

Estudio de la afectación del sombreado en un sistema fotovoltaico ubicado en el municipio  
de Barrancabermeja

Juan Sebastian Rodríguez Bernal

Jhonson Rodríguez Rodríguez

Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director

German Alfonso Osma Pinto

Doctor en Ingeniería

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2020

### Dedicatoria

*A DIOS, quien me protegió, fortaleció y me guió para siempre tomar la mejor decisión.*

*A mis PADRES, quienes han sido las personas que me han educado con principios, acompañado de numerosas muestras de amor y apoyo por cumplir mis metas. A ellos quienes nunca faltaron en los días más difíciles durante este arduo camino, con todo el amor del mundo esto es por ustedes.*

*A mi Hermana, quien siempre se brindó por darme todo su respaldo, por motivarme, por confiar plenamente en mis capacidades, esto es por ti.*

*A mis dos HERMANOS, Ronald y Adrián, ustedes son inspiración para salir adelante, quienes les debo mucho tiempo para compartir como hermanos y amigos amantes del fútbol, esto es por ustedes.*

*A mi CUÑADO David, quien desde el día cero siempre me apoyó y creyó en que lo lograría.*

*A mi FAMILIA, ustedes hicieron parte de todo el proceso de formación, esto por cada uno de ustedes, por cada palabra de aliento, por siempre recibirme con una sonrisa*

*Por último, a todos mis amigos, que en el andar de la vida nos hemos ido encontrando, por ustedes que nunca olvidaré los días de fútbol, llenos de victorias y derrotas. Esto es por ustedes equipo CALETOS.*

***Juan Sebastian Rodríguez Bernal***

*Este trabajo de grado está dedicado principalmente a mis padres Emma María Rodríguez Rodríguez y Carlos Rose Rodríguez Rodríguez por ser un claro ejemplo de berraquera y constancia por recalcar me que existen muchos caminos para llegar al éxito, pero la educación siempre será el camino más corto, a mis hermanos Jimmy, Alexander, Osman, Carlos José y Nelfy por sus palabras de aliento en los momentos difíciles.*

***Jhonson Rodríguez Rodríguez***

**Agradecimiento**

*A mi Universidad, gracias por haberme permitido formarme y en ella, a todas las personas que fueron partícipes en este proceso.*

*A mis maestros, gracias por ser parte de esa curva de enseñanza durante toda mi carrera.*

*Al director de este trabajo de investigación, Dr. German Alfonso Osma Pinto, por su sabiduría y apoyo a este proceso de formación.*

***Juan Sebastian Rodríguez Bernal***

**Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	12
1. Generalidades del trabajo de grado.....	14
1.1 Ubicación .....	14
1.2 Condiciones Climáticas .....	15
1.3 Descripción del Sistema.....	16
1.4 Modelado del Sistema.....	20
1.4.1 Software SketchUp .....	21
1.4.2 Software PVSYST .....	22
1.5 Metodología .....	24
2. Estimación de la afectación del sombreado, caracterización de paneles afectados y horarios críticos.....	26
2.1 Secuencia de sombreado .....	27
2.2 Presencia de sombras sobre el sistema FV. ....	28
3. Determinación del costo de pérdidas de energía ocasionadas por sombreado debido a una torre de comunicaciones.....	33
3.1 Simulación y análisis de resultados para el sistema FV sin sombreado .....	34
3.1.1 SFV con microinversores.....	34
3.1.2 SFV con inversor centralizado.....	34
3.1.3 SFV con inversores en string. ....	34

---

3.1.4 Análisis comparativo entre las diferentes tecnologías sin sombreado.....	36
3.2 Simulación y análisis resultados para sistema FV con sombreado.....	37
3.3 Análisis comparativo del sistema FV con y sin sombra. ....	39
3.4 Cálculo pérdidas de energía por presencia de sombras parciales. ....	41
4. Posibles soluciones .....	47
4.1 Solución A: .....	47
4.2 Solución B.....	48
5. Conclusiones .....	51
Referencias Bibliográficas .....	53
Apéndices.....	55

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Ubicación georreferencial del edificio ubicado en Barrancabermeja (Santander).....	15
Figura 2. Datos meteorológicos. ....	16
Figura 3. Disposición real de paneles fotovoltaicos. ....	17
Figura 4. Parámetros y características del sistema FV. ....	19
Figura 5. Esquema del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica utilizando distintos tipos de tecnologías de inversores.....	20
Figura 6. Modelado del edificio y torre de comunicaciones.....	21
Figura 7. Perspectiva del campo FV y situación de sombreado cercano.....	23
Figura 8. Diagrama de Iso-sombreados. ....	24
Figura 9. Disposición de los paneles en el sistema FV.....	26
Figura 10. Secuencia de sombreado para el día 1 de septiembre. ....	28
Figura 11. Disposición de las sombras para el día (01/09/2018) y hora (7:15 am) con mayor afectación. ....	29
Figura 12. Representación en diagrama de barras de la cantidad de paneles FV afectados durante el año 2018.....	31
Figura 13. Porcentaje de sombreado respecto horario diario.....	32
Figura 14. Promedio de sombra diario durante el año 2018.....	33
Figura 15. Balances y resultados principales de cada una de las tecnologías de inversores. ....	35
Figura 16. Valores mensuales de energía y factor de rendimiento de cada una de las	

---

tecnologías de inversores. ....	38
Figura 17. Descripción del sistema solar fotovoltaico.....	44
Figura 18. Propuesta comercial para el uso de dos tecnologías, a) Inversor central y b) Inversores en string. ....	45
Figura 19. Inversión respecto a los ingresos anuales según la tecnología. ....	46
Figura 20. Evaluación económica por parte de la empresa MYM torres ingeniería en alturas. ...	48
Figura 21. Alternativa de solución para reducir el impacto por sombras parciales. ....	49

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Características eléctricas panel Trina Solar TSM-PD14. ....	17
Tabla 2. Características eléctricas de los Microinversores IQ6PLUS. ....	18
Tabla 3. Caracterización de paneles afectados durante el año 2018. ....	30
Tabla 4. Cantidad de energía generada en AC para cada una de las tecnologías de inversores. ...	37
Tabla 5. Comparativo de la energía generada en AC para cada una de las tecnologías con y sin presencia de sombras parciales. ....	40
Tabla 6. Comparativo de pérdidas originadas por los inversores con y sin afectación de sombras parciales. ....	41
Tabla 7. Comparativo de las eficiencias para cada una de las tecnologías por afectación de sombra. ....	42
Tabla 8. Comparación de costos y pérdidas de energía anual causadas por el sombreado. ...	42
Tabla 9. Costo de energía generada (AC) anual. ....	43
Tabla 10. Caracterización de la nueva distribución de paneles. ....	50
Tabla 11. Análisis de reducción de pérdidas ocasionadas por sombra. ....	51

**Lista de Apéndices**

	<b>Pág.</b>
Apéndice A. Marco teórico y marco legal regulatorio .....	55
Apéndice B. Graficas del sistema FV con sombreado.....	61

## Resumen

**TITULO:** ESTUDIO DE LA AFECTACIÓN DEL SOMBREAMIENTO EN UN SISTEMA FOTOVOLTAICO UBICADO EN EL MUNICIPIO DE BARRANCABERMEJA\*.

**AUTORES:** JHONSON RODRIGUEZ RODRIGUEZ  
JUAN SEBASTIAN RODRIGUEZ BERNAL\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Simulación, sombreado, panel FV, pérdidas.

### DESCRIPCIÓN:

Este trabajo de grado presenta un estudio sobre la afectación de sombreado de un sistema fotovoltaico instalado sobre la terraza de un edificio ubicado en el Municipio de Barrancabermeja (Santander), el cual se basa en la comparación cuantitativa de pérdidas de energía y cantidad de paneles fotovoltaicos afectados por la presencia de una torre de comunicaciones instalada cerca de la edificación. Este estudio se fundamenta principalmente en simulaciones basadas en las tres tecnologías de inversores más utilizadas en instalaciones fotovoltaicas (string, centralizado y microinversores), que permite comparar el desempeño de éstas ante presencia de sombras parciales.

Inicialmente, se construye el modelo virtual de la instalación y la torre de comunicaciones ubicada en el sureste de la edificación a través del software de diseño SketchUp. Este modelo es importado por la herramienta de diseño de instalaciones fotovoltaicas PVsyst con el objetivo de evaluar el comportamiento del sistema.

Luego, se realiza un perfil de sombreado para cada una de las tecnologías de inversores implementadas en este estudio, que permite analizar el comportamiento de las sombras y su repercusión negativa en el desempeño del sistema, estimando el porcentaje de paneles FV afectados, horarios críticos, pérdidas de energía y posibles soluciones para el desarrollo del proyecto.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas Escuela de Ingenierías Eléctrica Electrónica y de Telecomunicaciones  
Director German Alfonso Osma Pinto Doctor en Ingeniería

## Abstract

**TITLE:** STUDY OF THE AFFECTION OF SHADOW IN A PHOTOVOLTAIC SYSTEM LOCATED IN THE MUNICIPALITY OF BARRANCABERMEJA\*.

**AUTHORS:** JHONSON RODRIGUEZ RODRIGUEZ  
JUAN SEBASTIAN RODRIGUEZ ERNAL\*\*

**KEY WORDS:** Simulation, shading, photovoltaic modules, losses.

### DESCRIPTION:

This degree work presents a study on the shading effect of a photovoltaic system installed on a building's flat roof located in the Municipality of Barrancabermeja (Santander), which is based on a quantitative comparison of energy losses and the number of photovoltaic panels affected by the presence of a communications tower installed close to the building. This study is mainly based on simulations with three most widely used inverter technologies in photovoltaic installations (string, centralized and microinverters), which makes it possible to compare their performance in presence of partial shadows.

Initially, the virtual model of the installation and the communications tower located in the southeast of the building are designed using SketchUp software. This model is imported by the PVsyst photovoltaic in order to evaluate its performance.

Then, a shading profile is built for each of the inverter technologies implemented in this study, which allows to analyze the behavior of shadows and their negative impact on system performance, estimating the percentage of affected PV modules, critical hours, energy losses and possible solutions for the development of the project.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas Escuela de Ingenierías Eléctrica Electrónica y de Telecomunicaciones  
Director German Alfonso Osma Pinto Doctor en Ingeniería

## Introducción

La transición energética se ha convertido en últimos años en una necesidad que busca un cambio hacia el futuro de energías limpias. Dado esto, el reto está en sustituir paulatinamente las fuentes de generación convencionales por aquellas que contribuyan a mitigar el cambio climático. En consecuencia, Colombia promulgó la Ley 1715 del 2014 que promueve las energías no convencionales, con los siguientes beneficios: 1. Deducción especial en la determinación del impuesto sobre la renta, 2. Depreciación acelerada, 3. Exclusión de bienes y servicios de IVA y 4. Exención de gravámenes arancelarios.

En consecuencia, la implementación de proyectos de energía solar tiene una mayor penetración en el país. Debido a esto, los sistemas FV conectados a la red se están convirtiendo en un modelo de negocio sustentable, gracias a los beneficios contemplados por la Resolución de la CREG 030 del 2018, que regula los aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración y la generación distribuida en Colombia.

A raíz de estas iniciativas y según el plano cartográfico elaborado por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), se establece que los niveles de irradiación solar en el valle medio e inferior del Río Magdalena son excepcionales para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos. Por su ubicación geográfica, el Municipio de Barrancabermeja (Santander) contiene un gran potencial solar.

En este contexto, este trabajo de grado tiene por objeto el estudio de un sistema FV con una potencia instalada de 34.125 kW ubicado en la terraza de un edificio del Municipio de

Barrancabermeja. Es importante mencionar que la información usada en este trabajo de grado se obtuvo de fuentes públicas.

Durante la instalación de este sistema fotovoltaico, no se estimó la afectación por sombreado causado por una torre de comunicaciones ubicada a pocos metros de la edificación. Dado esto, se construyó un modelo virtual del edificio y la torre de comunicaciones para recrear el escenario de esta investigación. A partir del proceso de simulación, se puede evaluar el comportamiento del sistema FV bajo condición de sombreado, causado por la cercanía de paneles FV o por estructuras vecinas, ocasionando una disminución en la producción de energía

Uno de los temas importantes que ocasionan inestabilidades en el sistema FV, se ve reflejado en la afectación de sombreado que provoca caídas de tensión y variaciones en la corriente. Cabe mencionar que, se consideró analizar tres tipos de tecnologías de inversores para conocer su comportamiento ante presencia de sombras parciales.

Con la finalidad de estudiar la situación y con el apoyo del grupo de investigación GISEL, se desarrolla este trabajo de grado titulado “Estudio de la afectación del sombreado en un sistema fotovoltaico ubicado en el Municipio de Barrancabermeja”, cuyo objetivo general es *estimar la afectación en la generación anual de energía del sistema fotovoltaico instalado en la terraza de un edificio ubicado en la ciudad de Barrancabermeja por causa del sombreado ocasionado por una torre de comunicaciones.*

Para dar cumplimiento a lo propuesto, se desarrollaron los siguientes objetivos específicos:

- Caracterizar la afectación del sombreado, determinando el porcentaje de paneles FV afectados y los horarios críticos donde el sistema es menos y más eficiente.

- Cuantificar el costo de pérdidas de energía ocasionadas por la afectación, realizando un estudio de los resultados obtenidos en el proceso de simulación según los datos registrados antes y después de la afectación de sombreadamiento.
- Proponer estrategias de solución en base a los resultados de estudio obtenidos, y lograr mitigar los efectos ocasionados por el sombreadamiento.

