

Dimensionamiento de un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red Para un Usuario  
Regulado Caso AGPE

Erika Nathalia Castellanos Calvache

Brayan Ferney Páez Alarcón

Trabajo de Grado para Optar Título de Ingeniero Electricista

Director

PhD. German Alfonso Osma Pinto

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de ingeniería eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones

Bucaramanga

2022

**DEDICATORIA**

*A Dios, a mi madre, a mis padres y a mi familia con todo mi amor.*

*Erika Nathalia Castellanos Calvache*

**DEDICATORIA**

*A Dios, a mi papá, mi mamá y mis hermanos, ellos estuvieron para mí siempre y me apoyaron de manera incondicional desde que tengo memoria. Este logro es gracias a ellos.*

***Brayan Ferney Páez Alarcón.***

**AGRADECIMIENTOS**

*A Dios por ser mi guía y darme calma en momentos difíciles, a mi madre Constanza por ser quien me motivo día a día en este camino, a mis padres Armando y Jorge por ser ellos los que me motivaron a ser ingeniera electricista, a mis hermanas Daniela, Carolina y Melisa por ayudarme en momentos difíciles y apoyarme, a mi abuelita, a mis tíos y tías en especial a mi tío Lolo y mi tía Ana sin ellos este sueño no sería posible, a mi amigo Julio y mis amigas Mafe y Vanesa quienes se convirtieron en mi familia.*

*A mi compañero, amigo y colega Brayan Páez porque juntos pudimos terminar este proyecto.*

***Erika Nathalia Castellanos Calvache.***

**AGRADECIMIENTOS**

*A mi papá Hernando, mi mamá Lucila y mis hermanos Thalía, Nicol y Ángel, por su apoyo, ánimo y motivación siempre. Son lo mejor y más importante que tengo en mi vida.*

*A mi compañera Erika Castellanos, además de hacer este proyecto conmigo me acompañó durante gran parte de mi vida universitaria, aprendí mucho de ella, se volvió parte de mi vida y logramos llegar hasta el final juntos.*

*A mis amigos, cada uno aportó a mi crecimiento como profesional y como persona. Tuve la dicha de compartir con ellos mucho tiempo y sentirme como en casa. Espero que siga siendo así por mucho tiempo.*

*A Lorena Cadena por su apoyo, ánimo, motivación y paciencia. Ha logrado ser una de las personas cuya compañía es parte importante en mi vida.*

***Brayan Ferney Páez Alarcón.***

## Tabla de Contenido

<i>Glosario</i> .....	14
<i>INTRODUCCIÓN</i> .....	18
<i>OBJETIVOS</i> .....	21
<i>METODOLOGÍA</i> .....	22
<b>1. CARACTERIZACIÓN AMBIENTAL Y ENERGÉTICA DEL USUARIO</b> .....	<b>25</b>
1.1. Ubicación del Hotel Arizona.....	25
1.2. Caracterización de la carga .....	27
1.3. Consumo energético.....	27
1.4. Condiciones micro-climáticas.....	30
1.4.1. Temperatura ambiente .....	31
1.4.2. Velocidad del viento.....	33
1.4.3. Irradiancia solar global horizontal.....	34
<b>2. DISPOSICIONES LEGALES, REGULATORIAS Y REGLAMENTARIAS</b> .....	<b>37</b>
2.1. Esquema de normativa .....	37
2.2. Norma Técnica Colombiana 2050 (NTC 2050).....	40
2.3. Reglamento Técnico De Instalaciones Eléctricas (RETIE) .....	40
2.4. Resolución 174 De 2021 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	41
2.5. Resolución 135 De 2021 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	42
2.6. Resolución 038 de 2014 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Código de medida).....	43

2.7. Resolución 015 de 2018 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	
43	
2.8. Ley 1715 de 2014.....	44
<i>3. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO.....</i>	<i>47</i>
3.1. Inclinação de los paneles .....	47
3.2. Factor de sombra .....	48
3.3. Paneles fotovoltaicos.....	48
3.3.1. Número de paneles .....	49
3.3.2. Arreglo fotovoltaico .....	50
3.4 Inversor.....	51
3.5 Conductores.....	51
3.6 Pérdidas .....	54
3.7. Regulación de voltaje .....	55
3.7.1. Regulación de voltaje CC.....	55
3.7.2. Regulación de voltaje CA.....	56
3.8. Protecciones .....	57
3.9. Ductería .....	58
3.10. Producción energética del arreglo fotovoltaico.....	59
3.11. Selección de equipos .....	60
3.11.1. Paneles fotovoltaicos .....	60
3.11.2. Inversor.....	62
3.11.3. Conductores.....	65
3.11.4. Medidor bidireccional.....	66

3.11.5. Protecciones.....	67
3.11.6. Breaker DC.....	69
3.11.7. Fusible.....	69
3.11.8. Portafusible.....	70
3.11.9. Puesta a tierra.....	71
3.11.10. Estructuras.....	72
3.12. Dimensionamiento en PVsyst.....	74
3.13. Diagrama Unifilar.....	81
<b>4. ANÁLISIS TÉCNICO – FINANCIERO.....</b>	<b>83</b>
4.1. Presupuesto.....	83
4.2. Curvas de generación horaria.....	85
4.3. Liquidación factura.....	87
4.4. Degradación.....	89
4.5. Egresos e ingresos del usuario.....	90
4.5.1. Egresos.....	90
4.5.2. Ingresos.....	91
4.5.3. Incentivos tributarios.....	92
4.6. Flujo de caja.....	94
4.6.1. Flujo de caja acumulado.....	95
4.7. Valor Actual Neto (VAN).....	96
4.7.1. Tasa interna de retorno TIR.....	98
4.8. PAYBACK.....	98
4.9. Viabilidad G.....	99

4.9.1. Viabilidad ambiental .....	99
4.10. Comparación IPC .....	100
5. <i>CONCLUSIONES</i> .....	101
6. <i>RECOMENDACIONES</i> .....	104
7. <i>BIBLIOGRAFÍA</i> .....	105

**Índice de Tablas**

Tabla 1. Caracterización de la carga del usuario. ....	27
Tabla 2. Consumo y costo unitario. ....	29
Tabla 3. Normativa .....	37
Tabla 4. Cálculos corrientes ajustada tramos.....	52
Tabla 5. Capacidades de corriente permisibles en conductores aislados.....	53
Tabla 6. Selección de conductor. ....	54
Tabla 7. Protecciones del sistema. ....	57
Tabla 8. Selección ductos. ....	58
Tabla 9. Datos fichas técnicas de módulos. ....	61
Tabla 10. Fichas técnicas de los inversores. ....	64
Tabla 11. Características técnicas conductores # 8 AWG y # 4 AWG.....	66
Tabla 12. Ficha técnica breaker 32 A. ....	69
Tabla 13. Ficha técnica fusible. ....	70
Tabla 14. Parámetros de selección.....	72
Tabla 15. Fichas técnicas de las estructuras.....	73
Tabla 16. Datos ingresados para la simulación.....	75
Tabla 17. Producción hora a hora simulación PVsyst. ....	77
Tabla 18. Relación de energías. ....	78
Tabla 19. Presupuesto. ....	84
Tabla 20. Potencias horarias primer año.....	86
Tabla 21. Liquidación de la factura. ....	88
Tabla 22. Degradación.....	89

Tabla 23. Egresos del proyecto. ....	91
Tabla 24. Ingresos del proyecto. ....	94
Tabla 25. Flujos de caja. ....	96
Tabla 26. Criterios VAN. ....	97
Tabla 27. Criterios TIR. ....	98
Tabla 28. Cuadro comparativo IPC. ....	100

**Índice de figuras**

<i>Figura 1. Ubicación geográfica Hotel Arizona. Tomado de Google Earth.</i> .....	26
<i>Figura 2. Imagen del Hotel Arizona. Fuente Google Earth.</i> .....	26
<i>Figura 3. Consumo energético mensual.</i> .....	28
<i>Figura 4. Temperatura media anual (IDEAM).</i> .....	32
<i>Figura 5. Comportamiento promedio anual de la temperatura ambiente según datos obtenidos de PVGIS y NASA Power.</i> .....	32
<i>Figura 6. Velocidad del viento promedio anual (IDEAM).</i> .....	33
<i>Figura 7. Velocidad del viento máxima y mínima promedio 2009 -2019.</i> .....	33
<i>Figura 8. Irradiación global horizontal media diaria anual (IDEAM).</i> .....	34
<i>Figura 9. Brillo solar medio diario anual (IDEAM)</i> .....	34
<i>Figura 10. Comportamiento promedio anual de la irradiancia solar según datos obtenidos de PVGIS y NASA Power.</i> .....	35
<i>Figura 11. Horas solar pico (Nasa Power y PVGIS).</i> .....	36
<i>Figura 12. Esquema de normativas.</i> .....	39
<i>Figura 13. Artículos de la Ley 1715 que exponen los incentivos tributarios aplicables a sistemas fotovoltaicos.</i> .....	45
<i>Figura 14. Inclinación panel solar.</i> .....	48
<i>Figura 15. Diagrama arreglo fotovoltaico.</i> .....	51
<i>Figura 16. Ficha técnica panel solar.</i> .....	62
<i>Figura 17. Ficha técnica inversor.</i> .....	65
<i>Figura 18. Ficha técnica medidor bidireccional.</i> .....	67

<i>Figura 19. Interruptor Termomagnético Riel Easy9-3P-40A-10kA-Curva C salida del inversor-gabinete .....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 20. Interruptor Automático Fijo EasyPact EZC100N TMD 80A 3P3D, OR -Gabinete. ....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 21. Portafusible 10x38.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 22. Ficha técnica de estructura. ....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 23. Resultados principales de la simulación PVsyst. ....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 24. Energía diaria a la salida del sistema. ....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 25. Diagrama de barras relación de energías.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 26. Diagrama de pérdidas PVsyst. ....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 27. Diagrama unifilar. ....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 28. Curva de potencias año 1. ....</i>	<i>87</i>

### Glosario

- **Arreglo fotovoltaico.** Configuración de los paneles fotovoltaicos en el sistema (Paneles en serie y en paralelo)
- **Autogeneración.** Actividad realizada por usuarios, sean estas personas naturales o jurídicas, que producen energía eléctrica, principalmente para atender sus propias necesidades. Cuando se atiende la propia demanda o necesidad se realizará sin utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión. Se podrán utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión para entregar los excedentes de energía y para el uso de respaldo de red.
- **Autogenerador.** Usuario que realiza la actividad de autogeneración. El usuario puede ser o no ser propietario de los activos de generación para realizar la actividad de autogeneración.
- **Autogenerador a pequeña escala (AGPE).** Autogenerador con capacidad instalada o nominal igual o inferior al límite definido en el Art. 1 de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.
- **Diagrama Unifilar.** El diagrama unifilar es la representación gráfica de todo el sistema fotovoltaico propuesto. En él se relacionan todos los equipos y la conexión eléctrica del sistema, de manera que se va a tener una representación de cómo van a ir conectados cada uno de ellos para la interpretación del sistema en su construcción y diseño.
- **Excedentes de energía.** Toda entrega de energía eléctrica a la red realizada por un autogenerador, expresada en kWh.
- **Factor de sombra.** Las sombras sobre los paneles FV disminuyen su rendimiento y, por ende, de toda la instalación, razón por la cual se deben evitar en lo mayor posible. En

algunos casos, evitarlas es imposible, sobre todo en instalaciones fotovoltaicas para casas, edificios o en zonas no interconectadas, de manera que para estos casos se establece un factor que define la cantidad de sombra a la que está expuesta el arreglo fotovoltaico.

- **Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FN CER).** Son las fuentes de energía, tales como la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar, los mares, hidrógeno verde y azul.
- **Importación de energía.** Cantidad de energía eléctrica consumida desde las redes del SIN por un autogenerador, expresada en kWh.
- **Medidor bidireccional.** En una vivienda convencional se utilizan medidores unidireccionales que registran el consumo energético de la vivienda. Si se trata de un SFV es necesario cambiarlo por uno que sea capaz de diferenciar en cada instante de tiempo la energía obtenida de la red y la que se entrega.
- **Operador de red (OR).** Empresa de Servicios Públicos encargada de la planeación, de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un Sistema de Transmisión Regional o un Sistema de Distribución Local (Reglamento Eléctrico Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE).
- **Paneles fotovoltaicos.** La energía proveniente del sol no se puede aprovechar directamente, los paneles o módulos FV son los encargados de convertir la luz solar en electricidad. Su diseño es sencillo y eficiente permitiendo el autoconsumo en zonas aisladas e interconectadas.
- **PAYBACK.** Es la cantidad de tiempo que será necesario para que el usuario pueda recuperar la inversión inicial del proyecto a través de los flujos de caja proyectados.

**RESUMEN**

**Título:** Dimensionamiento de sistema Fotovoltaico Conectado a la Red Para un Usuario Regulado Caso AGPE

**Autores:** Erika Nathalia Castellanos Calvache  
Brayan Ferney Páez Alarcón

**Palabras claves:** Autogenerador, sistema fotovoltaico, análisis técnico-financiero.

**Descripción:**

Este trabajo de grado se basa en el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red para el hotel Arizona ubicado en Puerto Araujo, Santander. Se realiza la consulta de las condiciones ambientales de irradiancia, temperatura y velocidad del viento, en las fuentes de información establecidas. Y se determina el consumo eléctrico con la factura de energía.

Se hace la consulta de las disposiciones legales, regulatorias y reglamentarias vigentes en Colombia y se identifican las aplicables para este proyecto. A partir de la información recolectada se realizan los cálculos matemáticos y se obtienen los datos de potencia fotovoltaica, capacidad del inversor, número de paneles, entre otros. Además, se realiza la simulación del dimensionado en el software de PVsyst. Posteriormente, se desarrolla un análisis técnico-financiero basado en las curvas de generación hora a hora, éstas se proyectan para los 25 años de vida útil del sistema y se determina si el usuario entrega excedentes al operador de red permitiendo crédito de energía según lo establece la Resolución CREG 174 de 2021.

Se realiza el cálculo de los ingresos y los egresos para realizar el flujo de caja durante la vida útil del sistema y se evalúa el valor actual neto, la tasa interna de retorno y el PAYBACK, para determinar la viabilidad del sistema.

---

\*Trabajo de Grado

\*\*Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones (E3T). Director: PhD. German Osma.

**ABSTRACT**

**Title:** Grid Connected Photovoltaic System Sizing for a Regulated User AGPE Case

**Authors:** Erika Nathalia Castellanos Calvache  
Brayan Ferney Páez Alarcón

**Keywords:** Autogenerator, photovoltaic system, technical-financial analysis.

**Description:**

This degree work is based on the dimensioning of a photovoltaic system connected to the network for the Arizona hotel located in Puerto Araujo, Santander. The environmental conditions of irradiance, temperature and wind speed are consulted in the established information sources. And the electricity consumption is determined with the energy bill.

The legal, regulatory and regulatory provisions in force in Colombia are consulted and those applicable to this project are identified. From the information collected, mathematical calculations are made and data on photovoltaic power, inverter capacity, number of panels, among others, are obtained. In addition, the dimensioning simulation is performed in the PVsyst software. Subsequently, a technical-financial analysis is developed based on the generation curves hour by hour, these are projected for the 25-year useful life of the system and it is determined if the user delivers surpluses to the network operator, allowing energy credit as established. CREG resolution 174 of 2021.

