso número 13

Tras realizar el paso anterior se selecciona sombreado y nieve (shading and snow), luego de esto se elige calculador 3D de sombreado (Open 3D shade calculator), para ingresar los objetos que puedan generar sombreado al sistema.

Nota: si no existen objetos cercanos al sistema se omite este paso y se procede con el **paso número 19**.

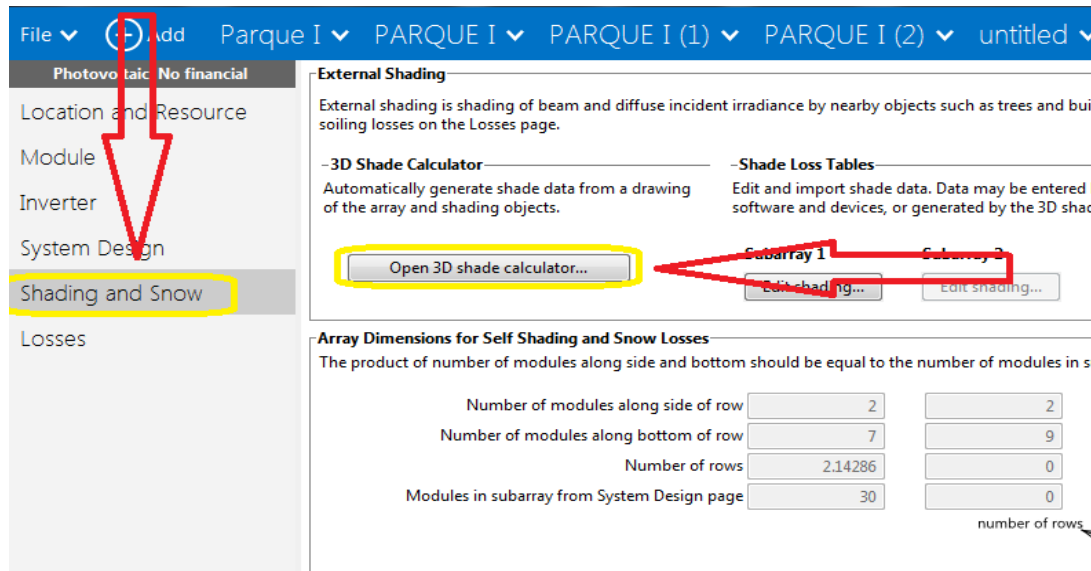


Figura 16. Datos de sombreado del arreglo PV.

#### Paso número 14

Posteriormente se selecciona escena 3D (3D scene), con el fin de simular los objetos que se encuentren cercanos al sistema.

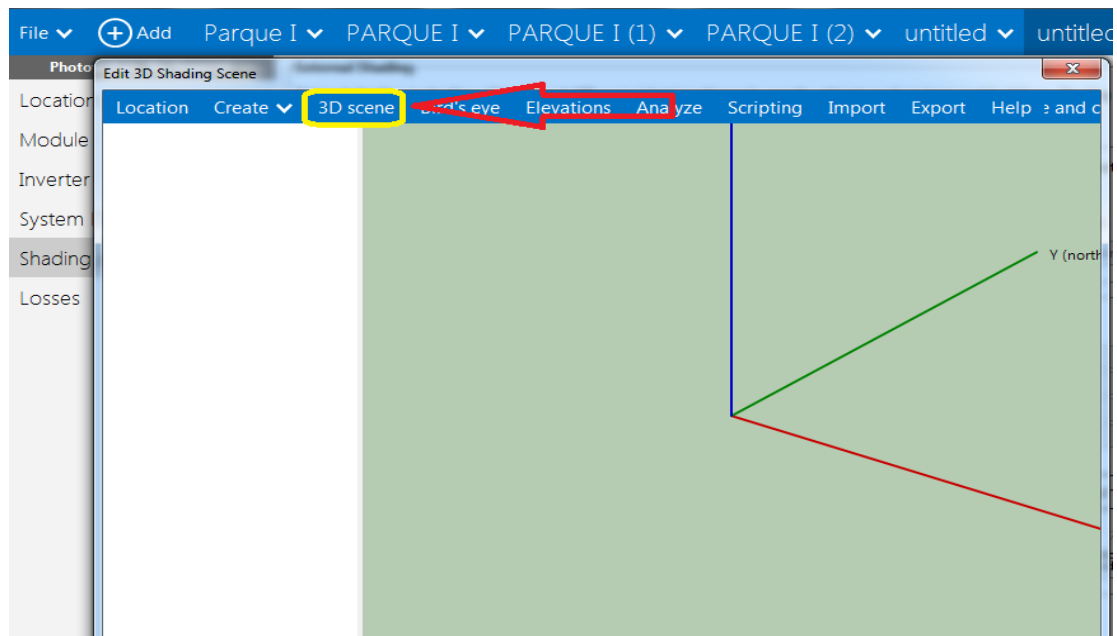


Figura 17. Simulación de objetos cercanos al sistema PV.

### Paso numero 15

A continuación se selecciona crear (create), donde luego aparece un listado de opciones en las cuales se encuentran: superficie activa (Active surface), esta representa la base donde se van a ubicar los strings o el arreglo PV en el escenario de sombras, También se muestran las opciones para crear los objetos que generaran sombreado al sistema tales como: caja (Box), cilindro (Cylinder), techo (Roof) y árbol (tree).