## **1. Generalidades del trabajo de grado**

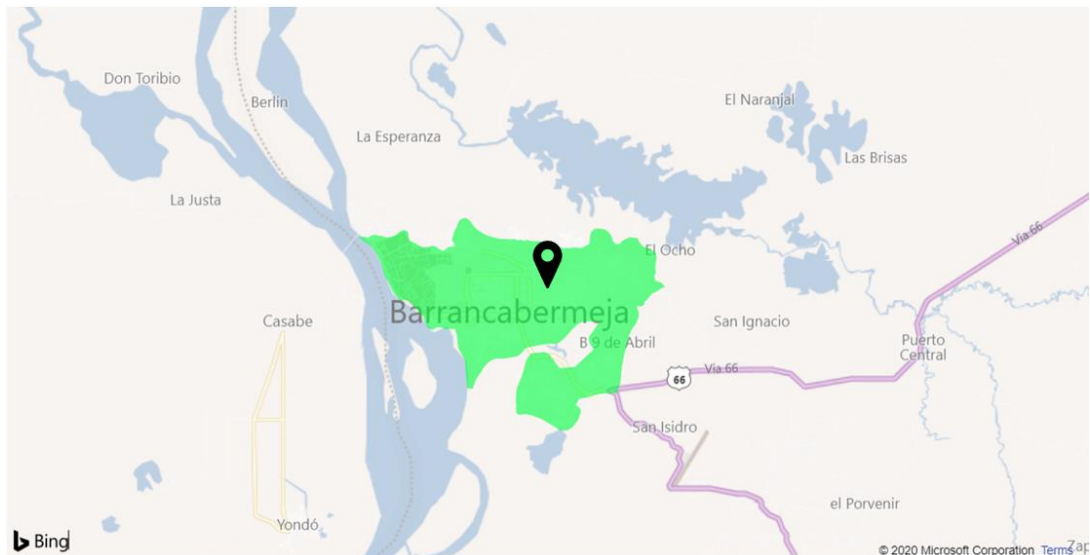
Esta sección presenta información sobre las características del sistema FV y el desarrollo del proyecto con sus respectivas herramientas de simulación (Meteonorm y PVsyst.) Además, muestra en detalle la ubicación y las condiciones climáticas del proyecto.

### **1.1 Ubicación**

La Figura 1 es una toma superior del lugar de interés donde se encuentra ubicado el proyecto. Este sistema FV está situado en la terraza de un edificio ubicado en el municipio de Barrancabermeja (Santander), cuya posición georreferenciada es latitud 7.067, Longitud - 73.867 7° 4' 1".

**Figura 1.**

*Ubicación georreferencial del edificio ubicado en Barrancabermeja (Santander).*



Nota. Tomado de: Bing. Microsoft Corporation.

**1.2 Condiciones Climáticas**

El clima de Barrancabermeja está clasificado como tropical y tiene un alto promedio de irradiación diaria durante el año  $5,16 \text{ kWh/m}^2$ . Dado esto La Figura 2 muestra datos climatológicos importados por el software Meteonorm 7.2 Demo necesarios para la simulación del sistema. Dado que la Universidad Industrial de Santander no cuenta con la licencia de este programa, se ha utilizado una prueba gratuita por un tiempo límite.

**Figura 2.***Datos meteorológicos.*

Sitio <b>Barrancabermeja (Colombia)</b>						
Origen de datos <b>Meteonorm 7.2, Sat=100%</b>						
	<b>Irradiación global horizontal</b>	<b>Irradiación difusa horizontal</b>	<b>Temperatura</b>	<b>Velocidad del Viento</b>	<b>Linke Turbidity</b>	<b>Relative Humidity</b>
	kWh/m <sup>2</sup> .mes	kWh/m <sup>2</sup> .mes	°C	m/s	[-]	%
Enero	158.9	61.7	23.5	2.50	3.604	75.7
Febrero	151.3	73.0	23.8	2.30	3.963	74.9
Marzo	158.7	83.7	23.9	2.29	6.050	75.7
Abril	151.4	79.6	23.6	2.00	4.582	80.0
Mayo	150.3	81.7	23.8	2.40	3.669	79.7
Junio	156.9	75.1	23.9	2.69	3.538	77.6
Julio	166.9	72.6	24.5	2.49	3.604	71.8
Agosto	168.3	81.4	24.3	2.60	3.731	74.3
Septiembre	158.4	81.9	23.4	2.19	3.792	79.3
Octubre	153.7	73.8	23.0	2.10	3.850	80.7
Noviembre	139.3	67.7	22.8	2.30	3.731	83.1
Diciembre	147.1	70.4	23.2	2.29	3.731	79.3
<b>Año</b>	<b>1861.2</b>	<b>902.6</b>	<b>23.6</b>	<b>2.3</b>	<b>3.987</b>	<b>77.7</b>

Nota. Tomado de: Meteonorm 7.2.

**1.3 Descripción del Sistema**

La Figura 3 muestra el sistema FV conformado por 105 paneles de 325 Wp que suma un total de 34.125 Wp de potencia instalada. Los paneles FV están orientados con un ángulo fijo de inclinación 15° con un de azimut 0°, su sistema de conversión DC/AC está conformado por 105 microinversores, es decir que cada panel FV es gestionado por un inversor. Cabe resaltar que los paneles FV se encuentran ubicados en la terraza del edificio, aportando energía para suplir aproximadamente el 70% del consumo de éste, con una energía esperada de generación diaria de 150 kWh.

**Figura 3.**

*Disposición real de paneles fotovoltaicos.*



Nota. Tomado de: Gimacol solar s.a.s. <http://www.gimacol.com/>.

La información descrita en la Tabla 1 hace referencia a las especificaciones técnicas más relevantes del panel FV utilizado en este estudio.

**Tabla 1.**

*Características eléctricas panel Trina Solar TSM-PD14.*

<b>Trina Solar TSM-PD14</b>	<b>Características</b>	<b>Unidades</b>
Potencia nominal	P <sub>nom</sub>	325 W
Tensión en el punto de máxima potencia	V <sub>max</sub>	37.2 V
Corriente en el punto de máxima potencia	I <sub>max</sub>	8.76 A
Tensión de circuito abierto	V <sub>cc</sub>	45.9 V
Corriente de cortocircuito	I <sub>cc</sub>	9.25 A
Eficiencia del panel	n	16.8 %

Las especificaciones técnicas más relevantes de los microinversores instalados en el proyecto se encuentran definidas en la Tabla 2.

**Tabla 2.**

*Características eléctricas de los Microinversores IQ6PLUS.*

<b>IQ6PLUS-72-X-240</b>	<b>Características</b>	<b>Unidades</b>
Tensión de máxima CC de entrada	V <sub>max</sub>	62 V
Tensión máxima de registro de corriente	V <sub>max</sub>	27-48 V
Potencia máxima de salida	P <sub>max</sub>	290 W
Rango de operación	P	235-40 W
Corriente de cortocircuito máxima	I <sub>cc</sub>	15 A

De manera general, cabe considerar que, aunque el sistema FV real dispone de microinversores, el propósito del proyecto es extender este estudio hacia otras tecnologías de inversores, con el objetivo de analizar y comparar el comportamiento de cada variante de sistema FV por medio de simulaciones. Es importante resaltar que las condiciones de diseño en los 3 escenarios no varían para cada una de las tecnologías. A continuación, un resumen de las características más principales.

La Figura 4 muestra los parámetros del sistema FV y las especificaciones técnicas de cada una de las tecnologías de inversores implementadas en la investigación. Además, se describe la configuración del sistema en los tres escenarios.

**Figura 4.***Parámetros y características del sistema FV.***CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO***Parámetros de simulación*

Sitio Geografico	Barrancabermeja	País	Colombia
Ubicación			
Latitud	7.07°	Longitud	73.86 7° 4' 1"

*Parametros de simulación*

Azimet ( $\alpha$ )	0°
Inclinación ( $\beta$ )	15 °
Necesidades Usuario	Conectado a la red

**MICROINVERSORES***Características del sistema*

<b>Módulo FV</b>				
Fabricante	Trina Solar	Modelo	TSM TSM-PD14	
N° Modulos FV	En serie	1	En paralelo	105 cadenas
N° Total Modulos FV	105 Módulos		Pnom Unitaria	325 Wp
<b>Potencia Total</b>	<b>34.1 kWp</b>	<b>Área Total</b>	<b>204 m<sup>2</sup></b>	

*Inversor*

Fabricante	Enphase	Modelo	IQ6PLUS-72-x-240
Características	Tensión Ope.	16-48 V	
N° Total Inversores	105	Potencia Total	29 kWac

**INVERSORES EN STRING***Características del sistema*

<b>Módulo FV</b>				
Fabricante	Trina Solar	Modelo	TSM TSM-PD14	
N° Modulos FV	En serie	21	En paralelo	5 cadenas
N° Total Modulos FV	105 Módulos		Pnom Unitaria	325 Wp
<b>Potencia Total</b>	<b>34.1 kWp</b>	<b>Área Total</b>	<b>204 m<sup>2</sup></b>	

*Inversor*

Fabricante	Conergy	Modelo	IPG 8 T
Características	Tensión Ope.	350-810 V	
N° Total Inversores	5 Unidades	Potencia Total.	30 kWac

**INVERSOR CENTRALIZADO***Características del sistema*

<b>Módulo FV</b>				
Fabricante	Trina Solar	Modelo	TSM TSM-PD14	
N° Modulos FV	En serie	15	En paralelo	7 cadenas
N° Total Modulos FV	105 Módulos		Pnom Unitaria	325 Wp
<b>Potencia Total</b>	<b>34.1 kWp</b>	<b>Área Total</b>	<b>204 m<sup>2</sup></b>	

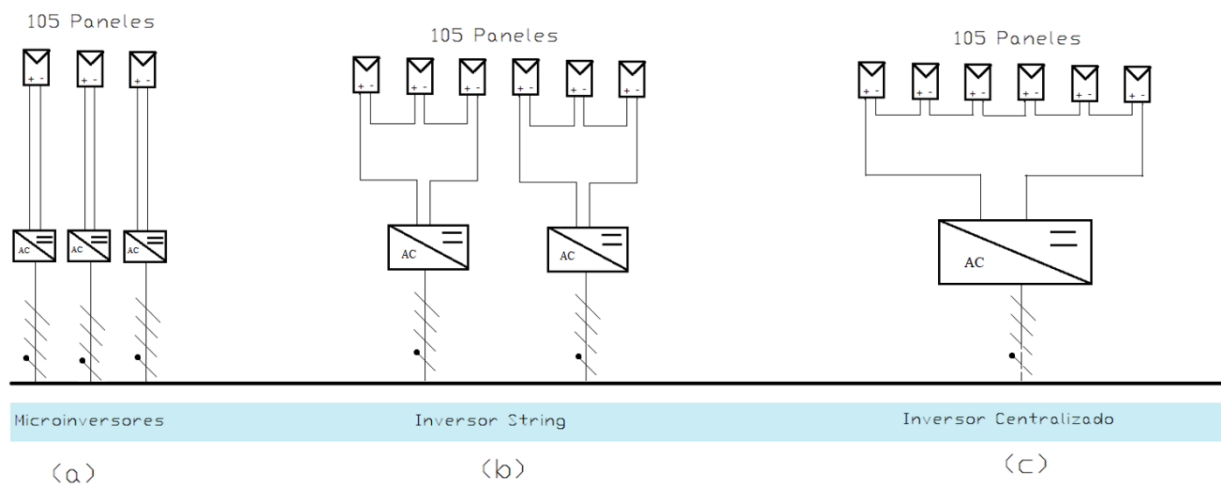
*Inversor*

Fabricante	GreenPower	Modelo	Power PV 80
Características	Tensión Ope.	450-800 V	
N° Total Inversores	1 Unidad	Potencia Total.	30 kWac

La Figura 5 muestra cada una de las tecnologías simuladas en este estudio; ilustra los diferentes componentes y etapas de un sistema FV “On grid” que, inyecta energía directamente a la red eléctrica de la edificación, proporcionando un porcentaje energético del consumo del edificio. Este estudio se basa en un sistema de inversión de corriente directa a corriente alterna utilizando tres tecnologías de inversores (microinversores, string y central).

### Figura 5.

*Esquema del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica utilizando distintos tipos de tecnologías de inversores.*



### 1.4 Modelado del Sistema

El sistema FV es modelado bajo condiciones similares mediante programas que permiten explorar diferentes alternativas de diseño y simulación. De acuerdo con esto, el edificio y la torre de comunicaciones están con dimensiones y parámetros semejantes a la situación existente.

### 1.4.1 Software SketchUp

SketchUp es un programa de diseño y modelado en 3D para entornos arquitectónicos e ingeniería civil. Permite, la creación de modelos y objetos partiendo de volúmenes y formas arquitectónicas de un espacio, además cuenta con una extensa galería de objetos modelados. Su primera versión fue lanzada al mercado en agosto de 2000, con el propósito general de ofrecer una herramienta para la creación de edificios en 3D (SketchUp, s.f.).

El modelo virtual presentado en la Figura 6 hace referencia al modelado de la edificación en conjunto con la torre de comunicaciones, ubicada en el costado sureste de dicho inmueble. El diseño se realiza en el software SketchUp, debido a que al usar este programa brinda la facilidad de trabajar con una versión que tiene diversas herramientas de diseño, logrando en los bosquejos una adaptación más realista. La curva de aprendizaje en el manejo de sus herramientas es reducida y ofrece la posibilidad de exportar el diseño como archivo DAE 3D al software PVsystem.

#### Figura 6.

*Modelado del edificio y torre de comunicaciones.*



Nota. Tomado de: SketchUp.

### *1.4.2 Software PVSYST*

PVsyst es un programa informático que permite realizar diseño, simulación, análisis financiero e interpretación de datos de una instalación fotovoltaica, logrando importar fácilmente datos desde bases meteorológicas existentes. Como parte fundamental para el cálculo y el estudio de una instalación, posee un registro amplio de información de especificaciones técnicas según sus fabricantes para inversores y paneles fotovoltaicos.