The calculation of income and expenses is carried out to realize the cash flow during the useful life of the system and the net present value, the internal rate of return and the PAYBACK are evaluated, to determine the viability of the system.

---

\* Degree work

\*\*Faculty of Physicomechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering (E3T). Director: PhD. German Osma.

## INTRODUCCIÓN

La generación de energía eléctrica con fuentes convencionales como los combustibles fósiles causan emisiones de gas de efecto invernadero, lo que trae como consecuencia cambios climáticos y el aumento de la contaminación. Por consiguiente, se desarrollaron alternativas con recursos renovables de energía para responder a los retos generados por el impacto ambiental de las energías tradicionales.

El director ejecutivo de SER Colombia German Corredor (2021) asegura que “Las fuentes no convencionales de energía fortalecerán la matriz energética del país, en los últimos 10 años la energía solar FV y la eólica son las que más han generado optimización de los costos en Colombia”. Tras el descubrimiento de la célula solar en 1883, muchas personas han puesto su atención en esta forma de generar energía y han impulsado su desarrollo, hoy en día, cuenta con un conjunto de equipos que operando de forma conjunta logran generar energía eléctrica para el consumo del usuario. Cada uno de estos equipos cuenta con diferentes características que se puedan adaptar mejor a las necesidades del usuario, debido a que estos sistemas han aumentado su implementación en el mundo. La energía solar y eólica dominaron la expansión de la capacidad renovable en el mundo, las dos representaron un 90% de toda la capacidad renovable, la energía solar con 586GW aumentó un 20% de generación, países como China, Japón, Corea y Vietnam tuvieron mayores resultados de capacidad solar (ONU, reportaje climatológico, 2020).

Es por esto que la generación fotovoltaica va a tener un papel más importante en el sector energético. En beneficio de un usuario en específico si se trata de un AGPE para autoconsumo o de la comunidad en general para grandes granjas solares.

El hotel Arizona es un usuario de tipo comercial ubicado en Puerto Araujo, Santander, debido a su actividad económica su consumo de energía es bastante elevado. Sus dueños han

señalado el interés de instalar un sistema fotovoltaico que disminuya los altos costos de su factura de energía.

Este trabajo de grado propone el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red para este usuario. Se realiza la consulta ambiental en las herramientas de información seleccionadas del *software* de Nasa Power, PVgis y en la UPME, que permiten obtener irradiancia solar, velocidad del viento y la temperatura ambiente. Se identifican las necesidades energéticas del usuario en la factura de energía del Operador de red ESSA y de esa manera poder suplir su expectativa al final del dimensionamiento.

En Colombia, el marco legal regulatorio tiene una serie de disposiciones que regulan, reglamentan, y normatizan las actividades de generación para los generadores a pequeña escala. Es por eso que se identifican las necesarias para el desarrollo de este proyecto. Además de estas disposiciones que son de obligatorio cumplimiento el estado promueve que los usuarios puedan convertirse en autogeneradores, a través de unos incentivos tributarios dispuestos en la Ley 1715 de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. 13 de mayo de 2014; Ley 2099 de 2021. Por medio de la cual se dictan las disposiciones para la transición energética. 10 de julio de 2021; y el Decreto 829 de 2020. Por el cual se reglamentan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014. 10 de junio de 2020. Que consolida los esfuerzos para incentivar la apropiación de la energía fotovoltaica.

Una vez se identificadas las disposiciones normativas se realiza el cálculo de cada uno de los equipos que forman parte de la instalación fotovoltaica (paneles FV, inversores, protecciones, conductores, estructuras y demás instalación eléctrica complementaria), de manera que se tenga

una idea clara de la cantidad, especificaciones técnicas y esquemas de conexión de cada uno de ellos.

Se realiza la selección de los equipos utilizados en el sistema fotovoltaico según los resultados obtenidos en el dimensionamiento, en empresas colombianas comercializadoras de este tipo de equipos.

Conforme a la selección, se realiza presupuesto general de todos los equipos, materiales, mano de obra, AIU (administración, imprevistos y utilidades), entre otros, que hacen parte del desarrollo de la instalación para determinar la inversión inicial del usuario. Se hace el cálculo de los ingresos según la vida útil de 25 años del sistema con los ahorros de energía y aplicando los incentivos tributarios.

Conforme a la información de la inversión inicial, mantenimiento y cambio de equipos se realizan los egresos en el mismo periodo de tiempo de 25 años. Con los ingresos y egresos se lleva a cabo el flujo de caja respectivo. Como criterio de viabilidad se calculan los indicadores económicos correspondientes al valor actual neto, tasa interna de retorno y payback. Cada uno de estos indicadores tiene un criterio de evaluación, según los resultados se determina la aprobación o no de cada uno de ellos. De la aprobación de estos resultados se determina la viabilidad de ejecución del proyecto.

A partir de lo anterior, el sistema implementado por el usuario puede funcionar como un AGPE para autoconsumo; así mismo, con la posibilidad de inyectar los excedentes a la red, según lo establecido en la Resolución CREG 174 de 2021. De esta manera, al final del proceso se cuenta con una cantidad de datos que permiten determinar si es viable poner en marcha el montaje e instalación de este tipo de sistema.

## **OBJETIVOS**

### **Objetivo general**

Dimensionar un sistema fotovoltaico conectado a la red para un usuario regulado AGPE, a partir de un análisis de viabilidad técnico-financiero basado en la aplicación de las disposiciones legales, regulatorias y reglamentarias vigentes.

### **Objetivos específicos**

- Caracterizar las condiciones ambientales en el sitio (potencial solar, temperatura ambiente, horas solar pico, etc.) y la demanda energética del usuario.
- Identificar las disposiciones legales, regulatorias y reglamentarias aplicables para el proyecto.
- Determinar la cantidad, especificaciones técnicas y esquemas de conexión de los componentes del sistema (paneles FV, inversores e instalación eléctrica complementaria).
- Realizar un análisis técnico-financiero a partir de la estimación de la operación del sistema fotovoltaico y los flujos de caja, la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 y el cálculo de indicadores operacionales y financieros.

## METODOLOGÍA

- ACTIVIDAD 1
  - Identificar el usuario para realizar el dimensionamiento.
  - Determinar las Condiciones ambientales en Puerto Araujo Santander.
    - Se utilizan las herramientas de IDEAM, PVsyst y Nasa Power para obtener la información.
  - Caracterizar la demanda energética del usuario, interacción del usuario con la red.
    - Se utiliza la factura de energía del OR de ESSA, se resalta el costo del consumo de activa, contribución y alumbrado
- ACTIVIDAD 2
  - Consultar las disposiciones legales, regulatorias y reglamentarias que se establecen para un AGPE.
  - Consultar los incentivos tributarios que benefician al usuario.
  - Identificar cuáles son las normas que aplican para nuestro usuario.
- ACTIVIDAD 3
  - Identificar los parámetros y ecuaciones necesarias para hacer el dimensionado de los equipos.
  - Realizar los cálculos matemáticos necesarios para determinar la capacidad y esquemas de conexión de los equipos utilizados.
    - Se realiza el cálculo de los paneles FV: Numero de paneles total, en serie y paralelo.
    - Inversor: número de inversores, potencia

- Conductores: Se determina la corriente cada sección de la instalación y se selecciona el conductor correspondiente. A cada conductor se le realiza el cálculo de la regulación.
- Perdidas: Se determinan las pérdidas de cada conductor.
- Protecciones
- Seleccionar los equipos según modelo y referencia técnica en el mercado.
  - Se hace la selección de todos los equipos del sistema según los parámetros de selección establecidos.
- Simulación del dimensionado
  - Se realiza la simulación del sistema en el software de PVsyst.
- ACTIVIDAD 4
  - Se realiza el presupuesto de la instalación.
    - Se realiza la suma de todos los equipos que se utilizan en el dimensionamiento.
  - Estimar el comportamiento y operación del sistema fotovoltaico propuesto.
    - Se realizan las curvas de generación horaria (Generación, importación, consumo)
    - Se proyecta el consumo para el periodo de vida útil del sistema.
    - Se realiza la liquidación de la factura del usuario.
    - Se presenta la degradación del sistema según la ficha técnica de los paneles.
  - Determinar los egresos

- Se utiliza el presupuesto, el gasto por mantenimiento y cambio de inversor.
- Determinar los ingresos
  - Cálculo de los incentivos tributarios.
  - Ahorro anual por factura de energía.
- Realizar flujos de caja.
- Realizar indicadores operacionales y financieros.
  - Según los flujos de caja se hace el cálculo del VAN, TIR y PAYBACK.
- Valorar la viabilidad del proyecto.
  - De los resultados obtenidos de VAN, TIR y PAYBAK, se analiza la viabilidad de realizar el proyecto.
- ACTIVIDAD 5
  - Determinar las conclusiones

## **1. CARACTERIZACIÓN AMBIENTAL Y ENERGÉTICA DEL USUARIO**

Es importante determinar el usuario al que se le realiza el dimensionamiento del sistema y seleccionar uno que se acomode a lo que se está buscando. El criterio de selección está dado a partir de lo siguiente:

Se necesita de un usuario cuya demanda de energía se alta y su costo de la factura lo demuestre, el acceso a cualquier tipo de información tiene que ser fácil y rápido, interés por parte del usuario a realizar este tipo de proyecto y que cuente con los recursos suficientes.

De esta manera, se realiza la consulta de este tipo de usuario a través de personas que dominan el tema y allegados. Como resultado se obtuvo información del Hotel Arizona, como es un usuario comercial sus consumos son elevados y es un candidato perfecto para realizar el dimensionamiento. Se descartan usuarios de tipo residencial debido a sus bajos consumos de energía.

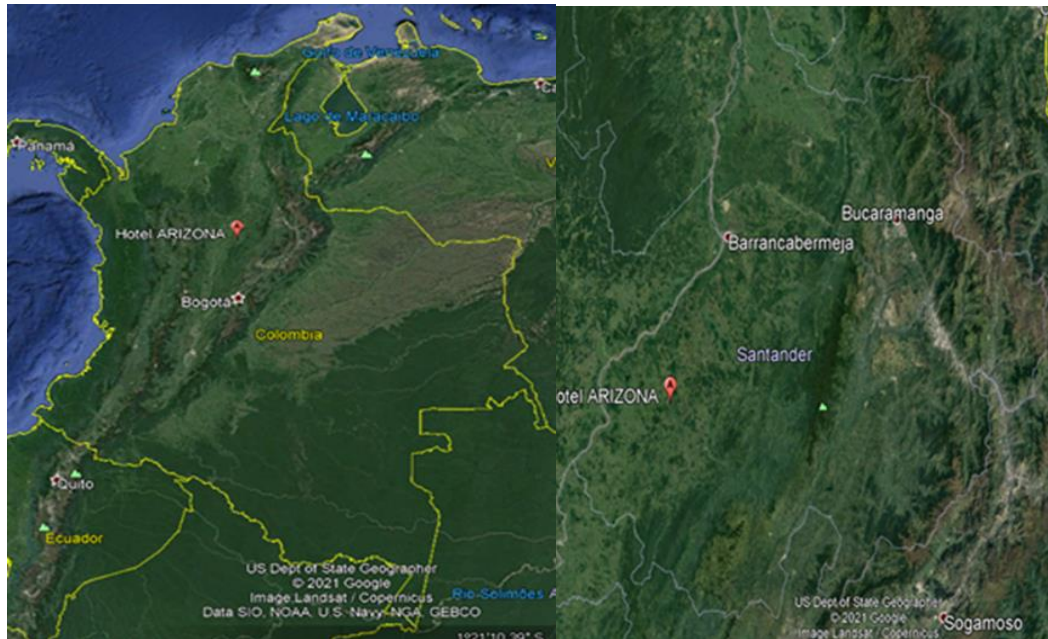
Este capítulo se ubicación geográfica, presenta su condición micro-climática (irradiancia solar, temperatura ambiente y velocidad del viento), según la consulta realizada en diversas fuentes de información (IDEAM, PVgis y Nasa Power), y se determina la demanda energética.

### **1.1. Ubicación del Hotel Arizona**

El Hotel Arizona es un usuario de tipo comercial ubicado a las afueras de Puerto Araújo, Santander. Su ubicación es  $6^{\circ} 31' 08.08''$  N (latitud) y  $- 74^{\circ} 06' 19.17''$  O (longitud), tal como muestra la Figura 1, con una elevación de 104 metros sobre el nivel del mar.

**Figura 1**

*Ubicación geográfica Hotel Arizona. Tomado de Google Earth.*



Está ubicado sobre la vía que comunica Bucaramanga y Medellín, por lo que presenta un alto flujo de personas (entre 20 y 25 visitantes diarios); es por esto que su consumo eléctrico es en promedio 3840.4 kWh por mes.

**Figura 2**

*Imagen del Hotel Arizona. Fuente Google Earth.*



## 1.2. Caracterización de la carga

Para el correcto dimensionamiento es necesario conocer el consumo de la carga; para ello, se elaboró la Tabla 1 que relaciona el consumo de los electrodomésticos existentes en el sitio.

**Tabla 1.**

*Caracterización de la carga del usuario.*

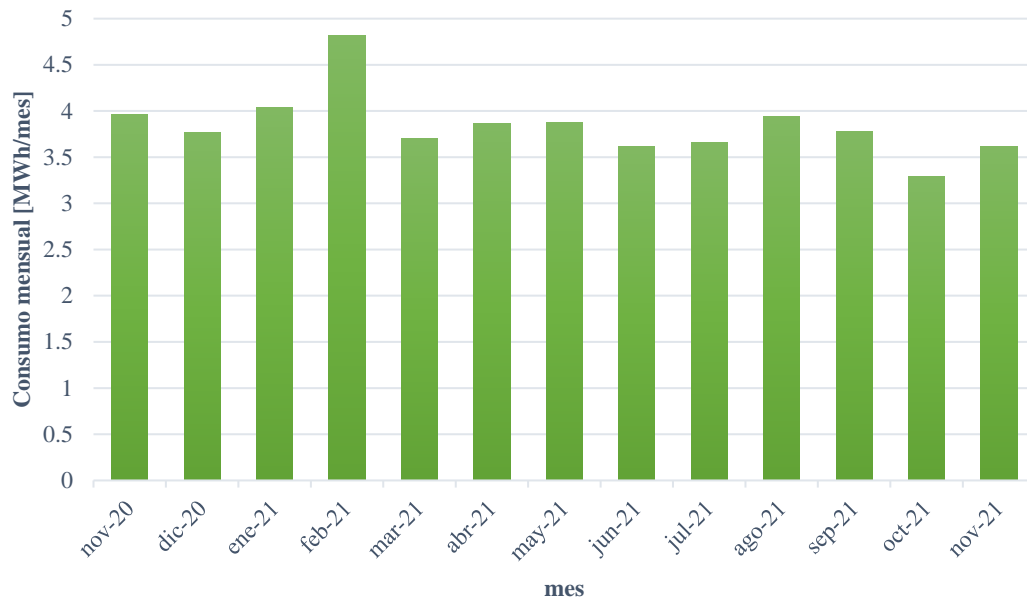
Ítem	Equipo	Cantidad	Potencia Unitaria [W]	Potencia Total [W]
1	Aire acondicionado	20	2150	43000
2	Ventilador	16	70	1120
3	Refrigerador	3	200	600
4	Nevera	1	400	400
5	Tv 32"	36	300	10800
6	Tv 50"	1	350	350
7	Licuada	1	400	400
8	Horno Microondas	1	1200	1200
9	Lavadora	2	400	800
10	Plancha	1	1250	1250
11	Computador	2	90	180
12	Cargas fantasmas	1	2.5	2.5
13	Luminarias	90	8	720
<b>TOTAL</b>				<b>60822.5</b>

## 1.3. Consumo energético

Debido a la actividad del hotel y cantidad de cargas, el consumo energético oscila entre 3700 y 4800 kWh/mes. Los datos del consumo energético fueron tomados de la factura de energía de la Electrificadora de Santander ESSA mostrados en la Figura 3 y la Tabla 2.