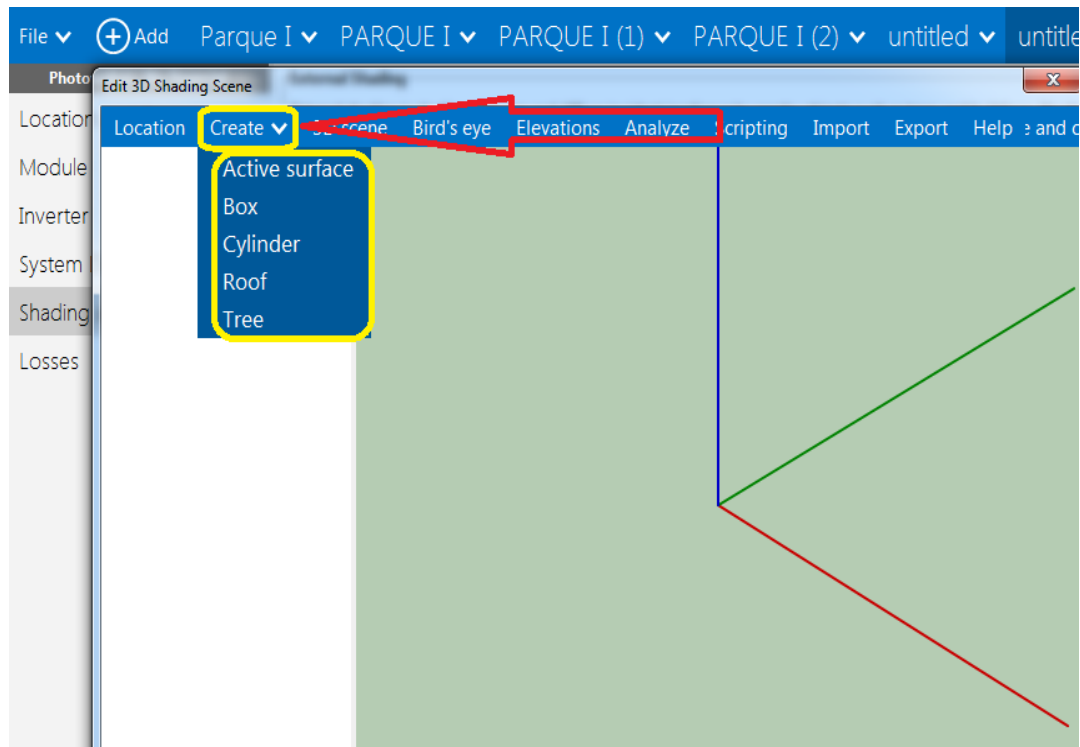


Figura 18. Objetos cercanos al sistema PV.

### Paso numero 16

Para este caso se seleccionó dos veces la opción superficie activa (Active surface), de tal modo que cada una represente un string; Adicionalmente se seleccionó un árbol (tree), ya que existe un árbol ubicado 8 metros hacia el oriente desde el final del arreglo. Todo lo anterior se ejecutó basado en las condiciones reales de la zona donde serán instalados los módulos.

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

Vale la pena destacar que cuando se seleccionan los elementos todos aparecen en la coordenadas  $(x,y)=(0,0)$ . Por lo cual sus ubicaciones deben ser editadas. Es por esta razón en la figura 19 solo se puede apreciar un string.

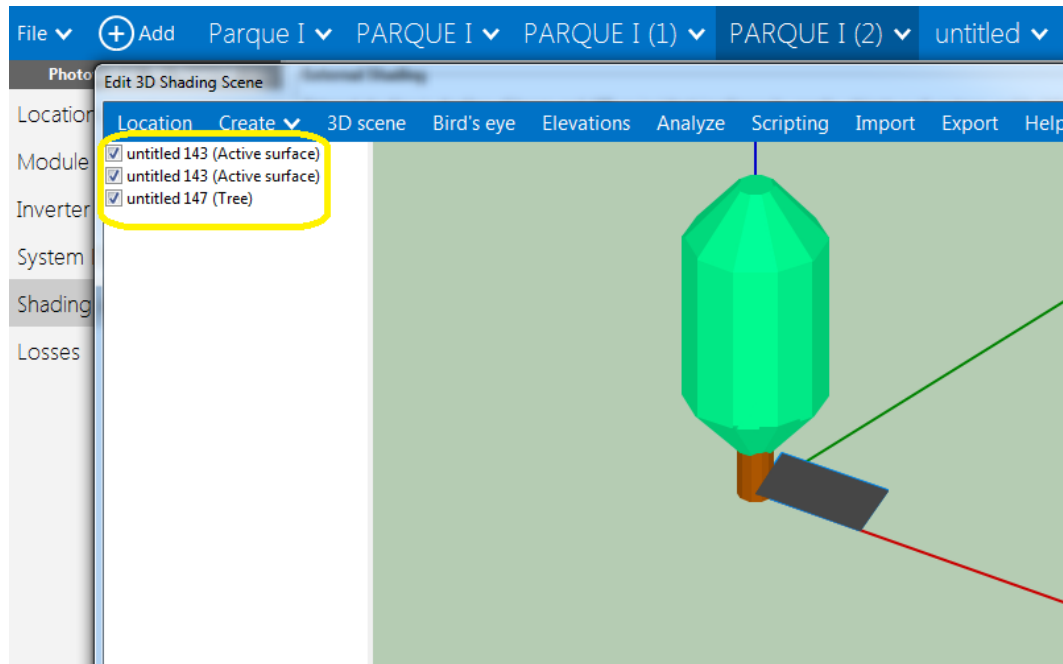


Figura 19. Activar objetos.