Este software permite simular instalaciones aisladas, conectadas a la red e instalaciones de bombeo. También tiene acceso a la construcción de una situación de sombreado para estudiar las posibles sombras que puedan interponerse en la trayectoria de la radiación solar.

La perspectiva de campo de la Figura 7 proporciona información acerca de la posición solar y situación de sombreado cercano. Este procedimiento se puede realizar haciendo un barrido con intervalos de 15, 30, 45 o 60 minutos durante las 12 horas sol del día; de esta manera se puede analizar el comportamiento del sombreado sobre el sistema FV en una franja horaria específica.

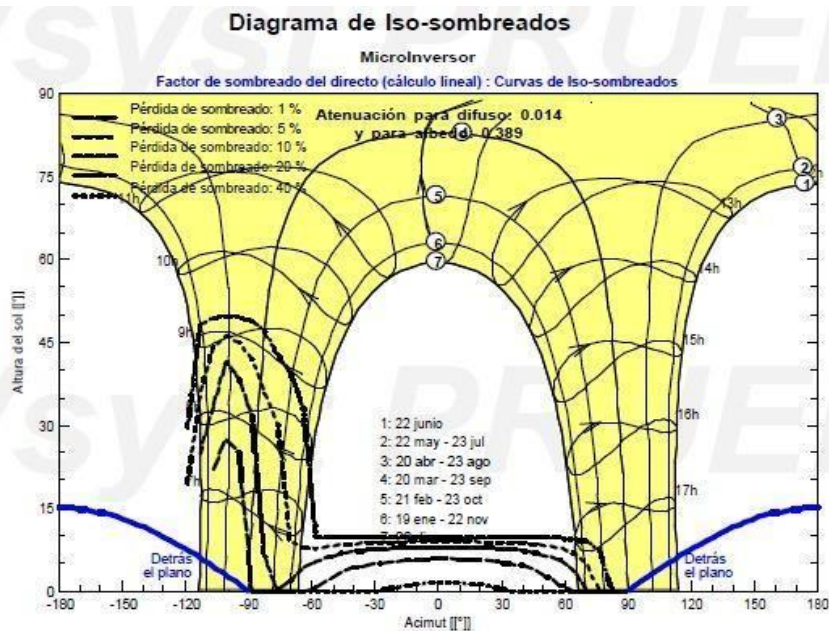
**Figura 7.**

*Perspectiva del campo FV y situación de sombreado cercano.*



Nota. Tomado de: PVsyst.

La Figura 8 muestra el diagrama de sombreado de acuerdo con la temporada y la hora del día durante el año, que permite identificar la mayor afectación durante el día. El aspecto irregular de las líneas se debe a las interpolaciones entre puntos de cálculo discretos.

**Figura 8.***Diagrama de Iso-sombreados.*

Nota. Tomado de: PVsyst.

El diagrama de Iso-sombreado es una expresión gráfica de la tabla de factores de sombreado superpuestos en los cambios de posición del sol. Las líneas azules indican los límites tangenciales del plano, es decir, cuando los rayos del sol son paralelos al plano. Este diagrama ofrece una evaluación sintética de la distribución de sombreado según la temporada y la hora del día durante el año. Las líneas negras punteadas representan el sombreado ocasionado por la torre de comunicaciones.

### 1.5 Metodología

La metodología del proyecto se basa en la recopilación de información del sistema FV, como especificaciones técnicas, fabricantes de los equipos, cantidad de paneles, disposición de

módulos, dimensiones del edificio junto con la torre de comunicaciones y, por último, la construcción de una base de datos meteorológicos con ayuda de la herramienta Meteonorm, con ubicación en el municipio de Barrancabermeja (Santander).

Posteriormente, se inicia el proceso de modelado del edificio y la torre de comunicaciones con apoyo de la herramienta SketchUp; luego éste es exportado como archivo DAE para ser usado por el software PVsyst, el cual permite realizar una perspectiva de sombreado del sistema.

Se recreó el sistema FV conectado a la red por medio del software PVsyst, incluyendo las condiciones climatológicas contribuidas por la base meteorológica y la perspectiva de sombreado. Este dimensionamiento se realizó tres veces, una por cada tecnología de inversores utilizada en este estudio.

El estudio de la afectación de sombreado es realizado para los días 1 y 15 de cada mes durante el año 2018. Se analizan dos días de cada mes durante un año, debido a que la afectación no muestra cambios considerables cada 15 días. Luego, se simula la cantidad de paneles FV afectados, haciendo un barrido diario con intervalos de 15 minutos. De esta forma se puede observar de manera más detallada el comportamiento variable de la afectación sobre el sistema FV, determinando así las pérdidas de energía anuales debidas al sombreado causado por la torre de comunicaciones.

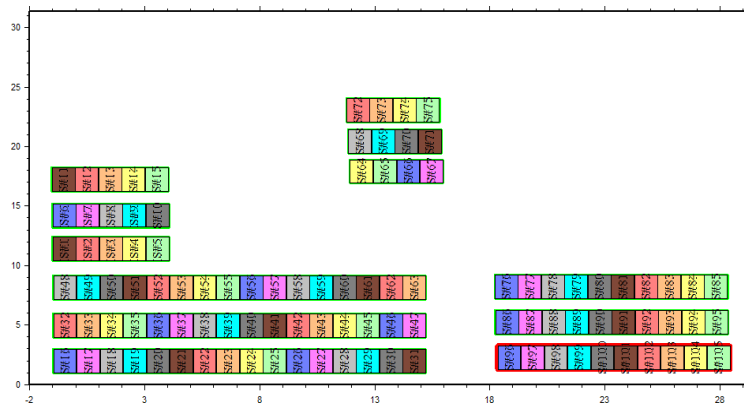
## 2. Estimación de la afectación del sombreadamiento, caracterización de paneles afectados y horarios críticos

Este capítulo muestra los resultados obtenidos de la simulación establecida para las tres tecnologías de inversores. Permite analizar la afectación de sombras parciales sobre el sistema FV, resaltando una secuencia de sombreadamiento en distintos horarios para identificar y cuantificar los paneles afectados durante el día.

La Figura 9 muestra cada uno de los paneles FV y su disposición en un escenario óptimo, es decir la presencia del sombreadamiento ocasionado por la torre de comunicaciones es nula. Los paneles FV están denominados como S#1, S#2, ...y S#105, la numeración es fijada según la cantidad total. La toma de este sistema FV se da para los meses de diciembre y enero, dado que son los únicos periodos sin presencia de sombras parciales.

**Figura 9.**

*Disposición de los paneles en el sistema FV.*



Nota. Tomado de: PVsyst.

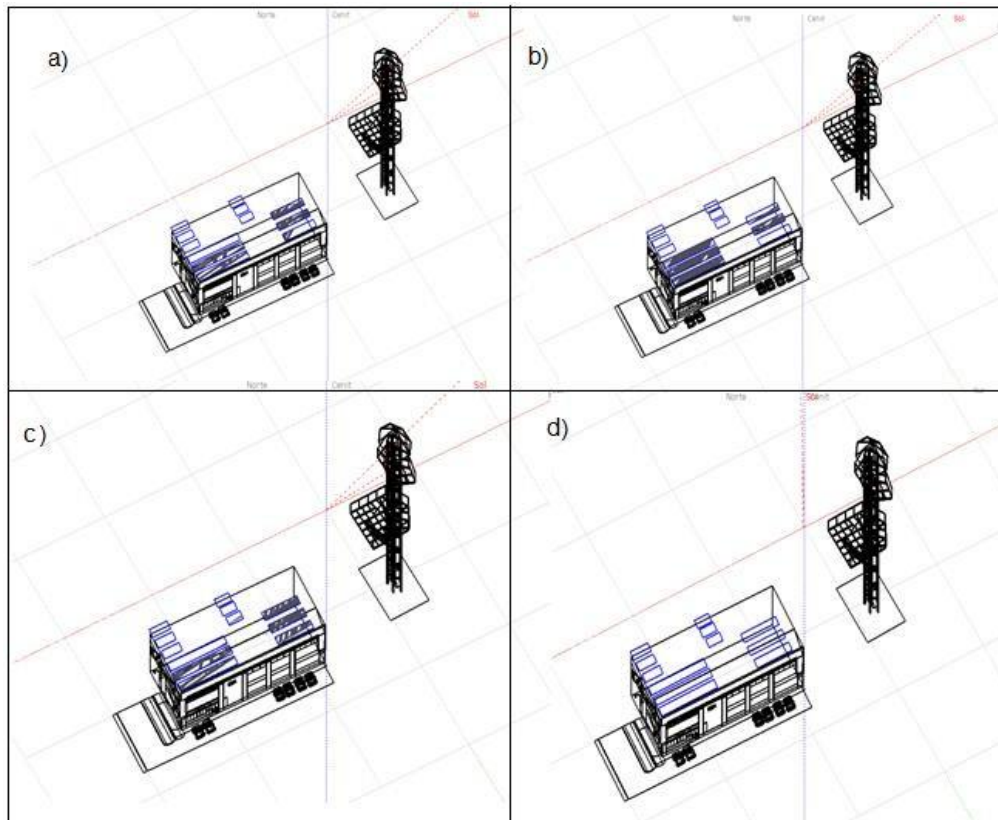
A continuación, se presenta el escenario de operación de un sistema FV usando tres tecnologías de inversores.

## **2.1 Secuencia de sombreado**

A continuación, se presenta una serie de imágenes que son una representación del día (01/09/2018) con mayor afectación por sombra. La Figura 10 muestra la secuencia de sombreado en diferentes franjas horarias, siendo las 7:00 am, 7:15 am, 8:30 am y 12:00 pm para las tomas a), b), c) y d) respectivamente; destacando este día como el de mayor afectación durante todo el año.

**Figura 10.**

*Secuencia de sombreadamiento para el día 1 de septiembre.*



Nota. Tomado de: PVsyst.

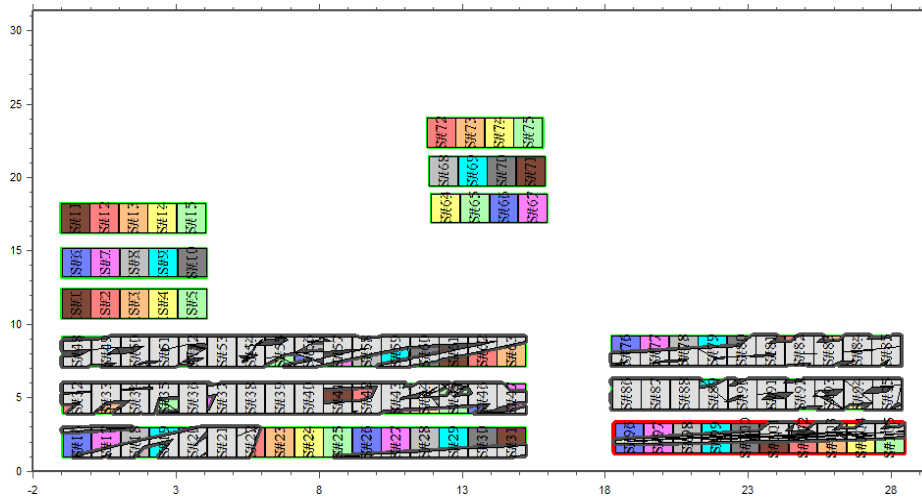
Las simulaciones realizadas en el software PVsyst muestran que el periodo con mayor afectación por sombreadamiento se produce generalmente durante las primeras horas de la mañana.

## 2.2 Presencia de sombras sobre el sistema FV.

La Figura 11 muestra la disposición y la cantidad de paneles FV afectados por sombreadamiento, presentado en el día más crítico (01/09/2018).

**Figura 11.**

*Disposición de las sombras para el día (01/09/2018) y hora (7:15 am) con mayor afectación.*



La representación de la Figura 11 es la exposición de sombreado de un solo día, el cual se analiza debido a su mayor impacto durante el año. Se observa la afectación de las sombras en los paneles FV de color gris, generada por la torre de comunicaciones.

Para identificar los meses más afectados se realiza un barrido cada 15 días durante todo el año, debido a que la variación de sombras parciales sobre el sistema FV se ve reflejada considerablemente durante este lapso. Este barrido permite observar cuáles paneles FV son los afectados por las sombras durante el tiempo de simulación.

La Tabla 3 hace referencia a la cantidad de paneles FV afectados, el porcentaje de área total de sombra, los horarios con más y menos afectación y, por último, las horas promedio de sombra del sistema FV.