**Figura 3**

*Consumo energético mensual.*



Según la factura de energía, se tiene información mensual del consumo a partir de noviembre de 2020 hasta noviembre de 2021. Además, la Figura 12 muestra el comportamiento durante los 12 meses y los valores oscilan alrededor de los 3700 a 4000 kWh a excepción del mes de febrero que tiene un consumo más elevado. Por esta razón, para seleccionar la potencia utilizada en el cálculo de los paneles FV se realiza un promedio de la información, obteniendo un valor de 3840.4 kWh/mes.

La Tabla 2 relaciona el costo mensual de la factura de energía por la cual se propone el dimensionamiento del sistema FV. Al final del dimensionamiento se obtiene una reducción de esos costos, y una posible de exportación de energía a la red de forma que el retorno a la inversión sea en el menor tiempo posible.

**Tabla 2***Consumo y costo unitario.*

Mes	Consumo mensual en kWh	CUv \$/kWh	Consumo Activa en \$/kWh	Alumbrado público	Contribución activa	CUeq \$/kWh
nov-20	3960	\$ 583.97	\$ 2,312,523.18	\$ 231,252.32	\$ 462,504.64	\$ 759.16
dic-20	3770	\$ 583.97	\$ 2,201,568.79	\$ 220,156.88	\$ 440,313.76	\$ 759.16
ene-21	4043	\$ 586.89	\$ 2,372,797.89	\$ 237,279.79	\$ 474,559.58	\$ 762.96
feb-21	4814	\$ 589.82	\$ 2,839,416.59	\$ 283,941.66	\$ 567,883.32	\$ 766.77
mar-21	3705	\$ 593.36	\$ 2,198,412.88	\$ 219,841.29	\$ 439,682.58	\$ 771.37
abr-21	3868	\$ 596.92	\$ 2,308,901.65	\$ 230,890.16	\$ 461,780.33	\$ 776.00
may-21	3872	\$ 600.51	\$ 2,325,157.30	\$ 232,515.73	\$ 465,031.46	\$ 780.66
jun-21	3612	\$ 604.11	\$ 2,182,039.90	\$ 218,203.99	\$ 436,407.98	\$ 785.34
jul-21	3656	\$ 607.73	\$ 2,221,872.58	\$ 222,187.26	\$ 444,374.52	\$ 790.05
ago-21	3940	\$ 611.38	\$ 2,408,835.62	\$ 240,883.56	\$ 481,767.12	\$ 794.79
sep-21	3.776	\$ 615.05	\$ 2,322.42	\$ 232.24	\$ 464.48	\$ 799.56
oct-21	3.292	\$ 618.74	\$ 2,036.89	\$ 203.69	\$ 407.38	\$ 804.36
nov-21	3.617	\$ 622.45	\$ 2,251.40	\$ 225.14	\$ 450.28	\$ 809.19

Finalmente, se presentan algunos de los costos y contribuciones que debe realizar el usuario según lo establecido por el operador de red. Que se suman al costo total de la factura de energía como se puede observar en las Tabla 2.

Algunos de los costos de la factura de energía son:

- Consumo activa: Consumo de energía.
- Contribución activa: Impuesto a pagar por el consumo de energía, equivale al 20% del valor de consumo activa.
- Cuota consumo: Se cobra por financiaciones, a recibos antiguos.
- Cuota contribución: Se cobra por financiaciones, a recibos antiguos.
- Intereses contribución: Valores que se generan por financiaciones tienen un interés del 0.72%
- Intereses mes: Valores que se generan por financiaciones tienen un interés del 0.72%

- Intereses financiación: Valores que se generan por financiaciones tienen un interés del 0.72%
- Mora financiación: Es un interés que se cobra por financiación atrasada.
- Alumbrado público: Valor a pagar por impuesto AP correspondiente al 10% (acuerdo Mpal No 129 de agosto 30 de 2018).

#### **1.4. Condiciones micro-climáticas**

Con el fin de contar con información suficiente para este estudio, se consultaron tres fuentes de datos virtuales confiables, las cuales se presentan a continuación:

- **Atlas radiación solar y atlas climatológico del IDEAM**

(Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales [IDEAM],s.f. )

Es una herramienta desarrollada por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) que brinda información sobre viento, temperatura y radiación solar enfocada en proveer información climática en Colombia. Es representada por un conjunto de mapas, material gráfico y cartográfico que representa la distribución espacio-temporal del clima.

- **Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)**

(Photovoltaic Geographical Information System [PVGIS], s.f.)

Software gratuito vía web desarrollado y actualizado por la Comisión Europea. Permite al usuario tener la posibilidad de conocer las ventajas y desventajas de instalar un sistema fotovoltaico en una zona geográfica determinada, ya que brinda información necesaria de temperatura e irradiancia solar con una representación gráfica acorde a la cantidad de información que se solicite.

- **NASA POWER Radiación Solar**

(Nasa Power | Prediction Of Worldwide Energy Resources [NASA POWER], s.f.)

Software gratuito vía web que tiene como objetivo observar, comprender y modelar la tierra para determinar variaciones. Además, se creó con el fin de mejorar la información de energía renovable actual dirigida a los usuarios de edificios sostenibles, la agroclimatología y la energía renovable.

#### **1.4.1. Temperatura ambiente**

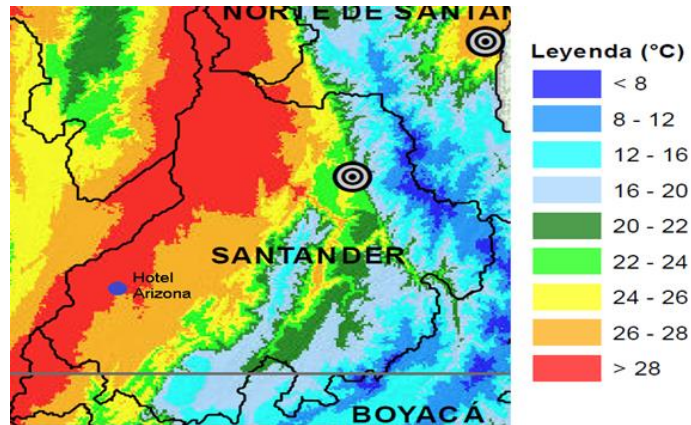
La temperatura ambiente es importante en un sistema fotovoltaico porque influye en la temperatura de operación y, a su vez, en la eficiencia de conversión de los paneles FV, ya que según aumenta la temperatura de operación se reduce la potencia generada.

La temperatura de operación está por encima de la temperatura ambiente y de la temperatura de pruebas de laboratorio, es por eso que el estudio de la temperatura ambiente hace parte importante para un correcto dimensionamiento.

De esta forma, se va a obtener un valor de temperatura anual de cada una de las fuentes de información, y el valor usado es el promedio de las tres para los 25 años de vida útil del sistema. Del IDEAM se obtiene un valor de temperatura fijo anual mayor a 28 °C como se representa en la Figura 3; por otro lado, con la información que brinda PVGIS desde el año 2006 hasta el 2015, se calcula un promedio mensual de estos 9 años para presentar el comportamiento a lo largo de un solo año como se muestra en la Figura 4.

**Figura 4**

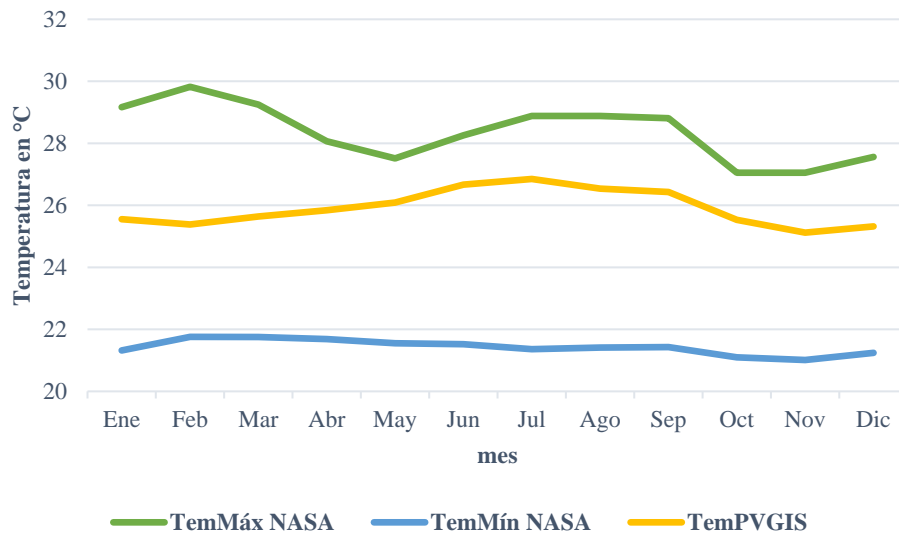
*Temperatura media anual (IDEAM).*



De la misma forma, de Nasa Power se toma información de temperatura de 2009 a 2019 y se calculan valores promedios para un solo año de temperaturas máximas y mínimas como se muestra en la Figura 4.

**Figura 5**

*Comportamiento promedio anual de la temperatura ambiente según datos obtenidos de PVGIS y NASA Power*



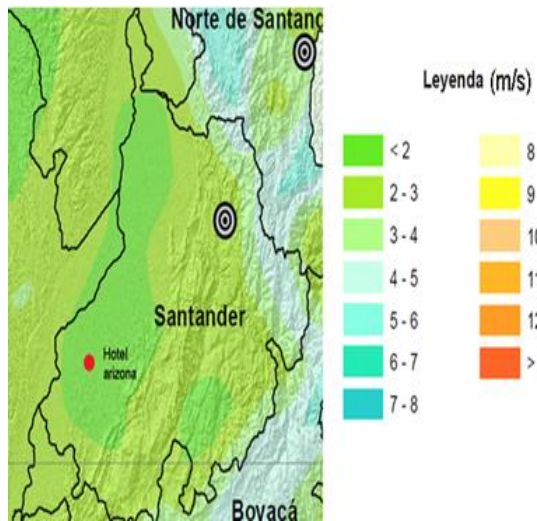
De los datos obtenidos por el IDEAM, PVGIS y Nasa Power se llega a valores de temperatura de 28, 25.91 y 28.36 °C, respectivamente. Por lo tanto, se procede a trabajar con un valor promedio de las 3.

**1.4.2. Velocidad del viento**

El viento influye en la temperatura de operación de los paneles FV y, por ende, en su funcionamiento; a mayor velocidad del aire, menor temperatura de operación, mayor eficiencia de conversión y mayor potencia generada. No obstante, si las corrientes de viento son muy fuertes, las estructuras que soportan los paneles FV pueden sufrir daños.

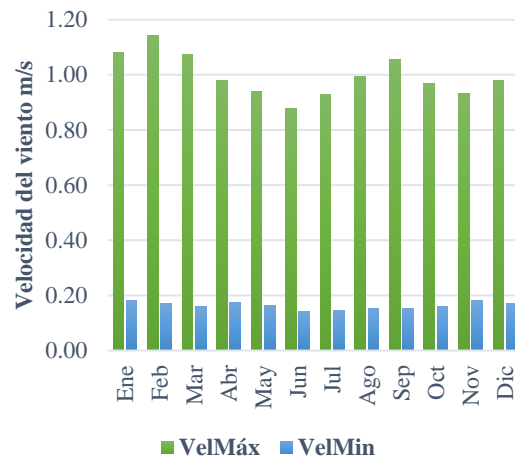
**Figura 6**

Velocidad del viento promedio anual (IDEAM).



**Figura 7**

Velocidad del viento máxima y mínima promedio 2009 -2019.



Según la Figura 6, se registra una velocidad del viento de hasta 2 m/s; mientras que la base de datos Nasa Power presenta valores máximos y mínimos de velocidad (promediados mes a mes de 2009 hasta 2019) entre 0.15 y 1.15 m/s como muestra la Figura 7. Para este trabajo se toma un valor de 1 m/s.

### 1.4.3. Irradiancia solar global horizontal

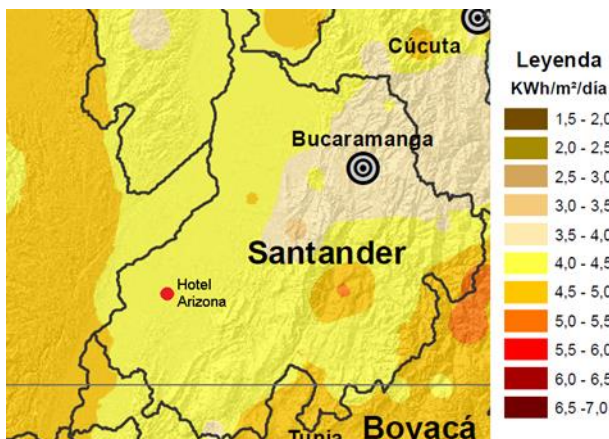
La irradiancia es la densidad de energía solar. Es un valor variable afectado por el ángulo de inclinación de la superficie, latitud, longitud, época del año y condiciones climatológicas del lugar.

Para establecer la cantidad de energía eléctrica que van a producir los paneles FV, es importante caracterizar el potencial energético solar en el lugar. De esta forma, se obtienen datos de irradiancia y brillo solar, de las fuentes de información propuestas para determinar la cifra que se va a usar.

Del IDEAM se obtuvo información de la irradiancia global horizontal de 4.0 a 4.5 kWh/m<sup>2</sup>/día y el brillo solar (número de horas en las que se puede aprovechar la radiación solar en un día) es de 5 a 6 horas/día, mostradas en las figuras 8 y 9, respectivamente.