### Paso numero 17

Luego se edita el árbol seleccionándolo con un click, lo cual permite ingresar sus características y ubicación (ver figura 20), en las cuales se define: En X y Y, la distancia desde el punto inicial del arreglo (el punto inicial es la coordenada 0,0), también se define el diámetro aproximado del árbol en diámetro (diameter) la altura aproximada del árbol en altura (height), el diámetro de la parte superior del árbol en diámetro superior (top diameter), la altura aproximada del tronco del árbol en altura del tronco (trunk height), y la forma de la parte superior del árbol en forma (shape), luego se cierra esta ventana y software calcula automáticamente las pérdidas que causan los elementos cercanos al arreglo.

Nota: el software toma las medidas ingresadas en metros.

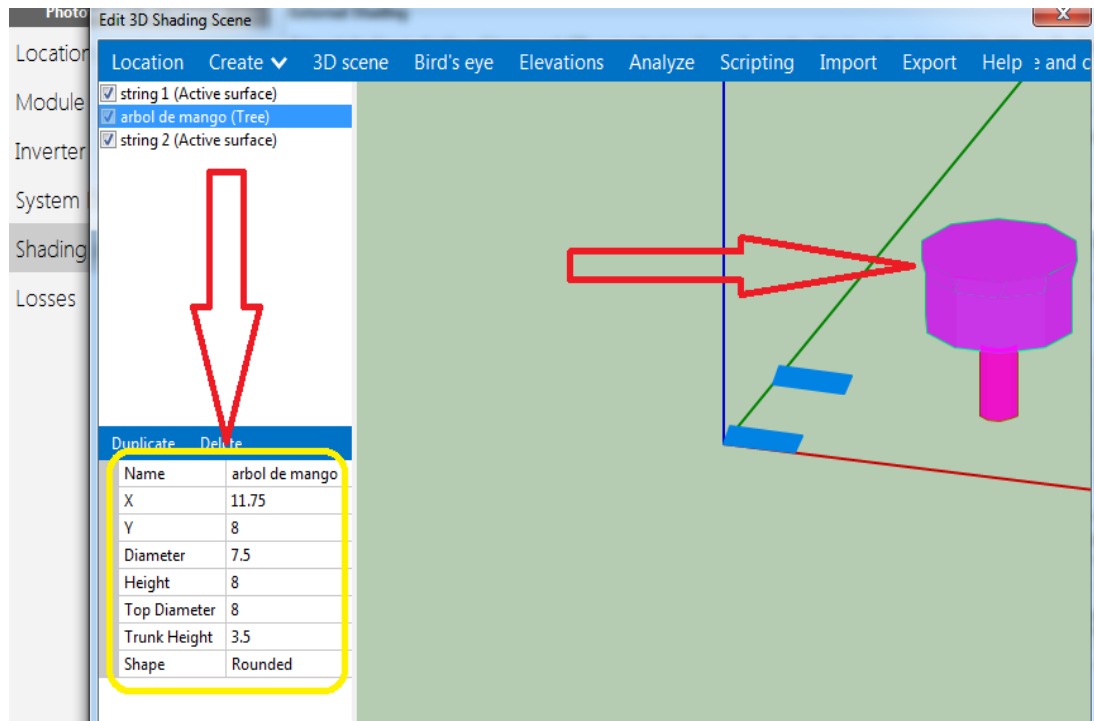


Figura 20. Coordenadas y características físicas del objeto

### Paso numero 18

En este paso se editó un string, donde se definieron condiciones tales como: a que cadena pertenece el string en la opción cadena (subarray), número del string en la opción string, el ancho del string en la opción ancho (width), la longitud del string en la opción longitud (length), y el grado de inclinación del string en la opción inclinación (Tilt), este último para este caso fue de 6° igual que en el diseño intuitivo. Luego se cierra esta ventana y el software calculo automáticamente las pérdidas que causan los elementos cercanos al sistema PV.

Nota: para el caso en que el string se desee implementar con posición hacia otro punto cardinal diferente al sur se rota en Azimuth.