**Tabla 3.***Caracterización de paneles afectados durante el año 2018.*

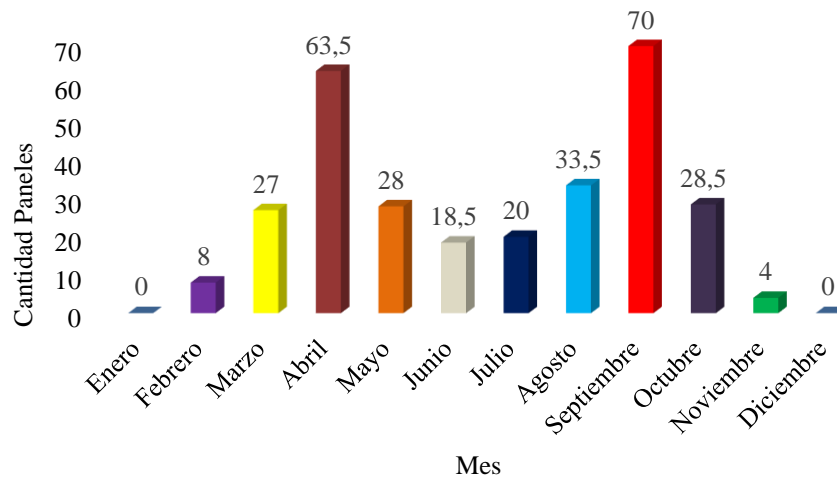
Fecha	Paneles afectados	Porcentaje de área sombreado	Horario más crítico	Horario menos crítico	Horas promedio de sombreado
1/01/2018	0	0%	NA	12:15	0:00
15/01/2018	0	0%	NA	12:15	0:00
1/02/2018	4	2.5 %	8:15	12:30	1:10
15/02/2018	12	15.2 %	8:00	12:15	1:22
1/03/2018	15	16.6 %	7:45	12:30	1:25
15/03/2018	39	25.6 %	7:15	12:15	1:40
1/04/2018	64	45.5 %	7:30	13:00	1:55
15/04/2018	63	43.4 %	7:15	12:30	1:55
1/05/2018	36	20.6 %	7:15	12:15	1:40
15/05/2018	20	13.8 %	7:00	13:00	1:30
1/06/2018	18	12.3 %	7:00	12:00	1:30
15/06/2018	19	12.8 %	8:00	1:00	1:30
1/07/2018	20	13.5 %	7:45	12:15	1:30
15/07/2018	20	13.3 %	7:00	12:30	1:30
1/08/2018	25	17%	7:30	12:15	1:30
15/08/2018	42	27.3 %	7:15	12:00	1:40
<b>1/09/2018</b>	<b>76</b>	<b>47.8 %</b>	<b>7:15</b>	<b>11:45</b>	<b>2:50</b>
15/09/2018	64	44.8 %	7:15	12:15	2:30
1/10/2018	36	23.4 %	7:00	1:00	1:40
15/10/2018	21	11.6 %	7:00	12:30	1:30
1/11/2018	8	3.9 %	6:45	12:00	1:15
15/11/2018	0	0%	NA	12:00	0:00
1/12/2018	0	0%	NA	12:00	0:00
15/12/2018	0	0%	NA	12:00	0:00

Durante el análisis de datos registrados en el año, se logra determinar la cantidad de paneles FV afectados. El impacto negativo por sombra alcanza el 47.8% del área total del sistema durante el día 1 de septiembre del 2018, considerando que se presenta el mismo caso para otros días que no hacen parte del barrido general establecido anteriormente. Así mismo, se evidencia que el sombreado se produce de manera parcial durante las primeras horas del día, con un promedio anual de aproximadamente de 1,32 horas diarias de afectación.

La Figura 12 representa la cantidad de paneles FV promedio afectados mes a mes durante todo el año. Se observa que los meses enero y diciembre no presentan sombras parciales.

### Figura 12.

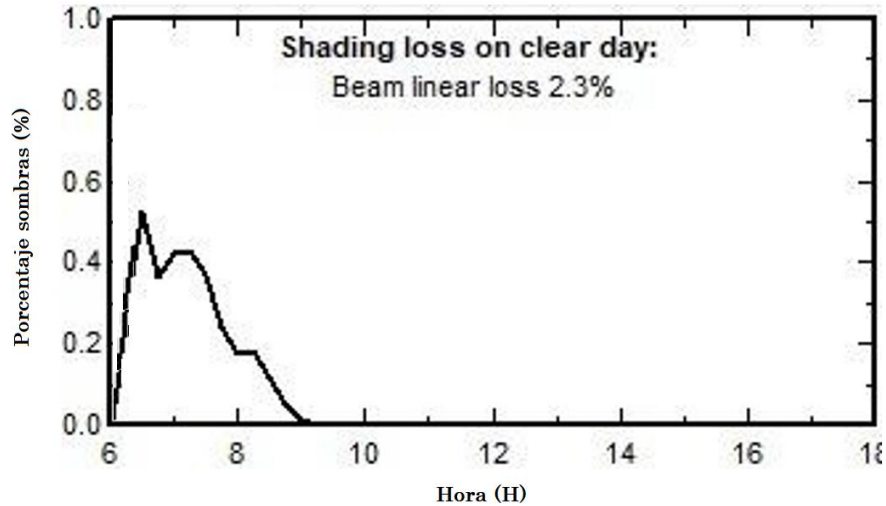
*Representación en diagrama de barras de la cantidad de paneles FV afectados durante el año 2018.*



En la Figura 13 se observa el perfil del sombreado durante el día 01/09/2018. De acuerdo con lo planteado en la Tabla 4, el mayor índice de sombras reflejado sobre el sistema FV se presenta durante las primeras horas del día.

**Figura 13.**

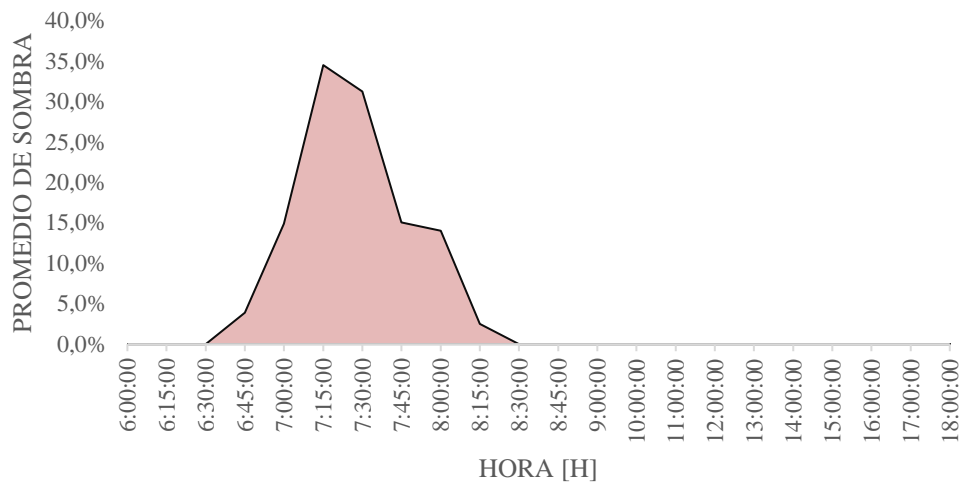
*Porcentaje de sombreamiento respecto horario diario.*



La Figura 14 representa el promedio de sombra reflejada sobre el sistema FV con respecto a las horas del día durante el año de estudio. Este comportamiento tiene ocurrencia generalmente durante las primeras horas de la mañana, en un intervalo de tiempo de 6:30 am a 8:30 am, presentando el pico de mayor afectación a las 7:15 am con un promedio anual del 35% de área sombreada en los paneles FV.

**Figura 14.**

*Promedio de sombra diario durante el año 2018.*



### **3. Determinación del costo de pérdidas de energía ocasionadas por sombreado debido a una torre de comunicaciones**

El procedimiento para determinar el costo concerniente a pérdidas de energía causada por una torre de comunicaciones se realiza a partir de informes obtenidos mediante simulaciones en el software PVsyst, estableciendo un escenario de operación del sistema FV con tres tecnologías de inversores utilizadas en instalaciones fotovoltaicas.

### **3.1 Simulación y análisis de resultados para el sistema FV sin sombreado**

Este numeral presenta el análisis del sistema FV sin presencia de objetos que incidan de manera negativa en la producción energética, plasmando los resultados de energía generada, energía inyectada a la red y pérdidas de energía anual.

#### ***3.1.1 SFV con microinversores***

El sistema FV cuenta con 105 microinversores de referencia IQ6-PLUS-72-x-240 del fabricante ENPHASE. Tienen la capacidad de operar de manera independiente de tal forma que cada panel trabaja al máximo. Además, disminuye las pérdidas derivadas de sombra aumentando el rendimiento del sistema.

#### ***3.1.2 SFV con inversor centralizado.***

El sistema FV cuenta con un inversor centralizado que tiene la capacidad de controlar toda la instalación, con bajos costos de mantenimiento y simplicidad en las conexiones; sin embargo, es sensible a la presencia de sombras parciales.

#### ***3.1.3 SFV con inversores en string.***

Los inversores en string son los más utilizados en la industria, dado que su desempeño es óptimo en instalaciones sin presencia de sombras. Esta tecnología tiene un costo reducido en

adquisición y mantenimiento, sin embargo, tienen un límite potencia de conversión, de manera que, si se instala más paneles FV en un futuro se debe instalar un inversor con mayor potencia.

La Figura 15 muestra en los literales a), b) y c) un balance de resultados principales de cada una de las tecnologías de inversores mencionadas. En cada uno de los balances se observa que los microinversores tienen mayor índice de rendimiento, con respecto a las demás tecnologías. Sin embargo, su eficiencia está por encima del 80%, lo cual indica que tienen una viabilidad económica.

**Figura 15.**

*Balances y resultados principales de cada una de las tecnologías de inversores.*

**Balances y resultados principales**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	158.9	61.70	23.50	175.6	171.1	5.078	4.920	0.821
Febrero	151.3	73.00	23.78	161.2	156.4	4.679	4.535	0.825
Marzo	158.7	83.70	23.90	160.5	155.5	4.672	4.524	0.826
Abril	151.4	79.60	23.56	145.7	140.6	4.258	4.196	0.829
Mayo	150.3	81.70	23.77	138.3	132.9	4.063	3.931	0.833
Junio	156.9	75.10	23.94	140.7	135.0	4.123	3.991	0.831
Julio	166.9	72.60	24.48	150.4	144.4	4.383	4.244	0.827
Agosto	168.3	81.40	24.28	158.5	152.8	4.621	4.476	0.827
Septiembre	158.4	81.90	23.36	157.0	152.1	4.587	4.443	0.829
Octubre	153.7	73.80	22.98	160.0	155.2	4.664	4.517	0.827
Noviembre	139.3	67.70	22.76	151.3	146.7	4.429	4.289	0.830
Diciembre	147.1	70.40	23.19	163.3	158.6	4.771	4.622	0.830
Año	1861.2	902.60	23.63	1862.4	1801.2	54.328	52.537	0.827

a) **Microinversores**

**Balances y resultados principales**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	158.9	61.70	23.50	175.6	171.1	5.078	4.824	0.805
Febrero	151.3	73.00	23.78	161.2	156.4	4.680	4.452	0.809
Marzo	158.7	83.70	23.90	160.5	155.5	4.672	4.433	0.816
Abril	151.4	79.60	23.56	145.7	140.6	4.258	4.223	0.812
Mayo	150.3	81.70	23.77	138.3	132.9	4.064	3.852	0.816
Junio	156.9	75.10	23.94	140.7	135.0	4.123	3.913	0.815
Julio	166.9	72.60	24.48	150.4	144.4	4.384	4.162	0.811
Agosto	168.3	81.40	24.28	158.5	152.8	4.621	4.389	0.816
Septiembre	158.4	81.90	23.36	157.0	152.1	4.587	4.358	0.813
Octubre	153.7	73.80	22.98	160.0	155.2	4.665	4.432	0.816
Noviembre	139.3	67.70	22.76	151.3	146.7	4.430	4.211	0.815
Diciembre	147.1	70.40	23.19	163.3	158.6	4.771	4.535	0.814
Año	1861.2	902.60	23.63	1862.4	1801.2	54.334	51.782	0.815

b) **Inversor central**

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	158.9	61.70	23.50	175.6	171.1	5.078	4.858	0.811
Febrero	151.3	73.00	23.78	161.2	156.4	4.680	4.485	0.815
Marzo	158.7	83.70	23.90	160.5	155.5	4.672	4.457	0.814
Abril	151.4	79.60	23.56	145.7	140.6	4.258	4.082	0.816
Mayo	150.3	81.70	23.77	138.3	132.9	4.064	3.863	0.818
Junio	156.9	75.10	23.94	140.7	135.0	4.123	3.930	0.819
Julio	166.9	72.60	24.48	150.4	144.4	4.384	4.184	0.815
Agosto	168.3	81.40	24.28	158.5	152.8	4.621	4.415	0.816
Septiembre	158.4	81.90	23.36	157.0	152.1	4.587	4.386	0.818
Octubre	153.7	73.80	22.98	160.0	155.2	4.665	4.463	0.818
Noviembre	139.3	67.70	22.76	151.3	146.7	4.430	4.238	0.821
Diciembre	147.1	70.40	23.19	163.3	158.6	4.771	4.566	0.820
Año	1861.2	902.60	23.63	1862.4	1801.2	54.334	51.924	0.817

## c) Inversores en string

GlobHor Irradiación global Horizontal

DiffHor Irradiación difusa horizontal

T\_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo para IAM y sombreados

EArray (DC) Energía efectiva en la salida del conjunto

E\_Grid (AC) Energía inyectada en la red

PR Índice de rendimiento

### 3.1.4 Análisis comparativo entre las diferentes tecnologías sin sombreado.

A partir de la información de la Tabla 4, se muestra el desempeño de los tres escenarios que abarca este estudio. Los microinversores son la tecnología con mayor energía generada en AC, luego los inversores en string y, por último, el inversor central quien experimenta una mayor caída de generación en AC. De acuerdo con esto, se determina que los microinversores ofrecen mejor

ganancia por sus bajas pérdidas y confiabilidad en caso de que el sistema FV presente alguna falla o contingencia.

**Tabla 4.**

*Cantidad de energía generada en AC para cada una de las tecnologías de inversores.*

MES	STRING [kWh]	CENTRAL [kWh]	MICRO [kWh]
Enero	4858	4824	4920
Febrero	4485	4452	4535
Marzo	4457	4433	4524
Abril	4082	4223	4196
Mayo	3863	3852	3931
Junio	3930	3913	3991
Julio	4184	4162	4244
Agosto	4415	4389	4476
Septiembre	4386	4358	4443
Octubre	4463	4432	4517
Noviembre	4238	4211	4289
Diciembre	4566	4535	4622
Total	51924	51782	52537

### 3.2 Simulación y análisis resultados para sistema FV con sombreado

Con la presencia de una torre de comunicaciones se estima la afectación por sombras parciales. De acuerdo con esto, en esta sección se realiza la simulación y análisis del sistema FV, considerando las mismas características del sistema FV del Numeral 3.1.