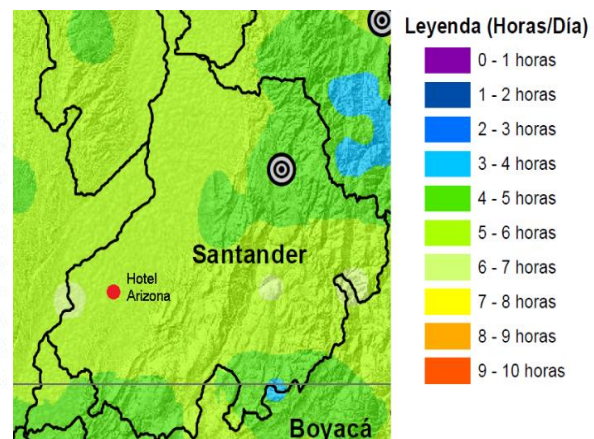
**Figura 8**

*Irradiación global horizontal media diaria anual (IDEAM).*



**Figura 9**

*Brillo solar medio diario anual (IDEAM).*

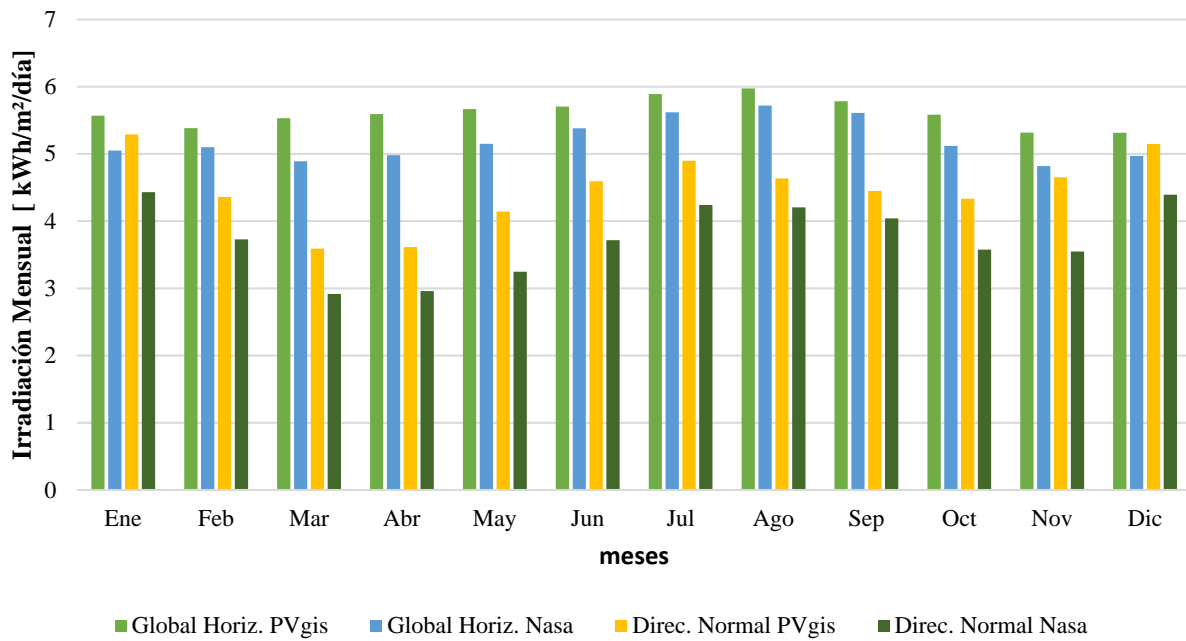


De PVGIS se obtiene información más completa, específicamente irradiancia global horizontal, e irradiancia directa normal de 2006 a 2015. Se procede a obtener valores promedio por mes para establecer el comportamiento esperado durante un año (Figura 9). De igual forma, se

aplica este cálculo para los datos obtenidos de Nasa Power de 2009 a 2019 de irradiancia global horizontal e irradiancia directa normal, tal como muestra la Figura 9.

**Figura 10**

*Comportamiento promedio anual de la irradiancia solar según satos obtenidos de PVGIS y NASA Power.*



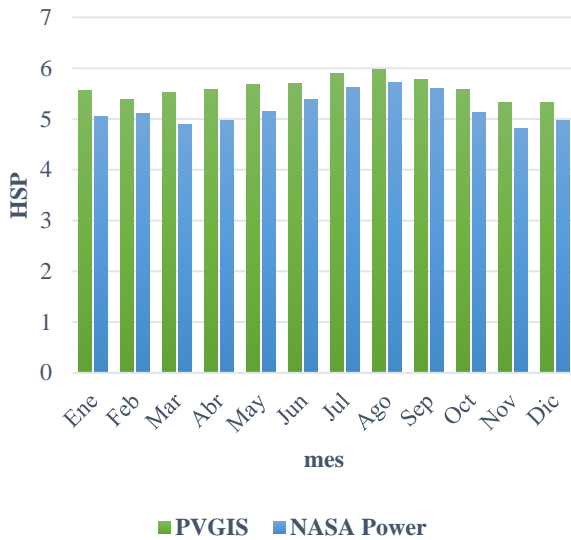
A partir de esa información, se puede realizar el cálculo de las horas solares pico según la ecuación. (1):

$$HSP = Irradiancia / 1000 W/m^2 \tag{1}$$

Un valor de HSP=1.0 equivale a una irradiación solar de 1.0 kWh/m² que es una irradiancia solar de 1000 W/m² sostenida durante una hora. Según los datos suministrados por PVGIS, las HSP promedio diario tienen un comportamiento cuasi-constante durante el año; al compararse con la información de Nasa Power, se evidencia una variación como muestra la Figura 11. La diferencia porcentual entre las dos fuentes de información se presenta en la Figura 12.

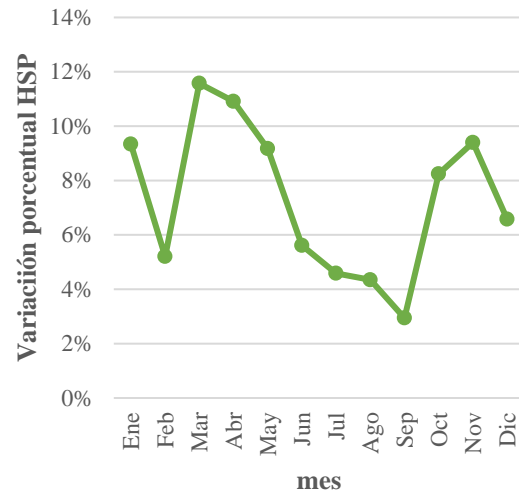
**Figura 11**

*Horas solar pico (Nasa Power y PVGIS).*



**Figura 12**

*Variación porcentual HSP.*



Con base en la información de irradiancia, se evidencia un porcentaje de error que va del 3 % al 11 %, esto puede presentarse porque los dos *softwares* manejan diferentes bases de datos en diferentes periodos de tiempo. En general, se puede ver que el comportamiento es similar, de esta forma, para la selección de la irradiancia se toman los valores de Nasa Power, al ser los más bajos se tendrá la certeza de la información ya que no va a estar por encima de la que se pueda obtener diariamente, además de que el *software* de la Nasa es uno de los más utilizados para la caracterización de condiciones ambientales. La exactitud de las mediciones hechas por este software, comparadas con las mediciones realizadas en tierra. Según se dispone en la información de exactitud en PVsyst ([https://www.pvsyst.com/help/meteo\\_source\\_nasa.htm](https://www.pvsyst.com/help/meteo_source_nasa.htm)), el software de la Nasa tiene un error estimado RMS de los valores mensuales alrededor del 13 al 16% y el error de sesgo medio (MBE) del -2 al 0.7%. De la información de la Nasa, se promedió los datos de 12 meses para tener el valor final que utilizaremos en el cálculo de los equipos, por lo que el valor calculado es 5.2 HSP.

## 2. DISPOSICIONES LEGALES, REGULATORIAS Y REGLAMENTARIAS

En Colombia, el uso de sistemas FV está controlado por una serie de disposiciones que normatizan, regulan y reglamentan la generación de energía de este tipo. Se realiza la consulta de todas aquellas disposiciones vigentes y se identifican las más importantes para realizar este proyecto.

**Tabla 3**

*Normativa*

<b>Carácter</b>	<b>Disposición</b>
Normativa	Norma Técnica Colombiana 2050
Reglamentaria	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
Regulatoria	Resolución 174 de 2021 de la CREG Resolución 135 de 2021 de la CREG
Complementarias	Resolución 038 de 2014 de la CREG Resolución 015 de 2018 de la CREG

De la información mostrada en la Tabla 3, se identifican los artículos y secciones necesarias para el desarrollo del proyecto, haciendo énfasis en sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

El cumplimiento de estas disposiciones es importante para que la instalación se pueda interconectar a la red, sea segura para las personas y funcione de manera eficiente.

Adicionalmente, el usuario puede hacerse acreedor de los incentivos tributarios que lo motiven a realizar este tipo de instalaciones.

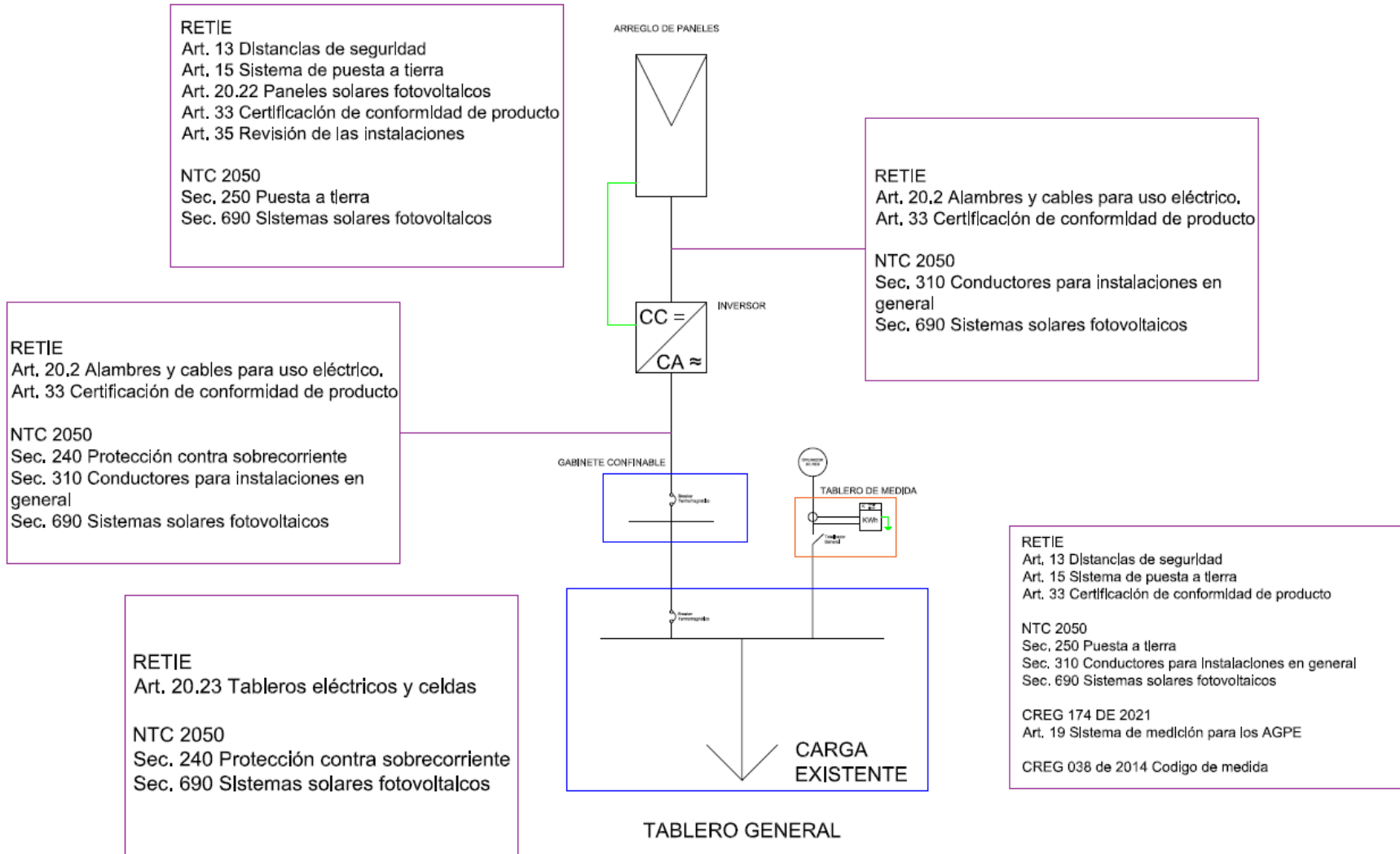
### 2.1. Esquema de normativa

La Figura 14 presenta el esquema del diagrama unifilar de un sistema FV para autogeneración, el cual permite apreciar la distribución de equipos y flujos de potencia, además

relaciona numerales aplicables de las disposiciones, normativas y reglamentos mencionados, de forma que se pueda tener una noción más clara de su aplicación.

**Figura 13**

*Esquema de normativas.*



El usuario cumple con este compendio de disposiciones, una vez el organismo de inspección acreditado por la ONAC haga revisión de la instalación. Y, según el estado en que se encuentre se le entrega el dictamen con el que se pueda certificar el cumplimiento de lo requerido para su puesta en funcionamiento. Si el resultado es favorable, el sistema opera de manera adecuada, es seguro para las personas y es posible su conexión a la red.

## **2.2. Norma Técnica Colombiana 2050 (NTC 2050)**

La Norma Técnica Colombiana 2050 (NTC 2050) tiene como objetivo la protección de la vida en general y la salud de las personas ante posibles inseguridades o incidentes, que puedan llegar a ocurrir en cualquier tipo de instalación o equipo que haga uso de electricidad. Para lograrlo, consta de un compendio de disposiciones que cubren la reglamentación, según el tipo de instalación eléctrica, tipos de cableado, canalizaciones, etc., realizados en estructuras móviles o fijas de entidades públicas o privadas.

En el Anexo 1 se muestran aquellos artículos fundamentales para este trabajo de grado.

## **2.3. Reglamento Técnico De Instalaciones Eléctricas (RETIE)**

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) fue expedido por el Ministerio de Minas y Energía con el fin de reducir incidentes asociados con la electricidad. Por lo tanto, contiene una serie de requerimientos mínimos dirigidos a cualquier actividad de tipo eléctrico, que utilizados correctamente conducen a un funcionamiento seguro y eficiente de la instalación eléctrica. Para asegurar que sean utilizados, se vuelven de obligatorio cumplimiento, tal como sucede con los requisitos mencionados en el Anexo 2 necesarios para este proyecto.

Al ser de obligatorio cumplimiento es necesario que un organismo de inspección acreditado por la ONAC (Organismo Nacional de Acreditación de Colombia) haga revisión de la

instalación y entregue el dictamen con el que se pueda certificar el cumplimiento de lo requerido para su puesta en funcionamiento.

Con el dictamen que se emite el organismo de inspección el OR (Operador de Red) garantiza la seguridad de la red debido a que si se presenta una falla o en algún tipo de mantenimiento es importante que no se entregue energía por parte de los sistemas solares para evitar cualquier tipo de accidente.

Durante la revisión por parte del organismo de inspección se revisa para los siguientes elementos: tableros, conductores, tubería, protecciones, varilla de puesta a tierra, inversor y paneles solares; la instalación, ubicación, especificaciones técnicas, certificados de conformidad del producto (Certificado que evidencia si el producto cumple con normas nacionales e internacionales y el cual está avalado por el ministerio de Colombia) de cada uno de ellos. Se realizan las pruebas de medida de tensión, aislamiento a los conductores y la prueba anti-isla para garantizar la no entrega de energía en caso de ausencia del operador de red. Cumpliendo con todos los ítems que le aplique a cada elemento exigido por el RETIE se procede a dar la conformidad a la instalación.