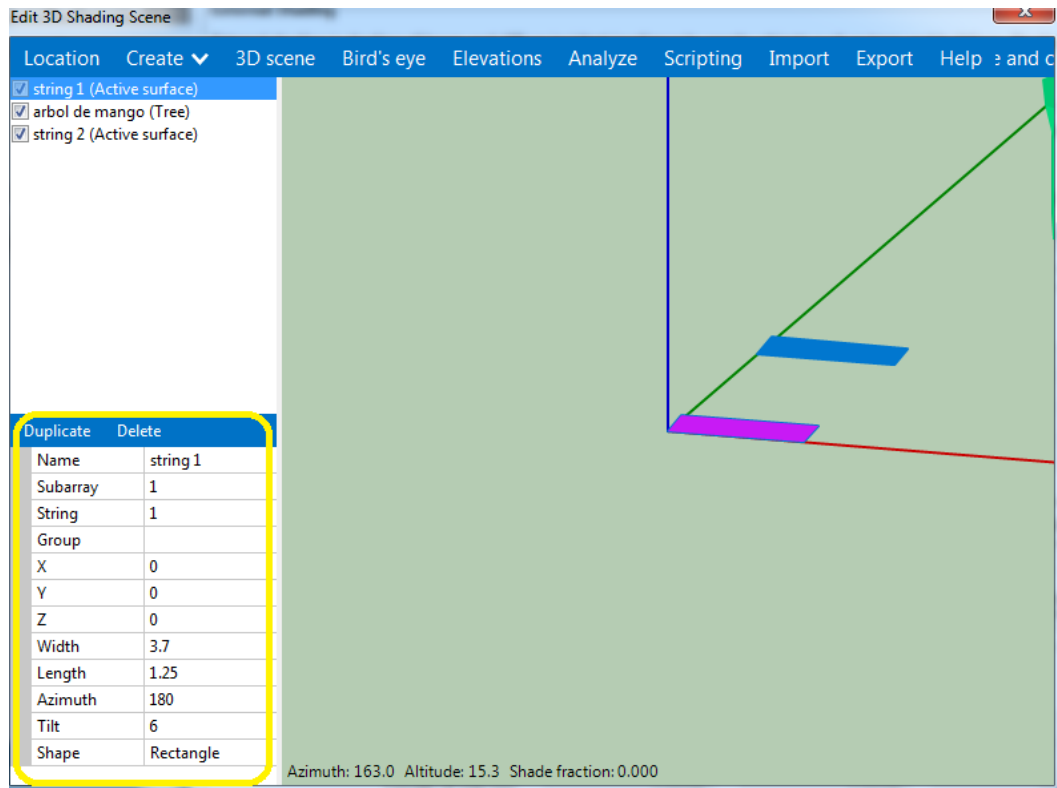
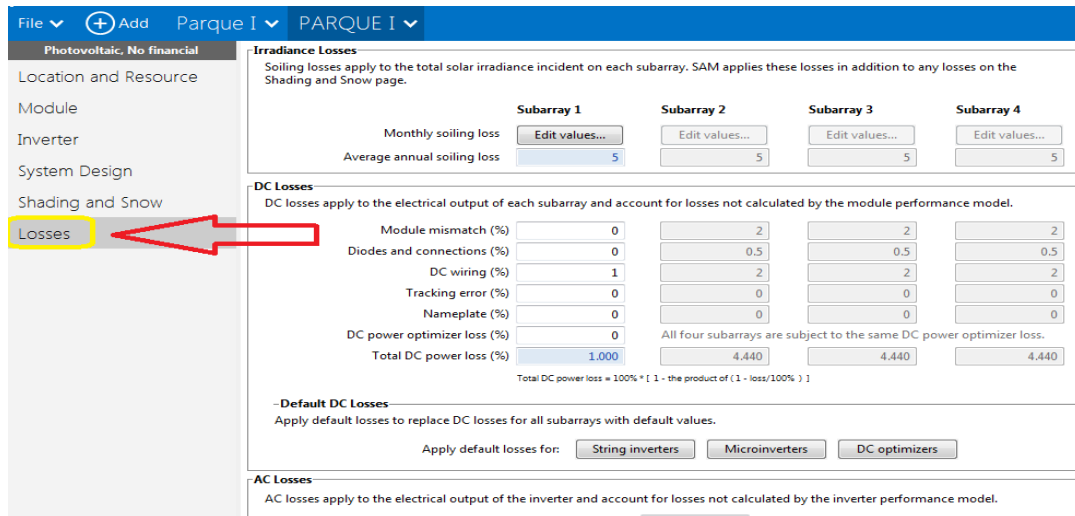


Figura 21. Datos característicos y ubicación de cada string.

### Paso número 19

Posteriormente en la figura 22, se elige perdidas (losses), para ingresar las pérdidas del sistema las cuales se describen en el siguiente paso (ver figura 22).



**Irradiance Losses**  
Soiling losses apply to the total solar irradiance incident on each subarray. SAM applies these losses in addition to any losses on the Shading and Snow page.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Monthly soiling loss	Edit values...	Edit values...	Edit values...	Edit values...
Average annual soiling loss	5	5	5	5

**DC Losses**  
DC losses apply to the electrical output of each subarray and account for losses not calculated by the module performance model.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Module mismatch (%)	0	2	2	2
Diodes and connections (%)	0	0.5	0.5	0.5
DC wiring (%)	1	2	2	2
Tracking error (%)	0	0	0	0
Nameplate (%)	0	0	0	0
DC power optimizer loss (%)	0	All four subarrays are subject to the same DC power optimizer loss.		
Total DC power loss (%)	1.000	4.440	4.440	4.440

Total DC power loss = 100% \* [ 1 - the product of ( 1 - loss/100% ) ]

**-Default DC Losses**  
Apply default losses to replace DC losses for all subarrays with default values.

Apply default losses for:

**AC Losses**  
AC losses apply to the electrical output of the inverter and account for losses not calculated by the inverter performance model.