La Figura 16 muestra los resultados principales de cada una de las tecnologías de inversores, esta vez en presencia de sombras parciales. En cada uno de los literales se observa que

los microinversores siguen teniendo mayor índice de rendimiento, a comparación de las demás tecnologías. El inversor central es él que mayor afectación presenta cuando hay presencia de sombras parciales.

### Figura 16.

*Valores mensuales de energía y factor de rendimiento de cada una de las tecnologías de inversores.*

**MicroInversor\_Modelo1**  
Customised table

	<b>E_Grid</b> kWh	<b>EArray</b> kWh	<b>PR</b>
<b>Enero</b>	4891	5049	0.816
<b>Febrero</b>	4497	4640	0.818
<b>Marzo</b>	4473	4619	0.817
<b>Abril</b>	4050	4185	0.815
<b>Mayo</b>	3875	4005	0.821
<b>Junio</b>	3945	4076	0.822
<b>Julio</b>	4192	4330	0.817
<b>Agosto</b>	4402	4545	0.814
<b>Septiembre</b>	4384	4526	0.818
<b>Octubre</b>	4472	4619	0.819
<b>Noviembre</b>	4256	4395	0.824
<b>Diciembre</b>	4592	4740	0.824
<b>Año</b>	52029	53729	0.819

#### a) Microinversores

**Central**  
Customised table

	<b>E_Grid</b> kWh	<b>EArray</b> kWh	<b>PR</b>
<b>Enero</b>	4796	5049	0.800
<b>Febrero</b>	4414	4640	0.802
<b>Marzo</b>	4382	4620	0.800
<b>Abril</b>	3968	4185	0.798
<b>Mayo</b>	3796	4006	0.804
<b>Junio</b>	3867	4076	0.806
<b>Julio</b>	4111	4331	0.801
<b>Agosto</b>	4315	4545	0.798
<b>Septiembre</b>	4299	4527	0.802
<b>Octubre</b>	4388	4619	0.804
<b>Noviembre</b>	4178	4396	0.809
<b>Diciembre</b>	4506	4740	0.809
<b>Año</b>	51019	53735	0.803

#### b) Inversor central

**String**  
Customised table

	<b>E_Grid</b> kWh	<b>EArray</b> kWh	<b>PR</b>
<b>Enero</b>	4830	5049	0.806
<b>Febrero</b>	4446	4640	0.808
<b>Marzo</b>	4405	4620	0.804
<b>Abril</b>	3986	4185	0.802
<b>Mayo</b>	3807	4006	0.806
<b>Junio</b>	3883	4076	0.809
<b>Julio</b>	4131	4331	0.805
<b>Agosto</b>	4339	4545	0.802
<b>Septiembre</b>	4326	4527	0.807
<b>Octubre</b>	4418	4619	0.809
<b>Noviembre</b>	4205	4396	0.814
<b>Diciembre</b>	4536	4740	0.814
<b>Año</b>	51314	53735	0.807

c) Inversores string

E\_Grid (AC) Energía inyectada a la red

EArray (DC) Energía a la salida del conjunto

PR Factor de rendimiento

### 3.3 Análisis comparativo del sistema FV con y sin sombra.

En este espacio se realiza la comparación entre los tres escenarios del sistema FV con y sin sombreado. De acuerdo con esto, se calcula que tecnología presenta mayor eficiencia y producción energética anual.

La Tabla 5 muestra la comparación de la cantidad de energía generada con y sin la afectación de sombras parciales. Dado esto, los microinversores evidenciaron mayor producción de energía en condiciones de sombreado, permitiendo tener disponible a la salida del sistema un 1.94% más de energía, en comparación con el inversor centralizado y 1.37% con los inversores en string.

**Tabla 5.**

*Comparativo de la energía generada en AC para cada una de las tecnologías con y sin presencia de sombras parciales.*

<b>Mes</b>	<b>Micro [kWh]</b>	<b>Micro sin sombra [kWh]</b>	<b>Central [kWh]</b>	<b>Central sin sombra [kWh]</b>	<b>String [kWh]</b>	<b>String sin sombra [kWh]</b>
Enero	4891	4920	4796	4824	4830	4858
Febrero	4497	4535	4414	4452	4446	4485
Marzo	4473	4524	4382	4433	4405	4457
Abril	4050	4196	3968	4233	3986	4082
Mayo	3875	3931	3796	3852	3807	3863
Junio	3945	3991	3867	3913	3883	3930
Julio	4192	4244	4111	4162	4131	4184
Agosto	4402	4476	4315	4389	4339	4415
Septiembre	4384	4443	4299	4358	4326	4386
Octubre	4472	4517	4388	4432	4418	4463
Noviembre	4256	4289	4178	4211	4205	4238
Diciembre	4592	4622	4506	4535	4536	4566
<b>Total</b>	<b>52029</b>	<b>52537</b>	<b>51018</b>	<b>51782</b>	<b>51314</b>	<b>51924</b>

La Tabla 6 describe las pérdidas de las distintas tecnologías de inversores en los escenarios con y sin sombreado. De acuerdo con esto, se calculan que las pérdidas de energía en los inversores cambian debido a la existencia de sombras parciales. Es importante mencionar que estas pérdidas hacen parte de un conjunto, las demás se observan en el apéndice B.

**Tabla 6.**

*Comparativo de pérdidas originadas por los inversores con y sin afectación de sombras parciales.*

Sin sombreadamiento [kWh]			Con sombreadamiento [kWh]		
STRING	CENTRAL	MICRO	STRING	CENTRAL	MICRO
2332	2437	1616	2421	2716	1700

### 3.4 Cálculo pérdidas de energía por presencia de sombras parciales.

El costo de la energía tiene un valor promedio anual de \$ 530.16 \$/kWh para un usuario en el municipio de Barrancabermeja, información obtenida de una factura del operador de red (OR) para el año 2018. A continuación, se calcula el valor de pérdidas de energía debido a la presencia de sombras parciales.

$$COP = \text{Energía Pérdida [kWh]} \times \text{Tarifa Energía [$/kWh]}$$

**Energía pérdida:** Cantidad de energía que se pierde por afectación de sombreadamiento.

**Tarifa de energía:** Valor de la energía por kWh impuesta por la ESSA para el Municipio de Barrancabermeja. El costo del kWh corresponde al escenario donde la generación de energía es menor al consumo por el usuario, en caso de que la energía generada sea mayor a la consumida, la tarifa de \$/kWh varía.

La Tabla 7 muestra la brecha de ineficiencia para cada una de las tecnologías de inversores. El porcentaje más alto se presenta con el uso de un inversor central, debido que ante presencia de sombras parciales no está en la capacidad de trabajar en su punto de máxima potencia. Ocurre lo contrario en los microinversores, quienes son más eficientes en esta condición.

**Tabla 7.**

*Comparativo de las eficiencias para cada una de las tecnologías por afectación de sombra.*

<b>Tecnología</b>	<b>Con sombra</b>	<b>Sin sombra</b>	<b>Brecha de ineficiencia</b>
CENTRAL	80,30%	81,50%	1,20%
STRING	80,70%	81,66%	0,96%
MICRO	81,90%	82,70%	0,80%

A partir de la brecha de ineficiencia y la energía total de entrada del conjunto generador, se calculan las pérdidas de energía anuales ocasionadas por sombra, realizando un producto entre estos valores. La Tabla 8 muestra que los microinversores generan un mayor ahorro económico anual, dado que su factor de rendimiento en ambos escenarios es similar.

**Tabla 8.**

*Comparación de costos y pérdidas de energía anual causadas por el sombreado.*

<b>Tecnología</b>	<b>Pérdidas por sombra [KWh]</b>	<b>Tarifa [\$/kWh]</b>	<b>Costo de las pérdidas [\$]</b>
CENTRAL	763,00	530,16	\$ 404.516
STRING	610,41	530,16	\$ 323.613
MICRO	508,67	530,16	\$ 269.678

La Tabla 9 resume para cada mes el costo de energía generada en AC por el sistema. De acuerdo con esta información, se identifica que la mayor utilidad está representada por los microinversores.

**Tabla 9.***Costo de energía generada (AC) anual.*

<b>COSTO DE ENERGÍA (530.16 \$/kWh)</b>			
<b>Mes</b>	<b>\$ String</b>	<b>\$ Central</b>	<b>\$ Microinversor</b>
Enero	\$ 2.560.673	\$ 2.542.647	\$ 2.593.013
Febrero	\$ 2.357.091	\$ 2.340.126	\$ 2.384.130
Marzo	\$ 2.335.355	\$ 2.323.161	\$ 2.371.406
Abril	\$ 2.113.218	\$ 2.103.675	\$ 2.147.148
Mayo	\$ 2.018.319	\$ 2.012.487	\$ 2.054.370
Junio	\$ 2.058.611	\$ 2.050.129	\$ 2.091.481
Julio	\$ 2.190.091	\$ 2.179.488	\$ 2.222.431
Agosto	\$ 2.300.364	\$ 2.287.640	\$ 2.333.764
Septiembre	\$ 2.293.472	\$ 2.279.158	\$ 2.324.221
Octubre	\$ 2.342.247	\$ 2.326.342	\$ 2.370.876
Noviembre	\$ 2.229.323	\$ 2.215.008	\$ 2.256.361
Diciembre	\$ 2.404.806	\$ 2.388.901	\$ 2.434.495
<b>Total</b>	<b>\$ 27.204.630</b>	<b>\$ 27.048.763</b>	<b>\$ 27.583.695</b>

Para la ejecución de un estudio económico, la empresa DARWIN ENERGÍA SOLAR realiza dos cotizaciones para el suministro e instalación de un sistema FV. El alcance de la primera cotización consiste en la instalación de inversores en string y la segunda en el uso de un inversor centralizado, con el fin de realizar un análisis de viabilidad del proyecto. Es importante mencionar que la inversión del proyecto con microinversores es aproximadamente \$200.000.000, cifra tomada de fuentes públicas de información.

La Figura 17 describe en detalle la propuesta comercial de acuerdo con las especificaciones técnicas del proyecto.

**Figura 17.**

*Descripción del sistema solar fotovoltaico.*



**PROPUESTA COMERCIAL**

EPC200527116  
Medellín, 27/05/2020  
Señor  
**JHONSON RODRIGUEZ**  
Barrancabermeja – Santander

**ASUNTO: COTIZACIÓN PLANTA FOTOVOLTAICA**

Es grato para **DARWIN ENERGÍA SOLAR**, tener la oportunidad de ofrecerle nuestros servicios, con la seguridad de contar con la capacidad, equipo y conocimientos técnicos para suministrarle soluciones confiables.

**1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

Planta de energía solar de **34,12 kWp** que genera **4.049,0 kWh/mes** equivalente a un ahorro del **70%** en los consumos eléctricos (**Promedio de consumo 5.784 kWh/mes**). Para la instalación del sistema solar se debe disponer de un área en techos de **219 m<sup>2</sup>** para la instalación de paneles solares. **ESTA PROPUESTA INCLUYE SISTEMA DE MONITOREO REMOTO, CERTIFICACIÓN RETIE, TRÁMITE RESOLUCIÓN CREG 030 DE 2018 Y LEY 1715 DE 2014. NO SE INCLUYE CONTADOR BIDIRECCIONAL CON TELEMEDIDA, MODEM DE TELEMEDIDA, NI PROTECCIÓN PARA NIVELES DE TENSIÓN II O SUPERIOR.**

La Figura 18 representa el costo de los equipos, ingeniería y construcción del sistema, información cotizada para el año 2020, haciendo uso de a) un inversor centralizado y b) inversores en string como se muestra a continuación.

**Figura 18.**

*Propuesta comercial para el uso de dos tecnologías, a) Inversor central y b) Inversores en string.*

## 2 PROPUESTA SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Unidad	Total
1	Panel solar Monocristalino Perc Risen Solar Technology RSM 120-6-330M	\$ 567.460	105	Und	\$ 59.583.333
2	Inversor Para Conexión a la Red CPS SCA36KTL-DO/US 36000W 440/480VAC	\$ 17.979.861	1	Und	\$ 17.979.861
<b>Subtotal Equipos Excluidos de IVA (Ley 1955 del PND)</b>					<b>\$ 77.563.194</b>
3	Estructura para paneles solares	\$ 13.812.660	1	Global	\$ 13.812.660
4	Accesorios conexión solar (Incluye transformador de potencia para conexión)	\$ 7.545.451	1	Global	\$ 7.545.451
5	Ingeniería y construcción de sistema	\$ 29.769.634	1	Global	\$ 29.769.634
6	Materiales de instalación	\$ 9.107.354	1	Global	\$ 9.107.354
<b>Subtotal Items con IVA</b>					<b>\$ 60.235.099</b>
<b>Subtotal planta Fotovoltaica 34,12kWp</b>					<b>\$ 137.798.294</b>
<b>IVA (19%)</b>					<b>\$ 11.444.669</b>
<b>Total planta Fotovoltaica 34,12kWp</b>					<b>\$ 149.242.963</b>