#### **2.4. Resolución 174 De 2021 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)**

La Comisión de Regulación de Energía, Gas y Combustibles (CREG) es la entidad asignada por el Ministerio de Minas y Energía encargada de regular los servicios públicos de electricidad y gas, según lo establecido por las leyes 142 y 143 de 1994.

La Resolución CREG 174 de 2021 define las características necesarias para que los Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) y de Generación Distribuida (GD) se puedan interconectar al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Para lograrlo, se determinan una serie de

condiciones necesarias en la conexión, en la interconexión, en las posibles alternativas de comercialización de los excedentes y en la medición de la energía eléctrica cuando se entregan excedentes a la red.

En el Anexo 3, se muestran aquellos artículos fundamentales para el proyecto.

## **2.5. Resolución 135 De 2021 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)**

Esta resolución establece el proceso que debe realizar el autogenerador a pequeña escala en las diferentes etapas de la ejecución del contrato realizado con el comercializador de energía eléctrica, necesario para la conexión y posible entrega de excedentes a la red.

Proceso que inicia previo a la ejecución del contrato donde el usuario tiene la posibilidad de escoger el comercializador que más le convenga según se informe de las condiciones que tenga cada uno de ellos (capacidad, tarifas de los excedentes, formas de pago etc), aquel que sea seleccionado está obligado a recibir la cantidad de excedentes que disponga el usuario. Se indica a hacer cumplimiento de lo indicado en la Resolución CREG 174 de 2021 y 038 de 2014 en lo que respecta al autogenerador.

Se debe agregar también, que como parte del proceso intervienen las formalizaciones contractuales del contrato como las obligaciones del comercializador ante los diferentes tipos de contratos y sus debidos formatos. Adicionalmente, lo que se presenta durante la ejecución del contrato y lo que pueda pasar luego de realizar lo en caso de finalización o modificaciones. De esta forma en el Anexo 4 se presentan algunos de los artículos que dispone la resolución.

## **2.6. Resolución 038 de 2014 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Código de medida)**

El código de medida dispone de las condiciones para los sistemas de medición de tipo técnico y procedimental, de tal forma que los equipos cumplan con las exigencias que la resolución establece de calibración, exactitud de medición, lectura, certificaciones, entre otras.

Se hace necesaria para tener presente lo correspondiente al medidor bidireccional de la instalación fotovoltaica y evidenciar que según la resolución se está cumpliendo con sus requisitos.

En el Anexo 5 se presenta los artículos aplicables de la Resolución.

## **2.7. Resolución 015 de 2018 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)**

Esta resolución define los métodos de cálculo de las tarifas relacionadas con el proceso de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional en cuanto a valores específicos necesarios para los distribuidores. Además de otras actividades que se relacionan con la remuneración de ingresos por la distribución como aprobaciones de ingresos, migración de usuarios a otros niveles de tensión, transporte de reactiva y sanciones relacionadas con la misma, entre otros.

En este caso, se resalta el apartado relacionado con el contrato por capacidad de respaldo (Capacidad de uso reservada de la red para dar respaldo a la energía del usuario), al ser autogenerador a pequeña escala y según la capacidad del sistema fotovoltaico se debe tener un respaldo de energía en caso de que la fuente de generación no atienda las necesidades de la carga. Es por eso que se determinan las condiciones y características que debe tener el usuario y

el operador de red para este contrato. En el Anexo 6 se presenta lo dispuesto en la resolución para este caso.

Según la información de la resolución y en concordancia con la capacidad del sistema fotovoltaico de 25.92 kWp, no es necesario que el usuario contrate al operador de red la capacidad de respaldo.

### **2.8. Ley 1715 de 2014**

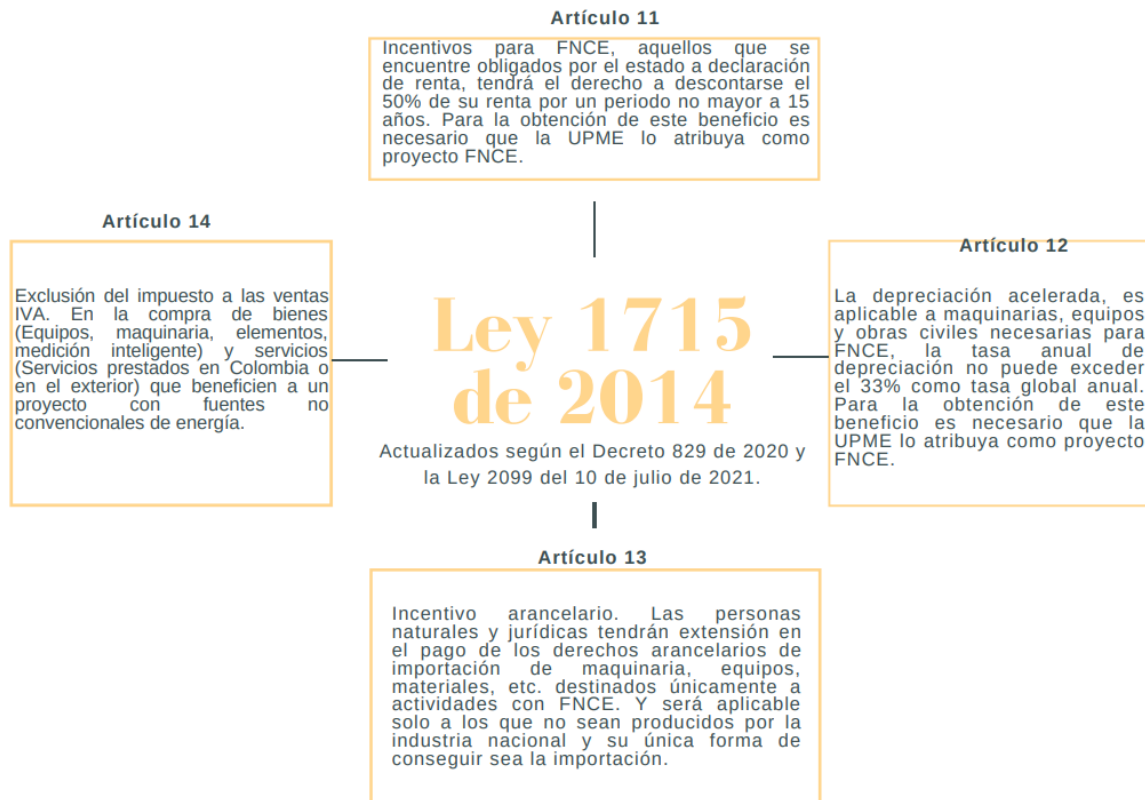
La Ley 1715 de 2014 promueve el uso y desarrollo de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) de carácter renovable. Así mismo, establece un marco legal y herramientas que promuevan el aprovechamiento de las dichas fuentes; de esta forma, se puede impulsar abiertamente el desarrollo de todas estas nuevas tecnologías limpias de generación de energía. Una de sus herramientas para incrementar el uso de este tipo de tecnologías es el uso de incentivos tributarios, que exenta al usuario de diversos pagos normalmente obligatorios.

Este apoyo a las FNCE también tiene como objetivo la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que aporten al mejoramiento de las condiciones actuales medioambientales y ofrezcan una alternativa de seguro en el abastecimiento de la energía eléctrica en el país.

Esta ley está actualizada de acuerdo con lo establecido en la Ley 2099 de 2021 y el Decreto 829 de 2020, que modifican los artículos 11 al 14 presentados en la Figura 14 y además adiciones de información en algunos artículos complementarios.

**Figura 14**

*Artículos de la Ley 1715 que exponen los incentivos tributarios aplicables a sistemas fotovoltaicos.*



*Nota:* Basado en la Ley 1715 de 2014, Ley 2099 de 2021 y Decreto 829 de 2020.

Si bien existen estos beneficios de carácter tributario, también existe un compendio de requisitos necesarios que el usuario debe realizar si quiere acceder a ellos. Esta serie de métodos están definidos en la Resolución 203 de 2020 de la UPME, donde se establecen una serie de procedimientos y requisitos que serán evaluados por la UPME para que pueda, si es el caso, emitir el certificado que le permita acceder a los beneficios. Además, una vez se emite el certificado, se definen también los alcances que puede tener, su vigencia y posibles modificaciones por ampliación o reducción de los bienes.

En conclusión, existen varias disposiciones legales, regulatorias y reglamentarias reglamentaciones para el desarrollo de este tipo de proyectos con fuentes de energía no convencionales, las cuales promueven, regulan y protegen a usuarios ON-GRID y OFF-GRID. En definitiva, éstas fueron elaboradas para generar homogeneidad en el desarrollo de proyectos de energía no convencionales y, adicionalmente, ofrecer beneficios tributarios a los promotores que aporten al desarrollo de instalación de estas tecnologías, como los autogeneradores y generadores distribuidos. Además, desde la expedición y puesta en marcha de estas disposiciones, se espera el cuidado del medio ambiente con una reducción de los gases de efecto invernadero, la cual ayude a mitigar el cambio climático que afecta el hábitat de cientos de especies en peligro de extinción.

### **3. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO**

El desarrollo y acogida de los sistemas fotovoltaicos durante los últimos años ha permitido una visión más amplia en el dimensionamiento, conforme a los conocimientos del diseñador y al avance de las herramientas digitales que han permitido el desarrollo de softwares que hacen la tarea del dimensionado con la información que se le suministra.

De esta forma, se realiza el cálculo del dimensionamiento a partir del método matemático, haciendo uso de las ecuaciones necesarias para cada uno de los equipos. Y, como opción adicional se utiliza el software de PVsyst para simular el sistema y contrastar la información recolectada.

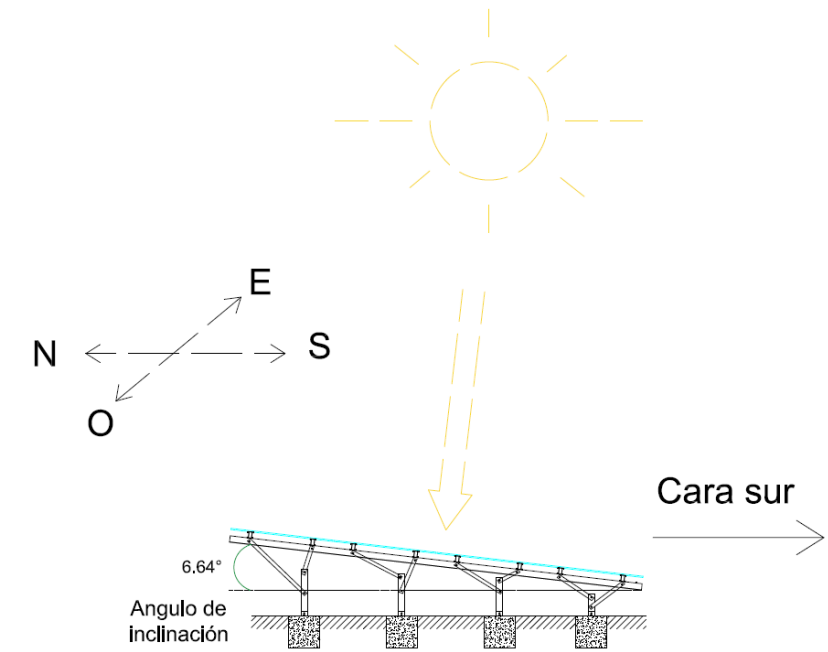
Adicionalmente, se seleccionan los equipos en empresas colombianas a través de la web, cumpliendo con los parámetros de selección establecidos para cada uno de ellos.

#### **3.1. Inclinación de los paneles**

La inclinación de los paneles FV es de gran importancia para la captación de irradiancia solar y se pueda generar energía suficiente para atender la demanda energética. La inclinación está dada por el ángulo formado entre la superficie horizontal y el panel FV, que por lo general coincide con los grados de la latitud del sitio, siendo aproximadamente  $6.64^\circ$  para este sistema.

**Figura 15**

*Inclinación panel solar.*



### 3.2. Factor de sombra

Para este proyecto se considera un factor de sombra de 1 debido a que el lugar de la instalación no tiene obstrucción de casas, edificios o árboles, esto corresponde a una pérdida del 0 % de la eficiencia esperada.

### 3.3. Paneles fotovoltaicos

El sol puede aportar suficiente energía para surtir la totalidad de la energía eléctrica al planeta, dado que una sola hora de sol sería suficiente para abastecer las demandas energéticas durante todo un año.

### 3.3.1. Número de paneles

El número de paneles se selecciona mediante la siguiente fórmula:

$$No. \text{ de paneles} = \frac{Potencia \text{ fotovoltaica} * Coeficiente \text{ pérdida}}{Potencia \text{ panel}} \quad (2)$$

Se identifican cada una de las variables de la ecuación:

- Coeficiente de pérdida => Es el valor de las pérdidas por coeficientes de temperatura del panel, nubosidad y condiciones atmosféricas, debe estar entre el 20% al 30%.

Para este cálculo se establece como un 25%.

- Potencia panel => 540 W
- La potencia fotovoltaica requiere de la evaluación de otra ecuación.

$$Potencia \text{ fotovoltaica} = \frac{Consumo \text{ diario}}{HSP * k} \quad (3)$$

- HSP = 5.2, según lo establecido en el Numeral 1.2.3.
- El consumo diario se determina a partir del consumo mensual del usuario.

$$Consumo \text{ diario} = \frac{Consumo \text{ promedio mensual}}{30} \quad (4)$$

- Consumo promedio mensual = 3840.4 kWh, según lo establecido en el Numeral

1.4.

$$Consumo \text{ diario} = \frac{3840.4 \text{ kWh}}{30} = 128.01 \text{ kWh}$$

- k=1.15, factor de corrección
- Se evalúa la ecuación y se obtiene la potencia FV:

$$Potencia \text{ fotovoltaica} = \frac{128.01 \text{ kWh}}{5.2 \text{ h} * 1.15} = 21.40 \text{ kW}$$

Ahora se puede evaluar la ecuación (2) para determinar el número de módulos.

$$\text{No. de módulos} = \frac{21.40 \text{ kW} * 1.25}{0.54 \text{ kW}} = 49.54$$

Por lo tanto, para el sistema se seleccionan 48 paneles FV de 540 W.

### 3.3.2. Arreglo fotovoltaico

Para el arreglo fotovoltaico se debe tener en cuenta el voltaje de operación en corriente continua  $V_{cc}$  soportada por el inversor y el voltaje de circuito abierto del panel  $V_{oc}$ . Con estos datos se calcula la cantidad de módulos en serie que soporta el inversor aplicando la siguiente ecuación:

$$\text{No. Paneles}_{serie} = \frac{V_{inversor}}{V_{oc}} \quad (5)$$

Se identifica el valor de cada variable a partir de la ficha técnica del inversor y del panel.