Figura 22. Selección de pérdidas.

### Paso número 20

En este paso se ingresan los datos de pérdidas en de cableado AC y cableado DC; en este caso solo se ingresaron las pérdidas por cableado DC y cableado AC por efectos de comparación con el método intuitivo (ver figura 23).

Nota: también se pueden ingresar pérdidas por desajuste del módulo (Module mismatch ), diodos y conexiones (diodes and connections), error de seguimiento (tracking error), desajuste en el módulo (nameplate), Optimizador de corriente continua (DC power optimizer). Para lo cual estas deben ser previamente calculadas.

Photovoltaic, No financial

Average annual soiling loss

**DC Losses**  
DC losses apply to the electrical output of each subarray and account for losses not calculated by the module performance model.

Module mismatch (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Diodes and connections (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>
DC wiring (%)	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>
Tracking error (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Nameplate (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
DC power optimizer loss (%)	<input type="text" value="0"/>	All four subarrays are subject to the same DC power optimizer loss.		
Total DC power loss (%)	<input type="text" value="1.000"/>	<input type="text" value="2.490"/>	<input type="text" value="2.490"/>	<input type="text" value="2.490"/>

Total DC power loss = 100% \* [ 1 - the product of ( 1 - loss/100% ) ]

**-Default DC Losses-**  
Apply default losses to replace DC losses for all subarrays with default values.

Apply default losses for:

**AC Losses**  
AC losses apply to the electrical output of the inverter and account for losses not calculated by the inverter performance model.

AC wiring  %

Figura 23. Ingreso de datos de pérdidas en cableado.

### Paso número 22

Para finalizar y correr la simulación (ver figura 24), se selecciona Simular (Simulate).

Shading and Snow

Losses

**DC Losses**  
DC losses apply to the electrical output of each subarray and account for losses not calculated by the module performance model.

Module mismatch (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Diodes and connections (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>
DC wiring (%)	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>
Tracking error (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Nameplate (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
DC power optimizer loss (%)	<input type="text" value="0"/>	All four subarrays are subject to the same DC power optimizer loss.		
Total DC power loss (%)	<input type="text" value="1.000"/>	<input type="text" value="2.490"/>	<input type="text" value="2.490"/>	<input type="text" value="2.490"/>

Total DC power loss = 100% \* [ 1 - the product of ( 1 - loss/100% ) ]

**-Default DC Losses-**  
Apply default losses to replace DC losses for all subarrays with default values.

Apply default losses for:

**AC Losses**  
AC losses apply to the electrical output of the inverter and account for losses not calculated by the inverter performance model.

AC wiring  %

**Transformer Losses**  
The transformer loss model is intended for distribution or substation transformers in large PV systems. Losses apply to the electrical output of the inverter and assume a power factor of 1. The transformer capacity is equal to the total inverter AC power rating.

Figura 24. Simular.

#### 4.2.2 Resultados de la aplicación del Software SAM

A continuación, se presentan los resultados de desempeño energético del diseño en el software especializado SAM (ver figura 25), donde se puede observar la energía total entregada por el sistema en un año (3.515 KWh), el factor de capacidad, el cual es la relación entre la potencia eléctrica entregada en el primer año de funcionamiento y la potencia nominal, que es igual a (14.9%). También se presentan el rendimiento energético; el cual es la relación de producción de energía en AC con respecto a la potencia instalada en el sistema DC ( $1.304 \frac{KWh}{KW}$ ); y la relación de calidad del sistema, que indica la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de la instalación fotovoltaica el cual es igual a (0.72), Adicionalmente en esta figura se observa la cantidad de energía que producirá el sistema mes a mes, presentando un mínimo de 264kWh en el mes de abril y un máximo de 328kWh para el mes de enero.

Metric	Value
Annual energy (year 1)	3,515 kWh
Capacity factor (year 1)	14.9%
Energy yield (year 1)	1,302 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.72

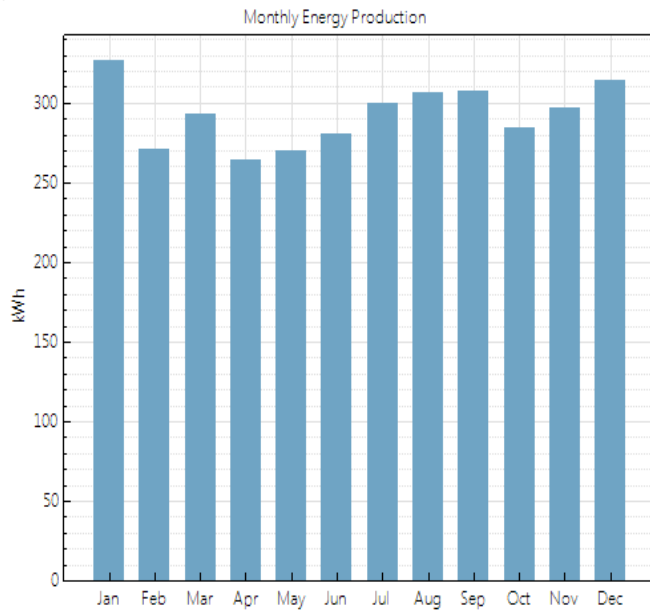


Figura 25.energía total entregada por el sistema en un año.