### a) Propuesta sistema solar FV con un inversor central

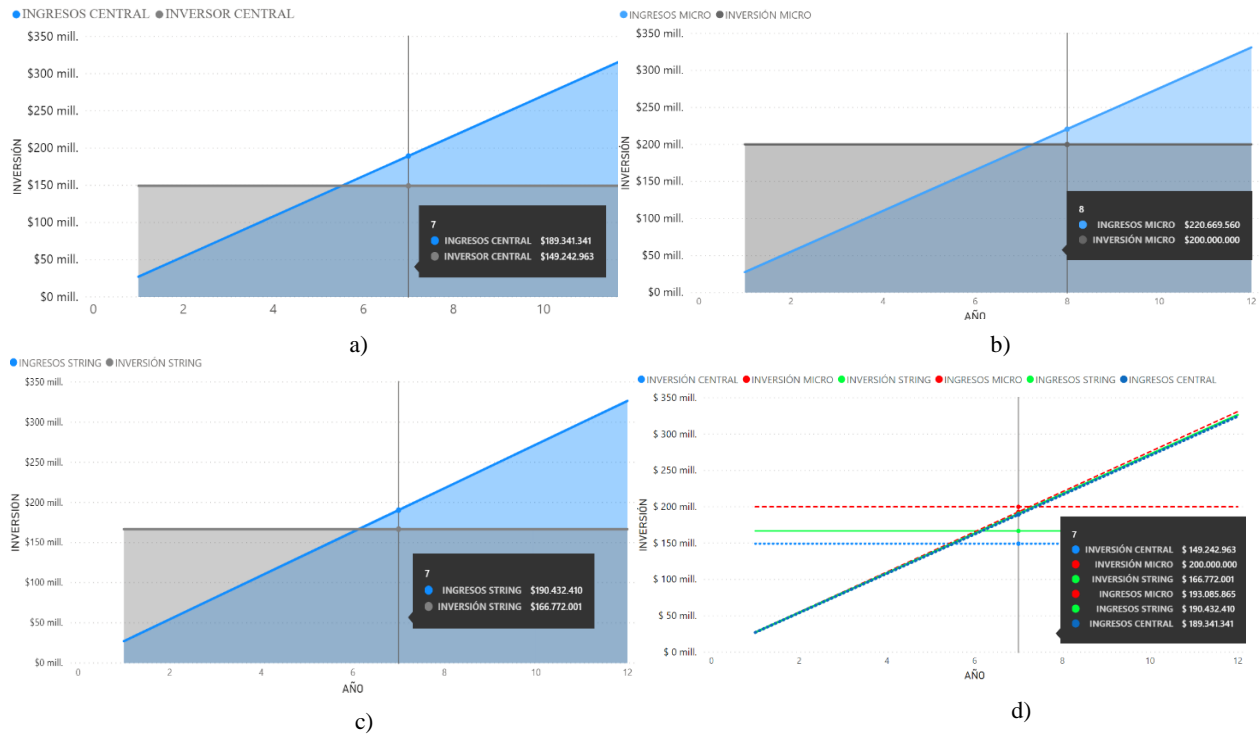
	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Unidad	Total
1	Panel solar Monocristalino Perc Risen Solar Technology RSM 120-6-330M	\$ 572.917	105	Und	\$ 59.583.333
2	Inversor Para Conexión a la Red CPS SCA 7KTL-DO/US 7000W	\$ 7.101.780	5	Und	\$ 35.508.900
<b>Subtotal Equipos Excluidos de IVA (Ley 1955 del PND)</b>					<b>\$ 95.092.233</b>
3	Estructura para paneles solares	\$ 13.812.660	1	Global	\$ 13.812.660
4	Accesorios conexión solar (Incluye transformador de potencia para conexión)	\$ 7.545.451	1	Global	\$ 7.545.451
5	Ingeniería y construcción de sistema	\$ 29.769.634	1	Global	\$ 29.769.634
6	Materiales de instalación	\$ 9.107.354	1	Global	\$ 9.107.354
<b>Subtotal Items con IVA</b>					<b>\$ 60.235.099</b>
<b>Subtotal planta Fotovoltaica 34,12kWp</b>					<b>\$ 155.327.332</b>
<b>IVA (19%)</b>					<b>\$ 11.444.668</b>
<b>Total planta Fotovoltaica 34,12kWp</b>					<b>\$ 166.772.001</b>

### b) Propuesta sistema solar FV con inversores en string

La Figura 19 hace referencia al periodo de recuperación de inversión respecto a los ingresos anuales del sistema FV. El área bajo la curva de los literales a), b) y c), de color azul indica los ingresos anuales y la línea de color café representa la inversión total del proyecto para cada una de las tecnologías. La intersección de estas dos curvas muestra el tiempo máximo de retorno de inversión. Por último, el Literal d) es la comparación de los tres escenarios planteados.

**Figura 19.**

*Inversión respecto a los ingresos anuales según la tecnología.*



La recuperación de la inversión en los sistemas FV se obtiene de manera más rápida si se instala un inversor central, y de manera más lenta si se desea una configuración con microinversores. Cabe destacar que la confiabilidad del sistema con esta última tecnología es mayor debido a que responde de manera eficiente ante posibles fallas, teniendo un monitoreo individual y efectivo sin que afecte el conjunto.

NOTA: En los anexos se encuentra mayor análisis y detalle de los resultados para cada uno de los casos de la simulación.

#### **4. Posibles soluciones**

De acuerdo con los resultados obtenidos en las diferentes etapas del proyecto, se plantean las posibles soluciones que ayuden a reducir y/o eliminar el sombreado sobre el sistema FV.

Dentro de las posibles soluciones se trazan 2 métodos que permiten disminuir o evitar la afectación de sombras parciales.

##### **4.1 Solución A:**

Como la primera de las posibles soluciones se consideró y posteriormente se solicitó una cotización a la empresa MYM torres ingeniería en alturas, en donde se propuso trasladar la estructura a unos 100 m de la ubicación actual obteniendo como respuesta la siguiente evaluación económica, mostrada en la Figura 20.

**Figura 20.**

*Evaluación económica por parte de la empresa MYM torres ingeniería en alturas.*

**COSTOS**

Estudio de suelos del nuevo sitio	3.860.000
Diseño, suministro de materiales y construcción de la nueva base de anclaje	26.000.000
desmante de la torre actual (debe estar sin equipos instalados)	12.800.000
cargue y traslado y descargue de la torre al nuevo sitio	1.200.000
montaje de la torre actual en las condiciones que se encuentra	12.800.000
traslado de los sistemas de luces y pararrayos en el estado que se encuentran actualmente	1.600.000
<b>valor total cotizado</b>	<b>32.260.000</b>

De acuerdo con la cotización de esta empresa realizada el día 6 de noviembre del 2019, el traslado de la torre de comunicaciones no resulta viable dado que su costo es muy elevado con respecto a las pérdidas que se tienen por sombra. Por lo tanto, se opta por seguir la producción de energía en estas condiciones.

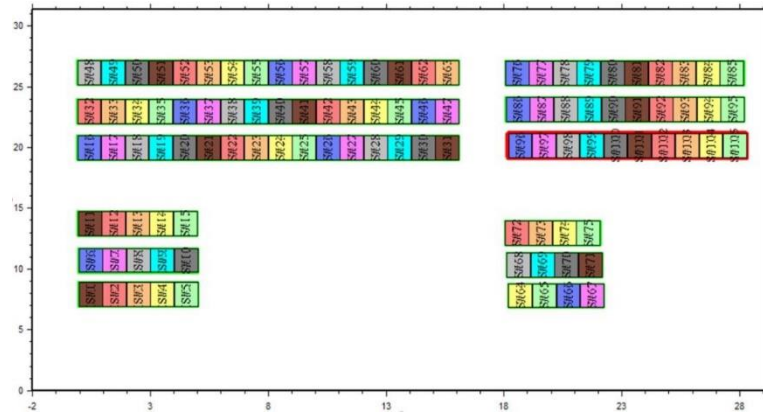
**4.2 Solución B**

Tal como esta investigación lo ha demostrado, el sombreado sobre el sistema FV debido a la torre de comunicaciones se genera en las primeras horas del día. Según esto, se plantea modificar la distribución del sistema FV de tal manera que se puedan cambiar de sitio el conjunto de paneles del S#16 al S#63 y del mismo modo el conjunto de paneles del S#76 al S#105 obteniendo un arreglo uniforme ocupando únicamente la primera mitad de la terraza del edificio, de esta manera se garantiza que el sombreado disminuya.

La Figura 21 muestra el diseño de una posible solución, distribuyendo los paneles FV de tal manera que no se vean afectados por el impacto de las sombras cercanas.

**Figura 21.**

*Alternativa de solución para reducir el impacto por sombras parciales.*



Con una disposición de paneles FV como se muestra en la Figura 21, se calcula el comportamiento del sistema FV y se identifica la reducción a un 33% de sombreado durante el año. Dado a esto, la información de la Tabla 10 muestra la cantidad de paneles FV afectados, el porcentaje de área total de sombra, los horarios con más y menos afectación y, por último, las horas promedio de sombra del sistema FV.

**Tabla 10.***Caracterización de la nueva distribución de paneles.*

<b>Fecha</b>	<b>Paneles afectados</b>	<b>Porcentaje de sombreadamiento global</b>	<b>Horario más crítico</b>	<b>Horario menos crítico</b>
01/01/2018	0	0%	No aplica	12:15
15/01/2018	0	0%	No aplica	12:15
01/02/2018	1	0.83 %	7:15	12:30
15/02/2018	4	5.06 %	7:00	12:15
01/03/2018	5	5.53 %	7:15	12:30
15/03/2018	15	8.54 %	7:30	12:15
01/04/2018	25	15.2 %	7:30	13:00
15/04/2018	26	14.46 %	7:15	12:30
01/05/2018	12	6.87 %	7:15	12:15
15/05/2018	8	4.60 %	7:00	13:00
01/06/2018	6	4.11 %	7:00	12:00
15/06/2018	8	4.26 %	7:00	1:00
01/07/2018	7	4.50 %	7:00	12:15
15/07/2018	7	4.43 %	7:00	12:30
01/08/2018	10	5.66%	7:15	12:15
15/08/2018	17	9.11%	7:15	12:00
<b>01/09/2018</b>	<b>27</b>	<b>15.93%</b>	<b>7:15</b>	<b>11:45</b>
15/09/2018	17	10.82%	7:15	12:15
01/10/2018	15	7.80 %	7:00	1:00
15/10/2018	9	3.86 %	7:00	12:30
01/11/2018	3	1.30 %	6:45	12:00
15/11/2018	0	0%	No aplica	12:00
01/12/2018	0	0%	No aplica	12:00
15/12/2018	0	0%	No aplica	12:00

La Tabla 11 refleja la reducción de pérdidas por sombreado, debido a la modificación de la disposición de los paneles FV. Esta alternativa se convierte como la mejor solución para la investigación realizada, de acuerdo con el bajo costo de pérdidas.

**Tabla 11.**

*Análisis de reducción de pérdidas ocasionadas por sombra.*

<b>Tecnología</b>	<b>Pérdidas por sombra [kWh]</b>	<b>Tarifa [\$/kWh]</b>	<b>Costo de las pérdidas [\$]</b>
CENTRAL	254,33	530,16	\$ 134.838
STRING	203,47	530,16	\$ 107.871
MICRO	169,55	530,16	\$ 89.892

De acuerdo con el bajo costo de pérdidas implementando esta alternativa, se propone al usuario modificar la disposición de los paneles FV. De esta manera se logra disminuir a 1/3 las pérdidas de energía ocasionadas por sombras parciales.

## 5. Conclusiones

Se caracterizó la afectación de sombreado mediante la herramienta de PVsyst para determinar la cantidad de paneles afectados y horarios críticos, logrando establecer que la afectación se produce durante el inicio del día. Es necesario destacar que, de acuerdo con las simulaciones de la trayectoria solar, no en todos los meses del año la torre de comunicaciones

brinda sombra al sistema. Esto es debido al cambio de la posición del sol durante el transcurso del año, con ocasión a la ocurrencia de los solsticios y equinoccios del país.

El estudio de los resultados obtenidos en esta investigación según los datos registrados antes y después de la afectación, evidencia que los microinversores ofrecen mayor producción de energía en condiciones de sombra. Además de esto, permiten hacer un seguimiento de cada panel, facilitando información como material de apoyo para tomar medidas preventivas en eventuales contingencias que permitan extender la vida útil de los equipos.

De acuerdo con el costo de inversión de los diferentes SFV simulados en este estudio, se establece que es viable utilizar cualquier tecnología de inversores dado que el periodo máximo de recuperación de la inversión se produce en 7.3 años. Los proyectos son rentables para el usuario, considerando la aplicación a beneficios tributarios contemplados en la ley 1715 de 2014.

Si en algún espacio de discusión se quiere comparar los datos obtenidos en la simulación con los datos reales del sistema solar FV, es de esperarse que los valores de generación, pérdidas y demás variables se comporten de manera similar.

La investigación de este trabajo de grado logró concluir la importancia de planificar y orientar los procesos de un proyecto. Debido a esto, el estudio previo mediante simulaciones permitió recrear un escenario más cercano a la realidad y así evitar factores que ocasionen pérdidas económicas al momento de ejecutar el proyecto.

### Referencias Bibliográficas

- Abella, C.-M. A., & Abella, M. A. (2005). *Sistemas fotovoltaicos*. *Sistemas Fotovoltaicos*. *Sistemas fotovoltaicos Contenido*. Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, 1–59. Obtenido de [http://api.eoi.es/api\\_v1\\_dev.php/fedora/asset/eoi:45337/componente45335.pdf](http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45337/componente45335.pdf)
- Cantillo, E., & Daza, J. (2012). *El sector solar fotovoltaico en el caribe colombiano: analisis tecnico y de mercadeo*. *Scientia et Technica* año XVII, N° 51. Obtenido de [file:///C:/Users/Toshibaa/Downloads/7895-6395-1-PB%20\(3\).pdf](file:///C:/Users/Toshibaa/Downloads/7895-6395-1-PB%20(3).pdf)
- Castro, M., & Vilaragut, M. (s.f.). *Microinversores vs Inversores central*. Centro de investigaciones y pruebas electroenergeticas (CIPEL). Obtenido de <https://enphase.com/es-lac/productos-y-servicios/microinversores>
- Cata, J., & Rodriguez, F. (2015). *Analisis matematico de un panel solar fotovoltaico de silicio (Tesis de pregrado)*. Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/10250/1/UPS-GT001338.pdf>
- Cepeda, J., & Sierra, A. (2017). *Aspectos que afectan la eficiencia de los paneles fotovoltaicos y sus potenciales soluciones*. Bucaramanga: Facultad de ingeniería mecánica. Universidad Santo Tomas.
- Comisión de regulación de energía y gas, Ministerio de minas y energía. (2018). *Resolución 030 de 2018 por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el sistema interconectado nacional*. Bogotá D.C: Ministerio de minas y energía. Obtenido de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191?OpenDocument>
- Congreso de la república de Colombia. (2014). *Ley 1715 del 13 de mayo del 2014 por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema*

*energético nacional. Bogotá D.C.: congreso de la república.* Obtenido de [https://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY\\_1715\\_2014.pdf](https://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf)

Espejo, E., Molina, G., & Gil, L. (2016).