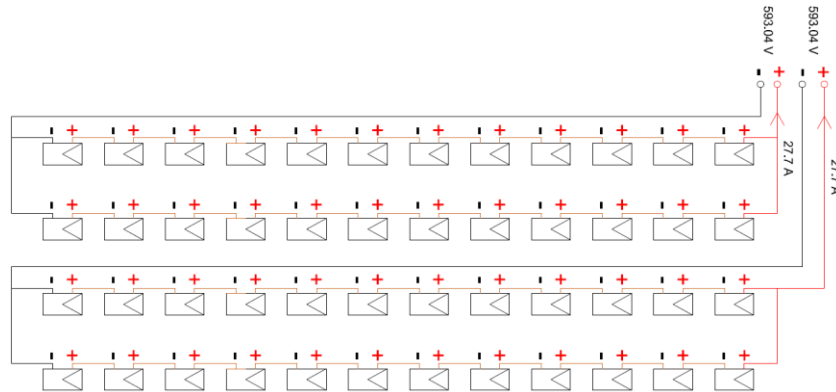
- $V_{inversor} = 800 \text{ V}$
- $V_{oc} = 49.42 \text{ V}$

$$\text{No. Paneles}_{serie} = \frac{800}{49.42} = 16.18$$

El inversor debe soportar hasta 16 paneles en serie; sin embargo, para que no quede sobredimensionado se seleccionan 12 paneles por cada string, y se utilizan dos string por inversor como se observa en la Figura 16.

**Figura 16**

*Diagrama arreglo fotovoltaico.*



### 3.4 Inversor

Para el dimensionamiento del inversor se utiliza la potencia del panel y el número de paneles conectados en cada string. El cálculo se realiza a partir de la siguiente ecuación para uno de los cuatro strings seleccionados.

$$P_{string} = No. \text{ Paneles} * Potencia \text{ paneles} = 12 * 540 \text{ W} = 6.48 \text{ kW} \quad (6)$$

Dado que las características de los cuatro strings son las mismas, el cálculo realizado es el mismo para todas. Por otra parte, se debe seleccionar un inversor según la potencia FV de 21.40 kW con esta capacidad.

### 3.5 Conductores

En el cálculo de los conductores se tiene en cuenta el tipo de tensión a la que va a estar expuesto el conductor, ya sea DC o AC. Los conductores en DC deben ser resistentes a las condiciones ambientales y los conductores utilizados en AC se seleccionan para que soporten el

125% de la corriente nominal del circuito, tienen que cumplir con los valores de regulación permitidos como se indica en el Numeral 3.8.

$$I_{nom} = \frac{P}{V} \quad (7)$$

Donde:

- $P$  = Potencia [W]
- $V$  = Voltaje [V]

$$I_{ajustada} = 1,25 * I_{nom} \quad (8)$$

De esta forma, se realiza el cálculo de las corrientes a partir de las ecuaciones (7) y (8) para la elección del conductor.

**Tabla 4**

*Cálculos corrientes ajustada tramos.*

CONEXIÓN	TENSIÓN [V]	CARGA [W]	CORRIENTE [A]	FACTOR DE AJUSTE NTC 2050 S310-S318	CORRIENTE AJUSTADA [A]
Paneles FV-Inversor	49.42	540	10.93	1.25	13.66
Salida Inversor - Gabinete	220	12000	31.49	1.25	39.36
OP- Gabinete	220	24000	62.98	1.25	78.73

Con los valores de la corriente podemos seleccionar el tipo de conductor que le corresponde a cada una haciendo uso de la Tabla 5.

**Tala 5**

*Capacidades de corriente permisibles en conductores aislados.*

Sección transv.	Temperatura nominal del conductor (ver <a href="#">Tabla 310-13</a> )						Calibre
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
	TIPOS TW* UF*	TIPOS FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW*	TIPOS TBS, SAS, SS, FEP*, FEPB*, MI, RHH*, RHW-2, THHN*,THHW*, THW-2*, THWN-2*, USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2	TIPOS TW* UF*	TIPOS RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*	TIPOS TBS, SAS, SS, THHN*,THHW*, THW-2*, THWN-2*, RHH*, RHW-2* USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2	
mm²	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG o kcmils
0,82	--	--	14	--	--	--	18
1,31	--	--	18	--	--	--	16
2,08	20*	20*	25	--	--	--	14
3,30	25*	25*	30*	20*	20*	25*	12
5,25	30	35*	40*	25	30*	35*	10
8,36	40	50	55	30	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	60	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	110	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,20	110	130	150	85	100	115	1
53,50	125	150	170	100	120	135	1/0
67,44	145	175	195	115	135	150	2/0
85,02	165	200	225	130	155	175	3/0
107,21	195	230	260	150	180	205	4/0
126,67	215	255	290	170	205	230	250
152,01	240	285	320	190	230	255	300
177,34	260	310	350	210	250	280	350
202,68	280	335	380	225	270	305	400
253,35	320	380	430	260	310	350	500
304,02	355	420	475	285	340	385	600
354,69	385	460	520	310	375	420	700
380,02	400	475	535	320	385	435	750
405,36	410	490	555	330	395	450	800
456,03	435	520	585	355	425	480	900
506,70	455	545	615	375	445	500	1.000
633,38	495	590	665	405	485	545	1.250
760,05	520	625	705	435	520	585	1.500
886,73	545	650	735	455	545	615	1.750
1.013,40	560	665	750	470	560	630	2.000

Nota: *Tabla 310-16 de la NTC 2050*

Los calibres seleccionados se indican en la Tabla 6, para la conexión en DC se utiliza un cable solar de 4 mm<sup>2</sup>.

**Tabla 6**

*Selección de conductor.*

Conexión	Tensión [V]	Calibre	Material
Paneles FV-Inversor	49.42	4mm <sup>2</sup>	Cable Solar
Salida Inversor - Gabinete	220	3x8+8	THHW
OP- Gabinete	220	3x4+4	THHW

En la Numeral 3.7 se verifica el cumplimiento de la regulación permitida para cada uno de ellos.

### 3.6 Pérdidas

Debido a las características de los conductores, por lo general presentan cierta resistencia que varía según la longitud del cable y representa ciertas pérdidas para el sistema que son necesarias tener en cuenta durante el dimensionado.

El cálculo de las pérdidas se debe realizar a partir de la siguiente ecuación:

$$\%Pérdidas = \frac{I^2 * R * 100}{P} \quad (9)$$

Donde:

- $I$  = Corriente [A]
- $R$  = Resistencia [ $\Omega$ /km] tablas

$$\bullet \quad R = Longitud_{km} * Resistencia_{conductor} \quad (10)$$

$$R = 0.003 * 2.56 = 0.0077$$

$$\bullet \quad P = \text{Potencia [W]}$$

$$\%Pérdidas_{inversor-Gabinete} = \frac{39.37^2 * 0.0077 * 100}{12500} = 0.095\%$$

Por lo tanto, las pérdidas del inversor al gabinete son de un valor de 0.095. Las pérdidas del gabinete hacia el tablero de distribución se calculan de igual forma.

$$R = 0.015 * 1.02 = 0.0153$$

$$\%Pérdidas_{Gabinete-Tablero} = \frac{78.74^2 * 0.0153 * 100}{25000} = 0.37\%$$

Las pérdidas del gabinete al tablero de distribución corresponden a 0.37 %.

### 3.7. Regulación de voltaje

Se realiza con el fin de evitar las altas variaciones de tensión que ingresan a la red, debido a la variación de la tensión enviada, la que llega y su forma de onda. Por lo que se hace necesario tener un margen de variación para evitar anomalías en la red y posibles fallos.

#### 3.7.1. Regulación de voltaje CC

La regulación en CC no debe superar el 2%, el cálculo está dado por la siguiente ecuación:

$$\%R_{cc} = \frac{2 * d * I_{sc}}{V_{arreglo} * K_{material} * Calibre} \quad (11)$$

Donde

- $d$  = Distancia tramo [m]
- $I_{sc}$  = Corriente de corto circuito [A]
- $V_{Arreglo}$  = Tensión arreglo fotovoltaico [V]
- $K_{Material}$  = Constante del material
- $Calibre$  = Calibre del conductor predeterminado en  $mm^2$

$$\%R_{cc} = \frac{2 * 20 * 13,85}{593,04 * 44 * 4} = 0.00530\%$$

El conductor está por debajo del 2 % por lo tanto cumple la regulación de voltaje.

### 3.7.2. Regulación de voltaje CA

La regulación en CA no debe superar el 3%, el cálculo de este dado por la siguiente ecuación:

$$\Delta V = I * R * d * \sqrt{3} \quad (12)$$

Donde:

- $I$  = Corriente
- $R$  = Resistencia para cables de Cu  $\Omega/km$
- $d$  = Distancia tramo km

$$\Delta V = 39,36 * 2,56 * 0,003 * \sqrt{3} = 0,523 V$$

$$\%R_{CA}^{Inversor - Gabinete} = \frac{\Delta V}{V} * 100\% = 0,24\% \quad (13)$$

Por lo tanto, la regulación del inversor al gabinete cumple ya que no es superior al 3%, según lo establecido con la NTC. La regulación de voltaje de gabinete a tablero de distribución se aplica el mismo procedimiento anterior, entonces:

$$\Delta V = 2,086$$

$$\%R_{CA} \text{Gabinete} - \text{Tablero} = 0,94\%$$

El conductor no supera el 3%, según lo establecido en la NTC 2050 la selección de los conductores se realizó de manera adecuada.

### 3.8. Protecciones

Las protecciones eléctricas en un sistema FV, garantizan la seguridad de las personas y de la instalación misma, de manera que pueda detectar cualquier tipo de falla y actuar lo más eficiente posible, hasta que se haya solucionado.

La selección de protecciones se realiza a partir de la corriente nominal de cada una de las secciones del sistema como se muestra en la Tabla 7.

**Tabla 7**

*Protecciones del sistema.*

Conexión	Corriente [A] con factor de ajuste 125%	Protección
Paneles FV-Inversor	10.93	1x15
Salida Inversor - Gabinete	31.49	3x40
OP- Gabinete	62.98	3x80

### 3.9. Ductería

Para la selección de la tubería se debe tener en cuenta el calibre del conductor seleccionado en el Numeral 3.6.

**Tabla 8**

*Selección ductos.*

Letras de tipo	Sección transversal del conductor		Tamaño comercial									
		AWG/ kcmil	16 ½	21 ¾	27 1	35 1 ¼	41 1 ½	53 2	63 2 ½	78 3	91 3 ½	103 4
RH	2,08	14	7	12	20	34	44	70	104	157	204	262
	3,30	12	6	10	16	27	35	56	84	126	164	211
RHH,	2,08	14	5	9	15	24	31	49	74	112	146	187
RHW,	3,30	12	4	7	12	20	26	41	61	93	121	155
RHW-2	5,25	10	3	6	10	16	21	33	50	75	98	125
RH, RHH,	8,36	8	1	3	5	8	11	17	26	39	51	65
RHW,	13,29	6	1	2	4	6	9	14	21	31	41	52
RHW-2	21,14	4	1	1	3	5	7	11	16	24	32	41
	26,66	3	1	1	3	4	6	9	14	21	28	36
	33,62	2	1	1	2	4	5	8	12	18	24	31
	42,20	1	0	1	1	2	3	5	8	12	16	20
	53,50	1/0	0	1	1	2	3	5	7	10	14	18
	67,44	2/0	0	1	1	1	2	4	6	9	12	15
	85,02	3/0	0	1	1	1	1	3	5	8	10	13
	107,21	4/0	0	0	1	1	1	3	4	7	9	11
	126,67	250	0	0	1	1	1	1	3	5	7	8
	152,01	300	0	0	1	1	1	1	3	4	6	7
	177,34	350	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7
	202,68	400	0	0	0	1	1	1	2	4	5	6
	253,35	500	0	0	0	1	1	1	1	3	4	5
	304,02	600	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	354,69	700	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	380,02	750	0	0	0	0	1	1	1	1	3	4
	405,36	800	0	0	0	0	1	1	1	1	3	3
	456,03	900	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3
	506,70	1000	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3
	633,38	1250	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2
	760,05	1500	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
	886,73	1750	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
	1013,4	2000	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1

Nota: *Tabla C11 de la NTC 2050*

Según la Tabla C11 de la NTC 2050, se opta por una tubería de 3/4” cumpliendo con el nivel máximo de ocupación del ducto no debe superar el 40 %.

### 3.10. Producción energética del arreglo fotovoltaico

La producción energética del arreglo FV permite determinar la cantidad de energía producida en determinado periodo de tiempo. La estimación del arreglo FV se realiza de manera que los resultados obtenidos puedan ser comparados con la simulación en PVsyst para un periodo de tiempo de un año.

Se determina a partir de la siguiente ecuación

$$Eg = \frac{Pm * \text{Número de módulos} * HSP * 365 \text{ días} * \text{Número de años}}{1000} \quad (14)$$

Se identifican cada una de las variables para dar solución a la ecuación:

- Pm: Potencia nominal del panel [W] = 540 W
- Número de módulos = 48
- HSP: Horas solar pico [h/día], según el capítulo 1 = 5.2
- Número de años: Tiempo a evaluar la producción energética.

Evalutando la ecuación se tiene:

$$Eg = \frac{540 * 48 * 5,2h/día * 365 \text{ días} * 1}{1000} = 49,2 \text{ MWh/año}$$

Esta información define la generación anual del arreglo.

### **3.11. Selección de equipos**

En este apartado se eligen los equipos del arreglo FV que cumplan con el dimensionado propuesto de voltaje, corriente y potencia, según lo indicado en el Capítulo 3. Esta selección se realiza en empresas colombianas importadoras de este tipo de productos disponibles a través de la web.

#### **3.11.1. Paneles fotovoltaicos**

La selección de los módulos FV se realiza a partir de las ofertas que se encuentran disponibles en la web. Y, como criterio de selección se compara la información de las fichas técnicas de cada uno de ellos relacionada a:

- Potencia de salida.
- Tensión máxima de alimentación.
- Corriente máxima.
- Voltaje de circuito abierto.
- Corriente de corto circuito.
- Eficiencia.
- Temperatura.
- Tensión máxima.

En el mercado existe gran variedad de fabricantes de módulos, por lo que cada uno de ellos tiene en sus equipos características diferentes, pero generalmente se acercan a un estándar según la capacidad del módulo. Por esta gran variedad de fabricantes, se realiza la selección según las marcas más reconocidas y que se acercan más a la capacidad necesaria para el montaje

de nuestro sistema FV. Además, el costo de cada uno de los módulos se consulta en páginas de empresas comercializadoras de equipos fotovoltaicos como Autosolar, Solaire y Solartex.