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

Para observar los otros resultados que presenta el SAM, se elige tablas de datos (Data tables), y Valores individuales (single valúes), en este se despliega una lista de opciones en la cuales se puede seleccionar y analizar las pérdidas del sistema PV ya sea en porcentaje, o en KWh; para efectos de comparación en este trabajo de investigación solo se seleccionaron las pérdidas que se tuvieron en cuenta en el método intuitivo las cuales fueron: pérdidas por temperatura en la opción pérdida modulada en módulo DC (module modeled loss) , Pérdidas en el inversor en la opción Pérdida de eficiencia del inversor de AC (AC inverter efficiency loss), Pérdidas en cableado DC en la opción Pérdida del cableado DC (DC wiring loss), Pérdidas en cableado AC en la opción Pérdida del cableado AC (AC wiring loss), Pérdidas por sombreado en la opción Pérdida de sombreado POA (POA shading loss) y pérdidas por polvo en la opción Pérdida de suciedad de POA (POA soiling loss). Las demás pérdidas que sugiere el método intuitivo no se encontraban disponibles, por lo cual no se consignaron en la tabla de pérdidas. Todo lo anterior se puede visualizar en la figura 26.

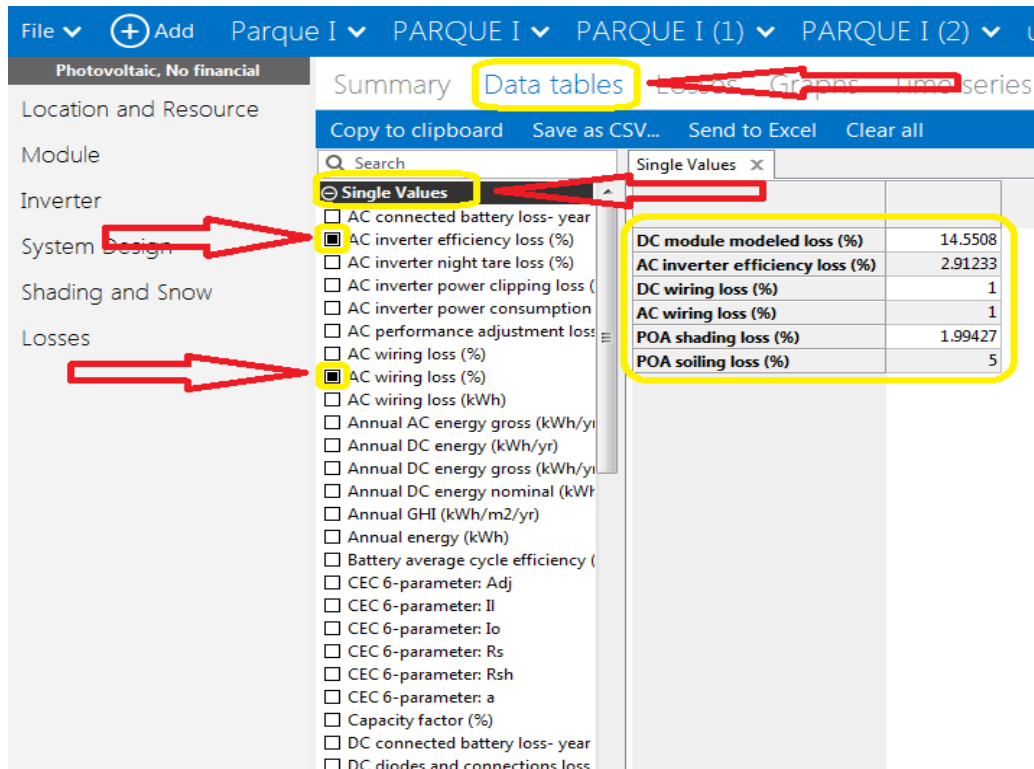


Figura 26. Pérdidas del sistema

Con base en la figura 26 los valores de pérdidas fueron consignados en la tabla 4, la cual se presenta a continuación.

Tabla 4. Porcentaje de pérdidas en SAM

Tipo de pérdida	Porcentaje
Por temperatura	14.56 %
Por inversor	2.9%
Cables DC	1%
Cables AC	1%
Sombreado	1.99%
Polvo	5%
Total	26,45%

### 4.3 Comparación entre el método intuitivo y método numérico

A partir de los métodos y herramientas utilizados para el diseño del sistema PV en este proyecto, se realizó una comparación entre los resultados obtenidos y las ventajas y desventajas de un método sobre el otro. A continuación, se presenta la tabla 5 donde se consignan los resultados a comparar.

Tabla 5. Comparación de resultados.