López, A. (2019). *Magdalena medio, el nuevo foco para las fuentes de energía solar.* Bogotá D.C.: *El TIEMPO casa Editorial.* Obtenido de <https://www.portafolio.co/negocios/empresas/la-banca-verde-de-la-guajira-banco-popular-532258>

Mena, P., Ortiz, D., & Mesías, D. (2013). *Diseño de un sistema solar fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica en el nuevo campus de la escuela politécnica del ejército extensión la Latacunga (Tesis de pregrado).* Obtenido de <https://es.scribd.com/document/357468084/AC-ESPEL-EMI-0268-pdf> Ñustes, & Rivera. (2017).

Pinto, L. (2018). *Avanza proyecto de generación solar en el Parnaso de ESSA Barrancabermeja. Bucaramanga.: ESSA Grupo EPM.* Obtenido de <http://www.essa.com.co/site/Saladeprensa/Avanzaprojectodegeneraci%C3%B3nsolarenESSA.aspx>

Portafolio. (2019 ). *Magdalena Medio, el nuevo foco para las fuentes de energía solar .* Obtenido de <https://www.portafolio.co/economia/infraestructura/magdalena-medio-el-nuevo-foco-para-las-fuentes-de-energia-solar-531844>

Portal ESSA - Sala de prensa . (s.f.). *Avanza proyecto de generación solar en ESSA.* Bucaramanga.

PVsystem . (s.f.). *PVsystem software for the Simulation of Photovoltaic System.* Obtenido de [www.pvsystem.com](http://www.pvsystem.com)

SketchUp. (s.f.). *Software de diseño 3D. Modelado 3D en la web.*

Weather Spark. (s.f.). *Clima promedio en Barrancabermeja, Colombia, durante todo el año.* Obtenido de <https://es.weatherspark.com/y/24382/Clima-promedio-en-Barrancabermeja-Colombia-durante-todo-el-año>

## Apéndices

### Apéndice A. Marco teórico y marco legal regulatorio

#### MARCO TEÓRICO

Este capítulo presenta en detalle las características de un sistema fotovoltaico conectado a la red, de igual forma el marco legal y regulatorio vigente en Colombia para la implementación y desarrollo de proyectos de generación fotovoltaica.

#### GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica permite transformar en electricidad la radiación solar por medio de células fotovoltaicas integrantes de módulos solares. La generación de energía solar fotovoltaica se da gracias al conjunto de equipos conocido en el mercado colombiano como el sistema solar fotovoltaico o instalaciones fotovoltaicas, los cuales pueden agruparse en tres grandes tipologías según los componentes, la configuración y la forma de conexión a la red eléctrica como lo son sistemas fotovoltaicos autónomos, sistemas híbridos o mixtos y sistemas conectados a la red (Cantillo & Daza, 2012).

La Resolución CREG del 030 del 2018 define los sistemas de generación fotovoltaica conectados a la red de la siguiente manera:

- Autogeneración: Generador que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades.
- Auto generador: Generador que produce energía para atender sus necesidades y además puede inyectar excedentes de energía hacia la red eléctrica. Se dividen, según su potencia instalada (PI) en auto generador a pequeña escala ( $PI < 1 \text{ MW}$ ) y auto generador a gran escala ( $PI > 1 \text{ MW}$ ).
- Generador distribuido: Persona natural o jurídica que genera energía eléctrica para la red de distribución, cerca de los centros de consumo con potencia instalada menor a 0.1 MW.

### **SISTEMA CONECTADO A LA RED**

Este tipo de instalaciones se encuentran permanentemente conectadas a la red eléctrica, de tal manera que en épocas de irradiación solar el generador fotovoltaico sea el encargado de entregar energía a la carga, mientras que en periodos de irradiación limitada o nula, sea la red eléctrica quien suministre la energía necesaria para satisfacer la demanda, en el caso de que la energía generada por el sistema sea superior a la demanda local, la red eléctrica aceptara todo el excedente de energía que no sea utilizado (Mena, Ortiz, & Mesías, 2013).

Generalmente los sistemas fotovoltaicos conectados a la red se componen de los siguientes elementos.

**PANEL FV:** Los paneles o módulos fotovoltaicos también llamados comúnmente paneles solares está compuesto por una mutualidad de células fotovoltaicas capaces de producir electricidad a partir del aprovechamiento de la energía solar incidente sobre su superficie mediante el efecto fotoeléctrico, esta transformación necesita en primer lugar, un material en el que la absorción de la energía solar eleva un electrón a un estado de energía más alto, y acto seguido el movimiento de estas partículas cargadas se transfiere a un circuito exterior, el electrón entonces disipa su energía en el circuito externo y vuelve a la célula solar (Cata & Rodriguez, 2015).

**INVERSOR:** Un inversor es un dispositivo electrónico con la capacidad de monitorear un sistema FV y cuya función es realizar la inversión de la corriente DC/AC, estos dispositivos pueden operar conectados a distintas cargas o inyectar energía a la red eléctrica, de acuerdo con la tecnología y funcionamiento se pueden clasificar de la siguiente manera (Abella & Abella, 2005):

**INVERSOR CENTRALIZADO:** Un único inversor dedicado a gobernar todo el conjunto de paneles fotovoltaicos, son recomendables para instalaciones donde el sistema fotovoltaico no experimenta sombreado en ningún momento durante el día.

**INVERSOR EN STRING:** El número de inversores presente en esta tecnología generalmente es directamente proporcional a la cantidad de módulos presentes en el sistema fotovoltaico, son recomendables para instalaciones donde el presupuesto es reducido y también porque el costo de mantenimiento es bajo comparado con las otras dos tecnologías.

**MICROINVERSORES:** Los microinversores están adecuados en el sistema FV de manera opuesta a los inversores en cadena, en lugar de un inversor central hay un inversor compacto por cada panel fotovoltaico presente, son recomendables para instalaciones donde el sistema fotovoltaico experimenta sombreado ya que estos dispositivos ayudan a mejorar la eficiencia del sistema (Castro & Vilaragut, s.f.).

**MEDIDOR BIDIRECCIONAL:** Un medidor bidireccional tiene la capacidad de diferenciar entre la energía que suministra el operador de red y la energía que entregan los paneles fotovoltaicos cuando esta no es consumida en su totalidad por el usuario.

**PÉRDIDAS POR NIVEL DE IRRADIANCIA:** Esta clase de pérdidas se debe exclusivamente al tipo de módulo que se elija en el estudio, son las pérdidas producidas cuando el módulo no funciona siempre a una irradiancia de  $1000 \frac{W}{m^2}$ , es decir que vienen dadas por el comportamiento del módulo a bajas irradiancias.

**CURVA I/V:** Curva que indica el comportamiento de un módulo o panel PV y su punto de potencia máxima bajo condiciones normalizadas de ensayo. Indica la relación entre corriente y voltaje según el nivel de radiación incidente, el producto entre la corriente y el voltaje indica la potencia.

**$V_{oc}$  (OPEN CIRCUIT VOLTAGE):** Momento de la máxima tensión cuando se produce una ruptura en el circuito, también conocida como tensión de circuito abierto, en ese instante la resistencia se hace infinitamente alta y no hay flujo de corriente es decir la célula no está conectada a ninguna carga.

**$I_{mp}$  (MAXIMUM POWER CURRENT):** Corriente en el punto de la máxima potencia, punto de intersección con la máxima tensión  $V_{mp}$  su valor siempre será menor que  $I_{sc}$ .

**$V_{mp}$  (MAXIMUM POWER VOLTAGE):** Tensión en el punto de su máxima potencia, punto de intersección con la máxima intensidad de corriente  $I_{mp}$ , su valor siempre será menor que  $V_{oc}$ .

**MPP (MAXIMUM POWER POINT):** Punto donde se encuentran la máxima tensión ( $V_{mp}$ ) con la máxima intensidad de corriente ( $I_{mp}$ ) lo que al multiplicarse se traduce en la potencia máxima de energía del sistema fotovoltaico.

**FACTOR DE RENDIMIENTO:** Es un concepto asociado al trabajo realizado por las máquinas y se define como la relación entre la energía útil que entrega una máquina y la energía entregada a la máquina.

**RADIACIÓN DIRECTA:** Se da cuando los rayos inciden directamente a los paneles fotovoltaicos sin obstrucción.

**RADIACIÓN DIFUSA:** Los rayos que en su camino para llegar a los paneles atraviesan la atmósfera con vapor de agua (nubes) o partículas en suspensión (humos o micropartículas en suspensión).

**RADIACIÓN ALBEDO:** El albedo es el porcentaje de radiación que cualquier superficie refleja respecto a la radiación que incide sobre ella. Las superficies claras tienen valores de albedo superiores a las oscuras, y las brillantes más que las mates. El albedo medio de la Tierra es del 37-39% de la radiación que proviene del Sol.

### **MARCO LEGAL REGULATORIO.**

El marco legal es un conglomerado de directrices legales que establecen unos estatutos por medio de leyes de manera ordinaria; mientras que el marco regulatorio son aquellos preceptos específicos utilizados para ejecutar, atender y reparar un proceso, es decir, el marco legal decreta lo que debe ejecutarse y el marco regulatorio acata la ley citando como ejecutarlo.

En décadas anteriores el Gobierno Nacional aprobó distintas normas como lo son la Ley 143 del 12 de julio de 1994 la cual establece el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional y el marco legal para el desarrollo de la regulación sectorial por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Ley 697 del 3 de octubre de 2001, la cual establece y fomenta el uso racional y eficiente de la energía (URE) promoviendo la utilización de energías alternativas como un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección al consumidor y la promoción del uso de energías no convencionales de manera sostenible con el medio ambiente y los recursos naturales. También se expidió la Ley 788 de 27 de diciembre del 2002 la cual decreta, excluir de impuestos de renta a las ventas de energía con

fuentes renovables durante quince años si se obtiene los certificados de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> acordados en el protocolo de Kioto, no obstante el 50% de estos ingresos tiene que destinarse a programas de acción social para gozar de este beneficio, por ultimo encontramos la Ley 1215 de 16l julio 2008, la cual le permite a cualquier ciudadano que lo desee y que esté en capacidad de hacerlo, volverse un participante activo de la oferta de generación eléctrica a pequeña y mediana escala.

En los últimos años se han acordado avances fundamentales para impulsar el uso de energías no convencionales, uno de ellos es la Ley 1715 de 13 mayo de 2014 esta ley tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético. Con los mismos propósitos se busca promover la eficiencia energética y la respuesta a la demanda.

De otra manera también se establecen otros actos administrativos importantes en los que se encuentran la Resolución de la CREG 024 de 2015, por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) , la Resolución UPME 0281 de 2015 la cual establece el límite máximo de potencia de autogeneración a pequeña escala en el (SIN), por otra parte encontramos la Resolución de la UPME 045 de 2016, escrito que instaura los procedimientos y requisitos para emitir la certificación y avalar los proyectos de FNCE, conlleva a obtener los beneficios ya mencionados el inicio de esta investigación.

|

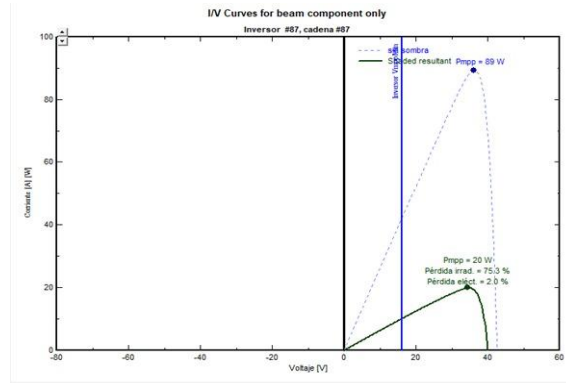
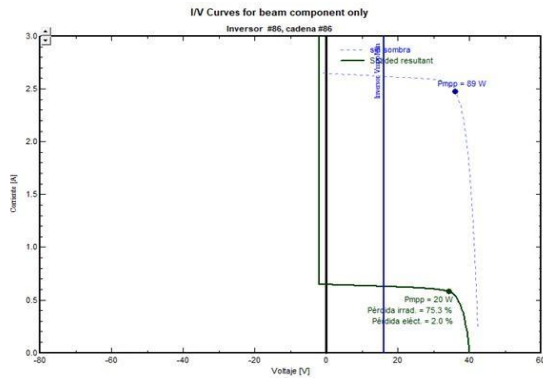
## **Apéndice B. Graficas del sistema FV con sombreado.**

### **1. Curvas I/V y P/V del sistema FV**

La Figura 23 muestra el comportamiento de las curvas I/V y P/V con cada tecnología en presencia de sombras. La línea azul punteada es el comportamiento ideal si no existiera sombreado en los paneles FV y la verde es la curva de cómo se comporta una celda específica en presencia de sombras parciales. La simulación se realiza a las 7:15 am, el día 01 de septiembre del 2018, fecha donde mayor afectación presenta el sistema FV. Los literales a), b), c), d), e) y f) muestran las curvas I/V y P/V de los paneles FV usando microinversores, inversores en string e inversor centralizado respectivamente.