En la Tabla 9 se presenta la información de los módulos

**Tabla 9**

*Datos fichas técnicas de módulos.*

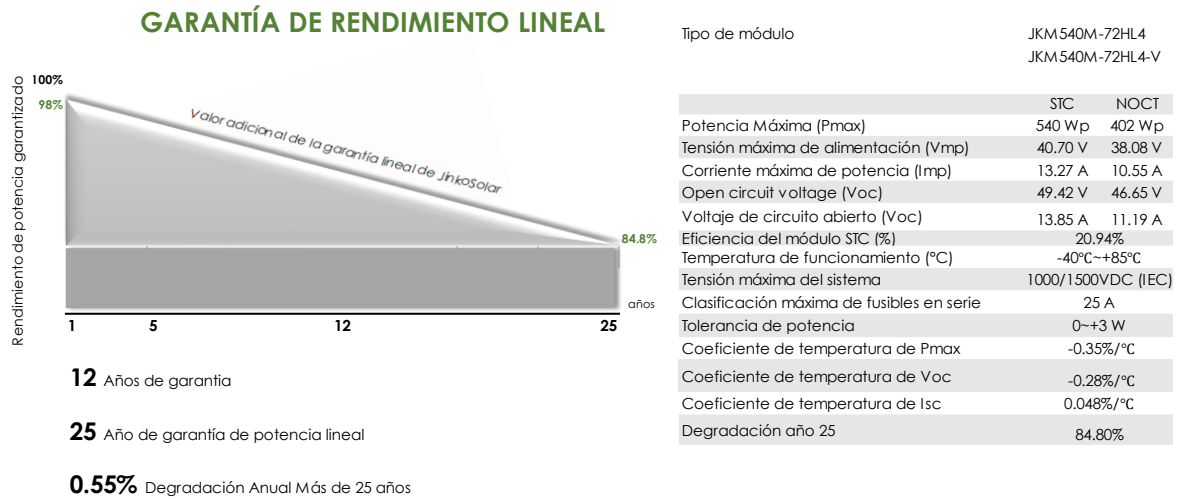
Fichas técnicas paneles			
Datos	Ecogreen	Znshinesolar	Jinko
Potencia Máxima (Pmax)	540 W	540 W	540 W
Tensión máxima de alimentación (Vmp)	41.40 V	41.40 V	40.70 V
Corriente máxima de potencia (Imp)	13.11A	13.05 A	13.27 A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	49.80 V	49.50 V	49.42 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	13.8 A	13.78 A	13.85 A
Eficiencia del módulo STC (%)	20.45%	20.75%	20.94%
Temperatura de funcionamiento (°C)	-40 °C ~+85 °C	-40°C~+85°C	-40°C~+85°C
Tensión máxima del sistema	1500 V	1500 V DC	1000/1500VDC (IEC)
Clasificación máxima de fusibles en serie	25 A	25 A	25 A
Tolerancia de potencia	0~+3 W	0~+3 W	0~+3 W
Coefficiente de temperatura de Pmax	-0.3%/°C	-0.3%/°C	-0.35%/°C
Coefficiente de temperatura de Voc	-0.28%/°C	-0.29%/°C	-0.28%/°C
Coefficiente de temperatura de Isc	+0.04%/°C	+0.045%/°C	0.048%/°C
Degradación año 25	84.30%	84.30%	84.80%
Valor	\$ 869,072.00	\$ 878,000.00	\$ 869,072.00

De acuerdo con las especificaciones técnicas entregadas por cada fabricante se selecciona el panel de marca Jinko de referencia JKM540M-72HL4. Este panel ofrece más eficiencia que los demás y la degradación de su vida útil en 25 años es menor. En general la mayoría de sus características son similares, pero éste logra resaltar sobre los demás.

La Figura 17 pe presenta la ficha técnica completa del panel.

**Figura 17**

*Ficha técnica panel solar.*



*Nota: La figura está tomada de la ficha técnica del fabricante Jinko.*

### 3.11.2. Inversor

En la selección del inversor se utiliza la potencia del sistema calculada en el Numeral 3.3.1 igual a 21.4 kW. De manera que se debe utilizar uno disponible en el mercado que se acerque a este valor de potencia.

Al usar un solo inversor puede que se presente algún tipo de falla en él o en alguno de los strings, si esto llega a ocurrir todo el sistema tiene que ser detenido para darle solución. Además, este tipo de inversor de alta capacidad se encuentra en el mercado a un elevado costo.

Es el motivo por el cual se opta por utilizar dos inversores de 12.5 kW con cuatro strings de 12 paneles cada uno. Si se presenta una falla en alguno de ellos, el otro queda funcionando para que no se detenga todo el sistema. Sumado a esto, los inversores de 12.5 kW se encuentran

en el mercado a precios más accesibles haciendo que la decisión de usar dos inversores sea más factible.

Para la selección del equipo se revisaron las marcas más comerciales en el mercado que se adecuen más a los módulos fotovoltaicos seleccionados y los parámetros relacionados a

- | • Entrada                               | • Salida                       |
|---|--------------------------------|
| • Potencia FV (kWp)                     | • Potencia máx. salida         |
| • Corriente máx. (MPPT1/MPPT2)          | • Corriente continua de salida |
| • Corriente máx. total<br>(MPPT1+MPPT2) | • Eficiencia máxima            |
| • Rango de voltaje MPPT                 | • Protecciones                 |
| • Rango de voltaje operación            | • Tarjeta DATAMANAGER 2.0      |
| • Voltaje de entrada máximo             |                                |
| • Número de MPPT                        |                                |

De esta manera, se relacionan las fichas técnicas de los principales equipos propuestos para realizar la selección.

**Tabla 10***Fichas técnicas de los inversores.*

<b>Fichas técnicas inversores</b>			
<b>Datos</b>	<b>ABB</b>	<b>Fronius Primo</b>	<b>Fronius Symo</b>
<b>Datos entrada</b>			
Potencia FV (kWp)	12.8	10.0 - 19.3	10.0-16.0
Corriente máx. (MPPT1/MPPT2)	34.0 A / 17.0 A	33.0A / 18.0 A	25.0 A / 16.5 A
Corriente máx. total (MPPT1+MPPT2)	51 A	51 A	41.5 A
Rango de voltaje MPPT	--	260 - 800 VCD	350 - 800 V
Rango de voltaje operación	--	80 - 1000 VCD	200 - 1000 V
Voltaje de entrada máximo	900V	1000 V	1000V
Número de MPPT	2	2	2
<b>Datos salida</b>			
Potencia máx. salida	11500 VA	12500 W	12495 VA
Corriente continua de salida	16.6 A	--	15.0 A
Eficiencia máxima	97.80%	97.90%	98.10%
Protecciones	SI	SI	SI
Tarjeta DATAMANAGER 2.0	NA	NA	SI
Valor	\$ 13,690,000	\$ 12,420,000	\$ 15,059,925

Se selecciona el inversor de marca Fronius con referencia SYMO 12.5-3. En general cada uno de ellos presenta características similares, pero, el inversor seleccionado tiene más eficiencia y cuenta con la tarjeta DATAMANAGER 2.0 que permite de manera eficiente organizar, almacenar y supervisar los datos. Además, de las características que resaltan el hecho se seleccionar el inversor, como se ve en la Tabla 10.

La Figura 18 presenta la ficha técnica del inversor.

**Figura 18***Ficha técnica inversor.*

<b>DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO</b>	
<b>DATOS DE ENTRADA</b>	<b>SYMO 12.5-3 480</b>
Potencia FV (kWp)	10.0-16.0
Corriente máx. (MPPT1/MPPT2)	25.0 A / 16.5 A
Corriente máx. total (MPPT1+MPPT2)	41.5 A
Arreglo máximo de corriente de corto circuito (1.25 I <sub>max</sub> ) (MPPT 1 / MPPT 2)	37.5 A / 24.8 A
Rango de voltaje MPPT	350 - 800 V
Rango de voltaje operación	200 - 1000 V
Voltaje de entrada máximo	1000V
Tamaño admisible de conductor de CD	AWG 14-AWG 6 cobre directo, AWG 6 aluminio directo AWG 4-AWG 2 cobre o aluminio con combinador de entradas
Número de MPPT	2
<b>DATOS DE SALIDA</b>	<b>SYMO 12.5-3 480</b>
Potencia máx. salida	12495 VA
Corriente continua de salida	15.0 A
Eficiencia máxima	98.10%
Eficiencia CEG	97.0%
Protecciones	SI
Tarjeta DATAMANAGER 2.0	SI

*Nota: La figura tomada de la ficha técnica del inversor Fronius.***3.11.3. Conductores**

Como se explicó en el Numeral 3.6 para la selección del cable se debe tener en cuenta la corriente soportada por cada conductor, los conductores cumplen con las siguientes características

**Tabla 11***Características técnicas conductores # 8 AWG y # 4 AWG.*

	CONDUCTORES	#8 AWG	#4 AWG
<b>CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS</b>	Máx. Resistencia DC del conductor a 20°	2.1021 ohm/km	0.8315 ohm/km
	Intensidad de corriente admisible	55 A	95 A
	Voltaje máximo de operación	600 V	600 V
	No propagación de la llama	Si	Si
<b>CARACTERÍSTICAS DE USO</b>	Resistencia a aceites	Si	Si
	Resistencia a radiaciones ultravioletas	Si	Si
	Temperatura	90 °C	90 °C

*Nota:* La tabla contiene datos técnicos tomados del fabricante CENTELSA.

Se opta por el conductor en cobre debido a que el cobre es mejor conductor respecto al aluminio. Además, resiste mayores temperaturas, tiene mayor flexibilidad esto no influye con los cálculos realizados en el Numeral 3.7 y 3.8 del sistema.

#### **3.11.4. Medidor bidireccional**

En sistemas de generación de este tipo, es importante instalar medidores bidireccionales que cumplan con lo establecido.

En la instalación se utiliza uno que cumple con las siguientes características:

**Figura 19**

*Ficha técnica medidor bidireccional.*

**ISKRAEMECO**   
**MT174 Medidor polifásico multifuncional**

Repaso del tipo		MT174-D2 DIN	MT174-T1 DIN
Red	Baja tensión	●	●
Tipo de conexión	1F-2H	●	
	2F-3H	●	
	3F-4H	●	●
Comunicación	RS 485	●	●
	Interfaz óptica	●	●
Opciones entrada-salida	Salida S0	●	●
	Salida OPTOMOS	●	●
	Entrada tarifa (1 o 2)	●	●

Especificaciones técnicas		MT174-D2 DIN	MT174-T1 DIN
Tensión nominal	Un	3x120/208 V	
Rango de tensión		0.8 - 1.15 un	
Corriente	Corriente base In	5A	1A
	Corriente máxima Imáx	120A	6A
Clase de exactitud	Energía activa	Clase 2 (IEC 62053-23 NTC 4069)	
	Energía reactiva	Clase 1 (IEC 62053-21 NTC 4062)	
	Energía aparente	Clase 2	
Reloj tiempo real	Precisión	Mejor que $\pm 3\text{min/año}$ a 23°C	
	Alimentación de respaldo	Pila Li. 5 años ope. Hasta 20 años	

**Funcionalidades básicas:**

**Características de medición**

- Medición de energía en dos direcciones.
- Mediciones por fase y trifásicas.
- Medición de energía en dos direcciones.
- Medición de potencias instantáneas.

**Funcionalidades tarifarias:**

Planes tarifarios (TOU) para la medición de energía activa y demanda máxima.

**Perfiles de carga:**

- 2 Registros de perfil de carga hasta 8 canales.
- Posibilidad de configurar el periodo del registro en 5, 10, 15, 30, 60 min y 24h.

**Comunicación:**

- Conformidad con IEC 1107.
- Dos interfaces de comunicación: Puerto óptico, RS 485.

*Nota: La Figura es tomada de la ficha técnica del fabricante.*

Este medidor está homologado por el OR ESSA, tal como lo establece la Resolución 038 del 2014 de la CREG (código de medida).

**3.11.5. Protecciones**

Según el criterio realizado en el Numeral 3.8 para la de selección protecciones, se eligen protecciones de la marca Schneider para los tramos de salida del inversor al gabinete y de OR al gabinete. Con las siguientes especificaciones:

**Figura 20**

*Interruptor Termomagnético Riel Easy9-3P-40A-10kA-Curva C salida del inversor-gabinete*

<b>Principal</b>	
Gama	Easy9
Aplicación del dispositivo	Distribución Eléctrica Residencial y Comercial
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	Easy9 MCB
Poles	3P
Número de polos protegidos	3
Corriente nominal (In)	40 A
Tipo de red	AC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Poder de corte	10000 A Icn en 220 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60898-1 6000 A Icn en 400 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60898-1
Apto para seccionamiento	Sí acorde a IEC 60898-1

*Nota: La figura es tomada de ficha técnica del fabricante Schneider*

**Figura 21**

*Interruptor Automático Fijo EasyPact EZC100N TMD 80A 3P3D, OR -Gabinete.*

<b>Principal</b>	
Gama de producto	EasyPact
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Nombre corto del dispositivo	Easypact EZC100N
Nombre del interruptor automático	Easypact EZC100N
Aplicación del dispositivo	Distribución Eléctrica Residencial y Comercial
Número de polos	3P
Descripción de polos protegidos	3t
Tipo de red	AC DC
Frecuencia de red	50/60 Hz
Corriente nominal (In)	100 A en 40 °C
[U] tensión asignada de aislamiento	690 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A
[Uimp] Tensión asignada de resistencia a los choques	6 kV acorde a En> 50 A
[Ue] tensión asignada de empleo	550 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 250 V DC acorde a En> 50 A
Código de poder de corte	Sin protección

*Nota: La figura es tomada de ficha técnica del fabricante Schneide.*

### 3.11.6. Breaker DC

La protección en DC se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{Capacidad breaker} = \text{Corriente ajustada tramos} * \text{Módulos en Paralelos} \quad (15)$$

$$\text{Capacidad breaker} = 13.66 * 2 = 27.32 \text{ A}$$

De esta forma, se selecciona un breaker que se adecue a la corriente calculada para su capacidad. Se utiliza un breaker de 32 A ya que es el más cercano al valor calculado.

**Tabla 12**

*Ficha técnica breaker 32 A.*

SL7 PV	SL7-63			
Corriente nominal de grado de cuadro	63			
Tensión nominal de funcionamiento (V DC)	2P: DC 440V DC550V DC800V 4P:DC800V DC1000V DC1200V			
Corriente nominal In (A)	6-10-16-20-25-32-40-50-63			
Tensión nominal de aislamiento Vi (V DC)	2P: 800V 4P: 1200V			
Tensión de impacto nominal Vimp (kV)	4			
Capacidad de ruptura (kA)	6	6	6	6
Tipo de curva	C			
Tipo	Termomagnética			

### 3.11.7. Fusible

El fusible de protección en DC se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{Capacidad fusible} = \text{Corriente ajustada tramos} * \text{Módulos en Paralelos} \quad (16)$$

$$\text{Capacidad fusible} = 13.66 * 2 = 27.32 \text{ A}$$

De esta forma, se selecciona el fusible que se adecue a la corriente calculada para su capacidad. Se utiliza un fusible de 32 A ya que es el más cercano al valor calculado.

**Tabla 13***Ficha técnica fusible.*

Tipo	SRD-30
Tamaño del fusible	10x38 mm
Polos	1P
Voltaje nominal	DC 1000 V
Corriente nominal	32 A
Capacidad de corte en cortocircuito	33 kA
Atenuación máxima de potencia	3.5 W
Grado de protección	1P20
Conexión	2.5-10mm
Temperatura ambiente de operación	-30°+70°C
Resistencia y calor humedo	Clase 2
Elevacion	≤2000

**3.11.8. Portafusible**

A partir de la capacidad amperimétrica del fusible se selecciona un portafusible que pueda soportarlo de manera adecuada para su funcionamiento. Se utiliza un portafusible 1000VDC 10x38 Suntree que se ajusta a la medida del fusible seleccionado. Adicionalmente, soporta hasta los 1000 V, está compuesto por un material autoextinguible y tiene un conducto de ventilación que mejora su comportamiento.