Método intuitivo	Método numérico
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energía entregada por el sistema en un año: <b>3,308 KWh</b></li> <li>• Pérdidas del sistema <ul style="list-style-type: none"> <li>Por temperatura: <b>12.48 %</b></li> <li>En el inversor: <b>2.9 %</b></li> <li>Cables DC: <b>1%</b></li> <li>Cables AC: <b>1%</b></li> <li>Sombreado <b>1%</b></li> <li>Radiación débil: <b>1%</b></li> <li>Polvo: <b>1%</b></li> <li>Otros: <b>1%</b></li> <li>Sumatoria de pérdidas: <b>21.38%</b></li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energía entregada por el sistema en un año: <b>3,515 KWh</b></li> <li>• Pérdidas del sistema <ul style="list-style-type: none"> <li>Por temperatura: <b>14.56 %</b></li> <li>En el inversor: <b>2.9 %</b></li> <li>Cables DC: <b>1%</b></li> <li>Cables AC: <b>1%</b></li> <li>Sombreado: <b>1.99%</b></li> <li>Polvo: <b>5%</b></li> <li>Sumatoria de pérdidas: <b>26.45%</b></li> </ul> </li> </ul>

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

#### **4.3.1 Comparación y análisis de resultados:**

A partir del de los resultados presentados en la tabla 5, se realizará el análisis de cada uno de los resultados obtenidos:

- **Energía entregada por el sistema PV**

Con respecto a la energía entregada por el sistema PV se observa, que con el método numérico se presenta una mayor cantidad de energía en un año aun cuando la sumatoria de pérdidas es mayor para este (5.07%), la razón fundamental de esto es debido a que en el método intuitivo se recomienda tomar el peor escenario de irradiación mensual, mientras que el método numérico toma la irradiación mes a mes; en este caso es más confiable utilizar el método numérico ya que ofrece una mejor precisión para dimensionar el sistema.

- **Pérdidas por temperatura en el módulo**

En las pérdidas por temperatura se percibe que los dos métodos tienen diferente porcentaje, esto se presenta debido a que en el método intuitivo se eligió un promedio de temperatura entre 1983 y 2004, mientras que el método numérico se trabaja con un promedio de temperatura más actualizado que contiene los años entre el año 1998 y 2014. Adicionalmente el software SAM calcula las pérdidas automáticamente.

- **Pérdidas en el Inversor**

Las pérdidas en el inversor son iguales, debido a que se utilizó el mismo inversor para ambos casos.



	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

- **Pérdidas por cableado AC y DC**

Este porcentaje es el mismo para ambos casos, ya que en el método numérico también es un valor que, aunque el software lo sugiere, se puede remplazar. Este no está asociado a ninguna ecuación para realizar la simulación del sistema PV, solo se les adiciona el porcentaje a las pérdidas. Para ambos casos se asignó el mismo valor.

- **Pérdidas por sombreado**

Este porcentaje es recomendado para el caso del método intuitivo, mientras que en el método numérico se puede simular dependiendo de las condiciones del lugar ya que este realiza un cálculo del porcentaje de sombra teniendo en cuenta el movimiento del sol en diferentes horas del día y épocas del año. En el caso de prueba las pérdidas implementando SAM son 0.99% mayores que en el método intuitivo.

- **Pérdidas por polvo**

Este porcentaje en ambos casos es asumido, pero no obedece a ningún cálculo matemático, aunque en el método numérico puede ser modificado el software recomienda dejarlo en este valor. El software recomienda un valor del 5%, mientras en el método intuitivo se recomienda 1%.

#### **4.3.2 Ventajas de cada método**

##### **Método numérico mediante el software especializado SAM:**

- Debido que para este caso se utilizó el software SAM, es de gran importancia recordar que este es un software de uso libre, por lo cual no se requiere de ningún tipo de inversión para realizar el diseño un sistema PV.
- Cuenta con amplias bases de datos de irradiación, módulos solares e inversores.
- Permite realizar en 3D las condiciones reales del terreno, para el cálculo de pérdidas por sombreado.

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

- Es un software que permite modelo financiero.

**Método intuitivo:**

- Es un método que se puede aplicar sin ningún tipo de inversión ya que se puede usar libremente.
- Es un método de baja complejidad y fácil de aplicar debido a la sencillez de sus ecuaciones.

**4.3.3 Desventajas de cada método**

**Método numérico mediante el software especializado SAM:**

- Es un software que solo se encuentra en el idioma inglés, lo cual puede ser una limitación para algunas personas.
- No realiza el cálculo de las pérdidas de energía diferentes a las de sombreado o nieve.
- Requiere de un alto nivel de conocimiento sobre el diseño de sistemas PV para su aplicación.

**Método intuitivo:**

- Tiende a sobredimensionar los sistemas, debido a que se recomienda tomar el peor escenario de irradiación.
- Es un método empírico con el cual se calcula el sistema PV de manera muy general.
- Se requiere de bases de datos meteorológicos adicionales; ya que se debe tener una fuente de información para obtener la irradiación mensual. Lo cual según la fuente de los datos puede afectar el resultado final.
- Carece de información a la hora de calcular las pérdidas por sombreado, y la mayoría de sus pérdidas son asumidas o seleccionadas por el diseñador.

 Institución Universitaria	INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

## 5 CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y TRABAJO FUTURO

---

### Conclusiones:

En este trabajo de investigación realizo el diseño de un sistema PV para las instalaciones de parque de i del ITM, utilizando el software especializado SAM, adicional a esto se llevó a cabo la elaboración del diseño utilizando un segundo método, finalmente se efectúa una comparación de métodos y resultados, donde se determina cuáles son las ventajas y desventajas de cada uno de los métodos utilizados.