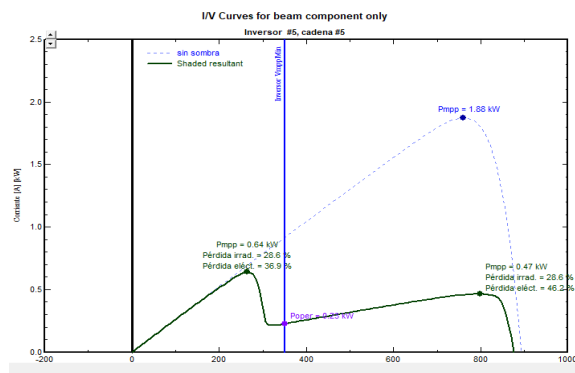
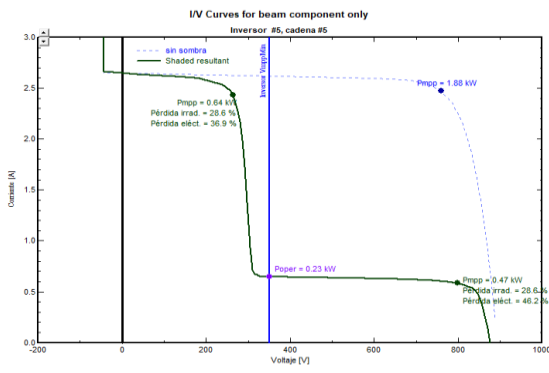
Figura 1.

Curvas P/V y I/V usando cada una de las tecnologías de inversores.



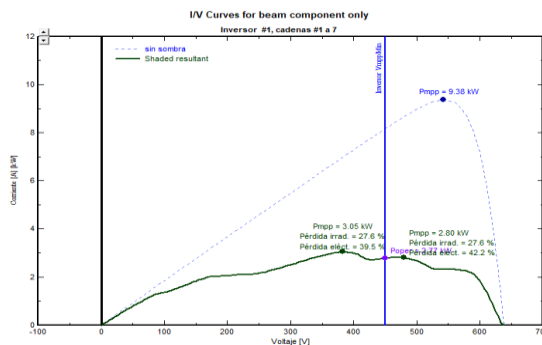
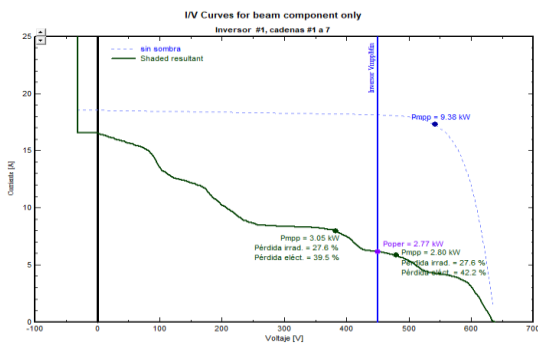
a) Curva I/V (Microinversores)

b) Curva P/V (Microinversores)



c) Curva I/V (String)

d) Curva P/V (String)



e) Curva I/V (Central)

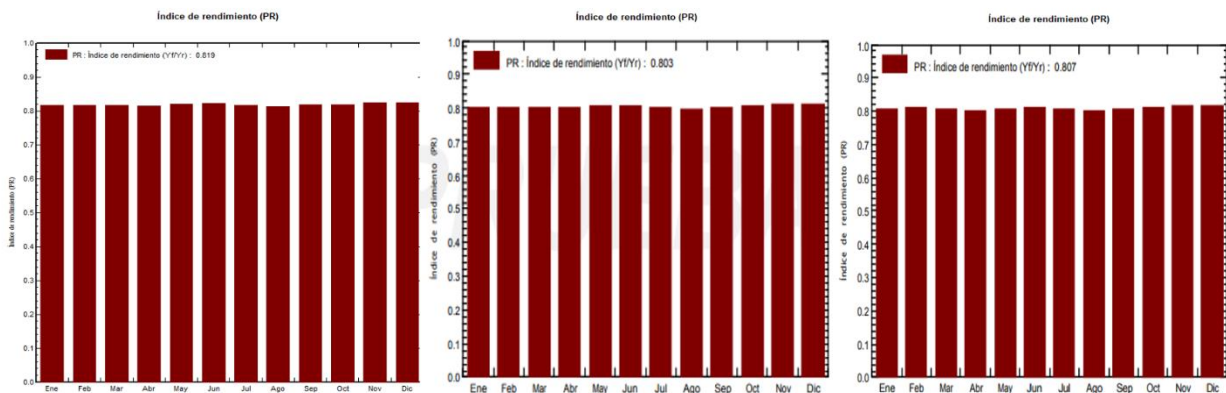
f) Curva P/V (Central)

## 2. Rendimiento del sistema FV

La Figura 24 muestra el diagrama de barras de la eficiencia del sistema FV, usando cada una de las tecnologías mencionadas en esta investigación. Según estudios realizados, un sistema fotovoltaico tiene un desempeño óptimo cuando su índice de rendimiento es superior al 80%. Los literales a), b), y c) indican la eficiencia de cada una de las tecnologías, dada para todos los meses del año 2018.

### Figura 2.

*Índice de rendimiento (PR) del sistema FV con a) Microinversores, b) Inversor central y c) Inversor en string*



a) Microinversor

b) Inversor Central

c) Inversor en string

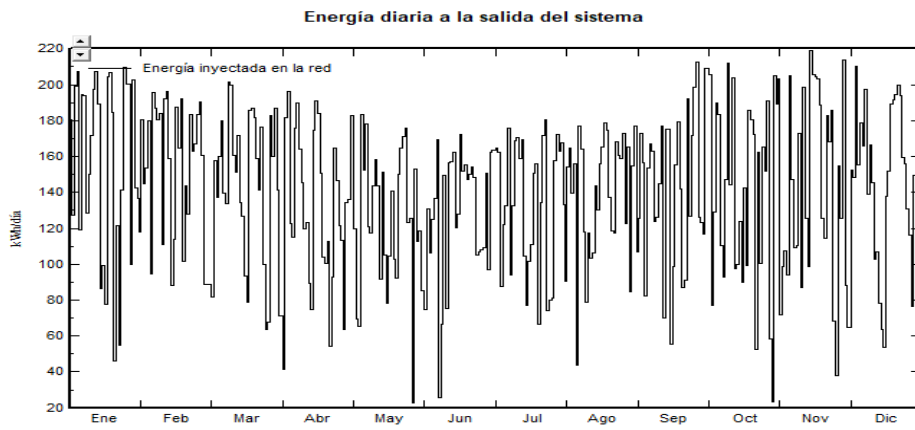
## 3. Energía diaria a la salida del sistema FV

El mayor índice de aprovechamiento de la energía proveniente del sol se presenta durante los meses de octubre y noviembre, alcanzando valores superiores a los 200 kWh-día en promedio. En la Figura 25 se observa el comportamiento de la energía diaria promedio durante el año 2018.

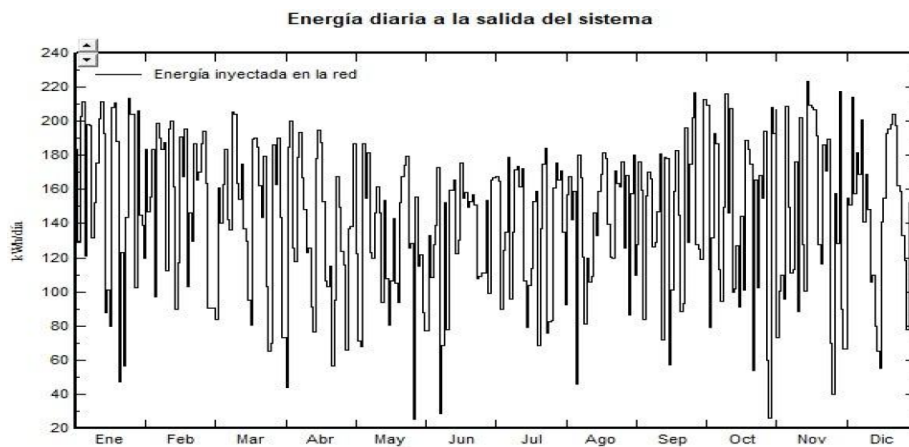
Los literales a), b) y c) hacen referencia a cada una de las tecnologías de inversores usadas en esta investigación.

### Figura 3.

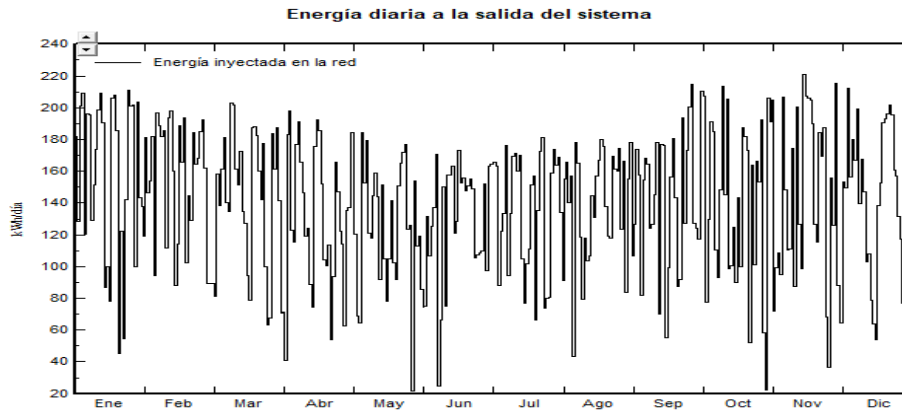
*Energía diaria a la salida del sistema FV usando a) Microinversores, b) Inversores en string y c) Inversor central.*



a) Energía diaria a la salida del sistema usando microinversores.



b) Energía diaria a la salida del sistema usando inversores en string.



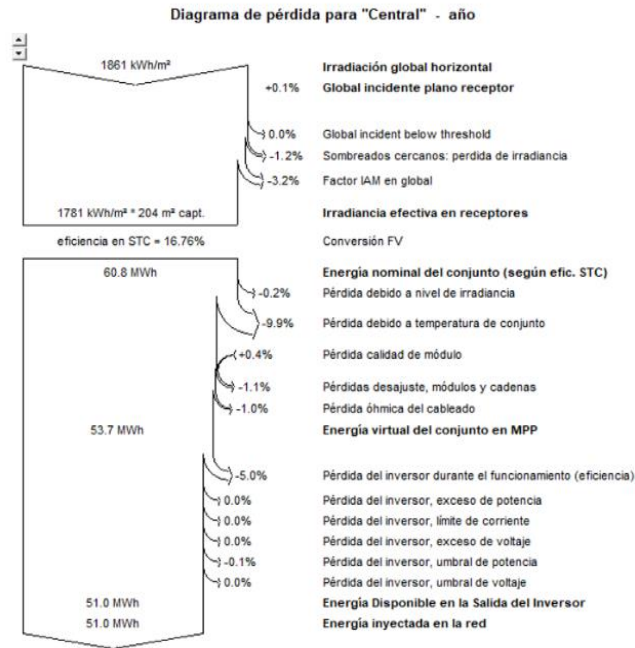
c) Energía diaria a la salida del sistema usando un inversor central.

#### 4. Diagrama de pérdidas del sistema FV

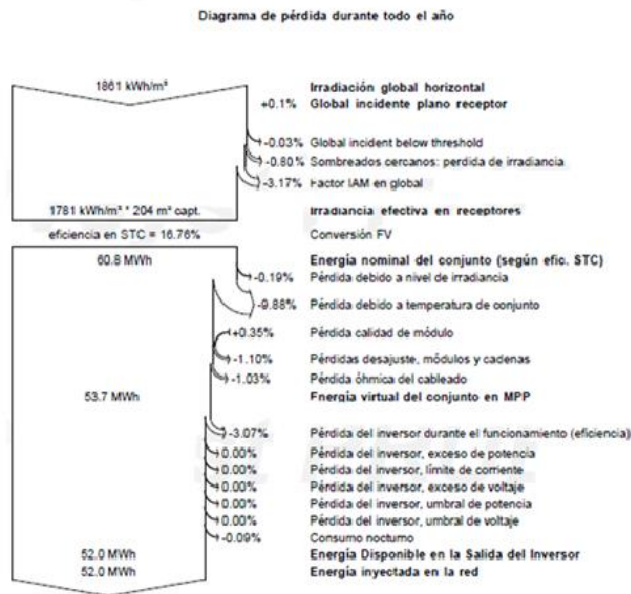
La Figura 26 muestra la distribución de las pérdidas de energía del sistema FV, presentadas durante el año 2018. En el diagrama se aprecia cada una de las pérdidas que se presentan en una instalación FV, entre ellas el porcentaje de pérdidas por sombras parciales.

Figura 4.

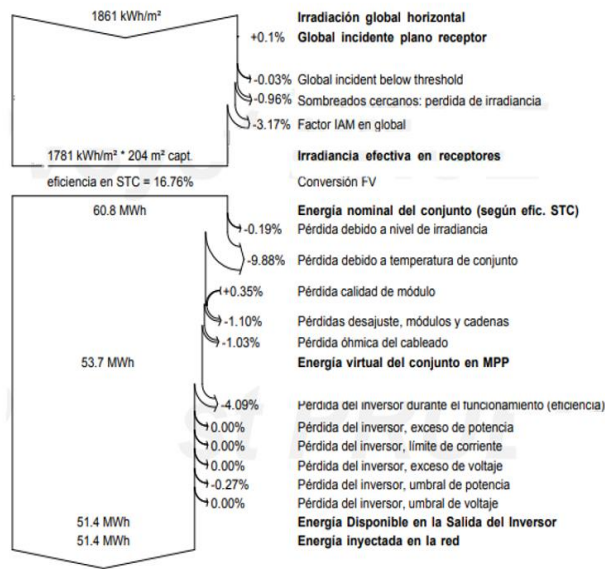
Diagrama de pérdidas con el uso de a) Inversor central, b) Microinversores y c) Inversores en string.



a) Diagrama de pérdidas usando un inversor central.



b) Diagrama de pérdidas usando microinversores.



c) Diagrama de pérdidas usando inversores en string.