Se elaboró el diseño de un sistema PV mediante una metodología intuitiva en la cual se hallan resultados tales como: las pérdidas por temperatura, la potencia entregada y la selección del inversor del sistema.

Se realizó el diseño de un sistema PV mediante el uso del software especializado SAM donde se calculan valores de desempeño energético y pérdidas en el sistema PV, no obstante se deja consignado un paso a paso para la elaboración de proyectos en SAM.

A partir de los resultados obtenidos en las dos metodologías utilizadas, realizando una comparación de estos, se determinó que la metodología que mejor desempeño tiene entre estas dos; en cuanto a precisión y dimensionamiento de sistemas PV, es la metodología numérica por medio del software especializado SAM.

 Institución Universitaria	INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

**Recomendaciones:**

Para trabajos futuros se recomienda para ambos métodos realizar un cálculo detallado de las pérdidas en cableado DC y cableado AC, para garantizar un mejor ajuste de precisión en el dimensionamiento del sistema PV.

**Trabajo futuro:**

Como trabajo futuro se plantea implementar el diseño del sistema PV en campo con base a los datos obtenidos con el software especializado SAM, adicional a esto se pretende realizar un estudio económico en el cual se pueda observar en qué momento se puede recuperar la inversión que se requiere para implementar el sistema.

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

## REFERENCIAS

- Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio (NASA). (2017). NASA. Recuperado el 15 de Agosto de 2017, de <https://www.google.com.co/search?q=NASA&oq=NASA&aqs=chrome..69i57j69i60l2j0l3.1516j0j8&sourceid=chrome&ie=UTF-8>
- Barrera, M. F. (2010). *energía solar electricidad fotovoltaica*. Madrid: Liber factory.
- Google. (2017). *Google map*. Recuperado el 7 de Agosto de 2017, de <https://www.google.es/maps/place/ITM+Fraternidad/@6.2453253,-75.5532407,17z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0x8e4428608c3c37b3:0x5b74d006bb9c6df2!8m2!3d6.2453253!4d-75.551052>
- Gregg, A. (2005). *A "Real World" Examination of PV System Design and Performance*. IEEE.
- J.D.Aguilar, P. J. (s.f.). *Cálculo de la energía generada por un sistema*. Jaén.
- khatib, T., Azah, M., & K., S. (2013). A review of photovoltaic systems size optimization techniques. *Sincedirect*, 9.
- Méndez Muñoz, J. M., & Cuervo Garcia, R. (2011). *Energía solar fotovoltaica*. Madrid: Fundacion confemetal.
- National renewable energy laboratory. (2014). System Advisor Model.
- Parra Gonzalez, D. A. (2013). *Evaluación de metodos heuristicos y matematicos para la determinación del potencial de generación distribuida con energía fotovoltaica*. Cuenca: Universidad de cuenca.
- Quiroz, P., & Velásquez, H. (2015). *Diseño de un sistema fotovoltaico para alimentar un equipo de refrigeración en el municipio de Santa fé de antioquia*. Medellín.
- Ramos Paja, C. (2013). *Dimencionamiento de sistemas de generacion fotovoltaicos localizados en la ciudad de Medellin*. Medellin: Tecnologicas.
- Rawat, R., Kaushik, S. C., & R. Lamba. (2016). A review on modeling, design methodology and size optimization of photovoltaic based water pumping, standalone and grid connected system. vol. 57. pp. 1506–1519,.
- RETIE. (2013). Reglamento Tecnico de Instalaciones Electricas.
- Rodríguez Murcia, H. (2009). Desarrollo de la energía solar en Colombia y sus perspectivas. 7.

 Institución Universitaria	INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

Solar plus energy. (2017). *Solar plus energy*. Recuperado el 8 de Agosto de 2017, de <http://www.solarplusonline.com/>

Stapleton, G., & Neill, S. (2012). *grid connected solar electric systems*. New York: Earthscan.

Yang, D., Latchaman, H., Tingling, D., & Amarsingh, A. (2015). Design and return on investment analysis of residential solar photovoltaic systems. *IEEE*, 7.

Yaskawa solectria solar. (s.f.). *Solectria*. Recuperado el 17 de Agosto de 2017, de <https://www.solectria.com/>

	<b>INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</b>	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

MARIO RPO.

FIRMA ESTUDIANTE \_\_\_\_\_

*Luis Fernando Alvarado*  
*Enfermeria final*  
*18/10/2017*

FIRMA ASESOR \_\_\_\_\_

*Diana B*  
*Trabajo de Grado*  
*17/10/2017*

FIRMA ASESOR \_\_\_\_\_

FECHA ENTREGA: 18 de octubre de 2017

FIRMA COMITÉ TRABAJO DE GRADO DE LA FACULTAD \_\_\_\_\_

RECHAZADO\_\_\_      ACEPTADO\_\_\_      ACEPTADO CON MODIFICACIONES\_\_\_

ACTA NO. \_\_\_\_\_

FECHA ENTREGA: \_\_\_\_\_

 Institución Universitaria	INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO	Código	FDE 089
		Versión	03
		Fecha	2015-01-22

<p>FIRMA CONSEJO DE FACULTAD _____</p> <p style="text-align: right;">ACTA NO. _____</p> <p style="text-align: right;">FECHA ENTREGA: _____</p>
--