**Figura 22**

Portafusible 10x38.



*Nota. Portafusible 1000VDC 10x38 Suntime, SOLMATECH*

*(<https://solmatech.co/producto/portafusibles-1p-1000vdc-suntime/>)*

### **3.11.9. Puesta a tierra**

El sistema de puesta a tierra es el encargado de garantizar la seguridad de las personas y seres vivos que puedan afectarse por algún tipo de contacto a los equipos de la instalación o alguna tensión de paso o transferencia. Así mismo, actúa como la protección contra fallos a tierra de los equipos. Como se señala en la NTC 2050 en el artículo 690-43 “Se deben poner a tierra todas las partes expuestas metálicas no portadoras de corriente de los bastidores de los módulos, equipos y encerramientos de conductores, independientemente de su tensión”.

El cálculo se determina según lo indicado en la NTC 2059 artículo 690-45 “En los sistemas fotovoltaicos en los que la corriente de cortocircuito de la fuente de alimentación sea menor al doble de la corriente nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente, el conductor de puesta a tierra de equipos debe tener una sección transversal no menor a la de los conductores de los circuitos”. El doble de la corriente nominal del dispositivo de protección es 27.32 A y la corriente de corto circuito de los paneles es 27.7 al ser dos en paralelo. Como el criterio no se cumple, se debe hacer la selección según el artículo 250-95 de la misma norma y su tabla 250-95.

Según la cual se selecciona un conductor calibre 10 AWG.

- Electrodo de puesta a tierra

Según lo indicado en el artículo 250-81 de la NTC 2050 se selecciona una varilla de puesta a tierra maciza de cobre con diámetro de 14.28 mm, de 2.4 metros de longitud.

### 3.11.10. Estructuras

Las estructuras de los paneles fotovoltaicos permiten que la captación de luz sea la máxima posible. Si su instalación respecto a orientación e inclinación se realiza de manera adecuada, se va a obtener una captación de radiación solar óptima. Además, las características de dichas estructuras deben ser capaces de soportar los efectos ambientales como el viento, la temperatura ambiente y tener una larga durabilidad.

La selección de las estructuras se realiza a partir del cumplimiento de los siguientes criterios.

**Tabla 14**

*Parámetros de selección.*

Parámetro	Valores
Ubicación	Cubierta plana o suelo
Inclinación	0-30°
Material bastidor	Acero inoxidable Hierro galvanizado Aluminio anodizado
Material tornillería	Acero inoxidable
Capacidad de paneles	0 - 10 módulos
Tamaño módulo soportado	$\geq 2.273\text{m}$ alto y $\geq 1.134\text{m}$ ancho

De igual forma, se seleccionan los fabricantes de las marcas más conocidas vía web y se relacionan sus fichas técnicas para seleccionar la estructura que más se acomode a las necesidades de sistema.

**Tabla 15**

*Fichas técnicas de las estructuras.*

Parámetro	Autosolar JC-HPC	Falcat	Sunfer
Ubicación	Cubierta plana o suelo	Cubierta plana o suelo	Cubierta plana o suelo
Inclinación	10-15°	15-30°	15-30°
Material bastidor	Aluminio anodizado 6005-T5	Aluminio EN AW 6005A T6	Aluminio EN AW 6005A T6
Material tornillería	Acero inoxidable	Acero inoxidable	Acero inoxidable
Capacidad de paneles	5 a 6	5 a 6	5 a 6
dimensiones	2 m alto y 6 m ancho	1.680 m alto y 6 m ancho	1.264 m alto y 6 m ancho
Para módulos	2.2 m x 1.20 m	2 m x 1m	2.2m x 1.15m
Valor	\$ 1,015,467	\$ 1,015,467	\$ 1,200,000

Se selecciona la estructura de Autosolar JC-HPC, el rango inclinación se acerca más al del sistema y al tamaño de los paneles fotovoltaicos. Respecto a los materiales cada uno de ellos cumple para uso exterior.

De esta forma, se presenta la demás información de la ficha técnica

**Figura 23**

*Ficha técnica de estructura.*

Viento de carga	60 m/s
Viento de carga	1.5 KN/m
Sitio de instalación	Techo de hormigón, techo de hojalata
Módulo aplicable	Fijación de paneles solares
Orientación del módulo	Retrato o paisaje
Ángulo de mosaico	Paralelo al techo
Cumplimiento estándar	AS/NZS1170.2-2002, SGS
Material	Aluminio anodizado 6005-T5
Vida útil	Más de 25 años

Fuente: Tomada de ficha técnica de <https://autosolar.co/>

La cantidad de estructuras que se van a utilizar se calculan por metros lineales ocupados, a partir de la medida de los paneles se establece que la distancia promedio es de 54.43 metros. La longitud total de cada estructura es de 6 metros, de manera que al realizar el cálculo se obtiene un valor de 9.07 para un total aproximado de 10 estructuras, previendo que en la instalación se hagan cortes y el espacio entre paneles.

### **3.12. Dimensionamiento en PVsyst**

El *software* de PVsyst permite realizar diversos tipos de dimensionamientos, cuenta con gran variedad de opciones para llevar a cabo diferentes tipos de dimensionados lo suficientemente detallados en sistemas conectados a la red o aislados. Permite al usuario elegir una base de datos meteorológica, seleccionar entre diferentes marcas y modelos de los equipos utilizados en el sistema, de manera que cada simulación se acerque lo mejor posible a la realidad. Además, de que cuenta con una sección que realiza el cálculo de los costos reales del sistema a partir de información suministrada por el usuario.

Ahora, como parte de este proyecto se realiza la simulación del sistema. Se presenta la simulación realizada:

Los datos ingresados al simulador se presentan en la Tabla 16.

**Tabla 16***Datos ingresados para la simulación.*

<b>Datos</b>	
<b>Inclinación</b>	7°
<b>Potencia planeada kWp</b>	24.6
<b>Módulo FV</b>	
<b>Marca</b>	Jinkosolar
<b>Potencia W</b>	540
<b>Inversor</b>	
<b>Marca</b>	Fronius International
<b>Potencia kW</b>	12,5
<b>Diseño del conjunto</b>	
<b>Módulos en serie</b>	12
<b>Número de cadena</b>	4
<b>Número de módulos</b>	48
<b>Pérdidas sobrecarga</b>	0.00%
<b>Área m<sup>2</sup></b>	144
<b>Pérdidas detalladas</b>	
<b>Parámetros térmicos</b>	Módulos montados al aire libre con circulación de aire.
<b>Pérdidas óhmicas en el generador</b>	Vapor por defecto 1.5% STC.
<b>Calidad de los módulos -LID-Mismatch</b>	Valores por defecto -0.8%, pérdidas eficiencia del módulo, 2% factor de pérdidas LID (Degradación de módulos de silicio), pérdidas de potencia en MPP 1%.
<b>Pérdidas anuales por polvo y sucio</b>	Valor por defecto 3%.

En base a los datos ingresados a PVsyst, se realiza la simulación. Inicialmente se obtienen los resultados principales del sistema, donde se presenta una recopilación de la información ingresada (orientación, número y potencia de módulos e inversores, etc.) y la potencia de generación anual, mensual y diaria, como se muestra en la Figura 24.

**Figura 24**

*Resultados principales de la simulación PVsyst.*

SISTEMA INTERCONECTADO A LA RED				
HOTEL ARIZONA				
<b>PARAMETROS PRINCIPALES</b>				
	Tipo de sistema	Conectado a la Red		
Orientación	Inclinación	6.64°	Acimut	0°
Modulos FV	Modelo	JKM-540M-72HL4-TV	Pnom	540
Generador FV	N° de módulos	48	Pnom total	30.2 kwp
Inversor	Modelo	Symo 12.5-3 480	Pnom	12.5 kWac
Banco de inversores	N° de unidades	2	Pnom total	25 kWac
Necesidad de usuario	Carga ilimitada			
<b>RESULTADOS</b>				
Produccion del sistema				
	Energía producida		Producción anual	38.42MWh/año
	Factor de rendimiento (PR)	80.46%	Producción mensual	3.20MWh/mes
			Producción Diaria	106.72kWh/dia

PVsyst permite conocer de la producción hora a hora en la ventana de generación de 7 am a 4pm durante cada mes. Para obtener un acumulado de la generación durante el año en cada una de las horas mencionadas como se muestra en la Figura 24. Donde los periodos de irradiancia son altos se puede ver que la producción de energía es mucho mayor, en este caso a las 11 am la producción energética es de 3296 kWh y a las 4 pm cuando los índices de irradiancia son menores la producción es de 100 kW.

**Tabla 17**

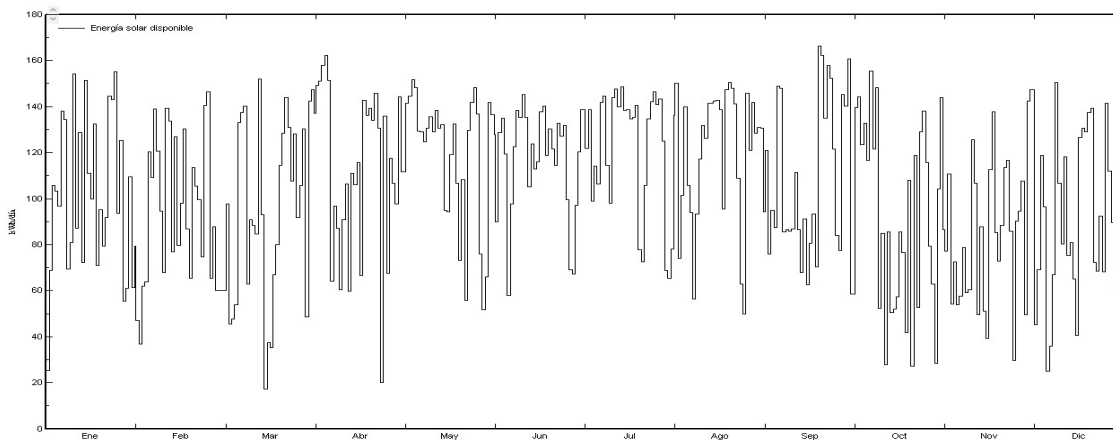
*Producción hora a hora simulación PVsyst.*

	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H
<b>Enero</b>	4	98	187	234	272	256	235	192	113	15
<b>Febrero</b>	1	63	149	215	218	240	218	158	71	14
<b>Marzo</b>	5	97	166	226	271	248	226	170	100	13
<b>Abril</b>	23	147	227	288	295	288	252	191	100	10
<b>Mayo</b>	28	151	246	308	345	336	306	221	115	2
<b>Junio</b>	17	134	236	296	310	309	277	196	107	4
<b>Julio</b>	14	142	264	335	340	334	299	230	131	18
<b>Agosto</b>	15	130	227	310	331	344	304	243	134	14
<b>Septiembre</b>	47	150	239	300	244	251	216	177	113	11
<b>Octubre</b>	31	125	204	247	241	221	176	119	47	0
<b>Noviembre</b>	18	79	144	199	192	180	163	102	36	0
<b>Diciembre</b>	11	90	163	196	236	246	206	143	63	0
<b>Total</b>	212	1408	2452	3153	3296	3254	2678	2142	1129	100

Una vez se presenta la información horaria en la ventana de tiempo durante el día, el *software* permite obtener información de la generación de cada día del mes durante un año, de forma que se pueda ver la tendencia anual y los meses en que la producción fotovoltaica es más eficiente según se muestra en la Figura 25.

**Figura 25**

*Energía diaria a la salida del sistema.*



Además, de tener en cuenta la generación del sistema FV, el *software* permite al usuario saber las energías que se le derivan. De esta manera, es posible conocer la energía solar disponible, la suministrada al usuario, la inyectada a la red y la tomada de la red, como se muestra en la Figura 26. A partir de la energía generada, el software identifica los casos en que no se puede cubrir el consumo a partir de la generación, de manera que estima la importación de energía y de la misma forma, si posee excedentes para inyectarlos a la red. Poder relacionar estas energías también le permite al *software* realizar un análisis de tipo financiero, pero para este caso solo se revisa la parte de dimensionado.

**Tabla 18**

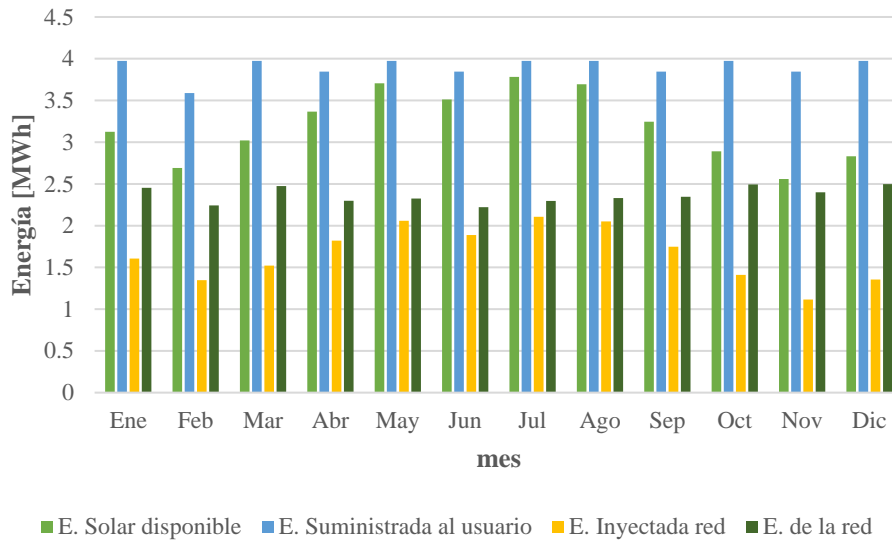
*Relación de energías.*

PROYECTO				
Tabla personalizada				
Mes	E. Solar disponible [MWh]	E. Suministrada al usuario [MWh]	E. Inyectada red [MWh]	E. de la red [MWh]
Ene	3.125	3.973	1.606	2.454
Feb	2.692	3.588	1.347	2.243
Mar	3.021	3.973	1.522	2.474
Abr	3.367	3.845	1.82	2.298
May	3.706	3.973	2.058	2.325
Jun	3.511	3.845	1.887	2.221
Jul	3.783	3.973	2.106	2.296
Ago	3.693	3.973	2.051	2.331
Sep	3.246	3.845	1.748	2.347
Oct	2.891	3.973	1.411	2.494
Nov	2.559	3.845	1.115	2.4
Dic	2.831	3.973	1.354	2.497
Año	38.424	46.778	20.025	28.379

Según esta información, se presenta un diagrama de barras en la Figura 26, que facilita la comprensión de las energías.

**Figura 26**

*Diagrama de barras relación de energías.*



La simulación de PVsyst nos muestra que se obtiene una producción de energía de 38.42 MWh/año, 3.20 MWh/mes y 106.722 kWh/día, si se hace una comparación con la energía generada hallada a partir de la ecuación (15) en el Numeral 3.10, los 38.42 MWh/año representan un 78.095% de la producción anual calculada. Adicionalmente, cubre el 83.368% del consumo del usuario anual, teniendo que importar más energía de la red para compensarla. Se determina que hay un porcentaje de error alrededor de 21.9% de PVsyst respecto a los cálculos.

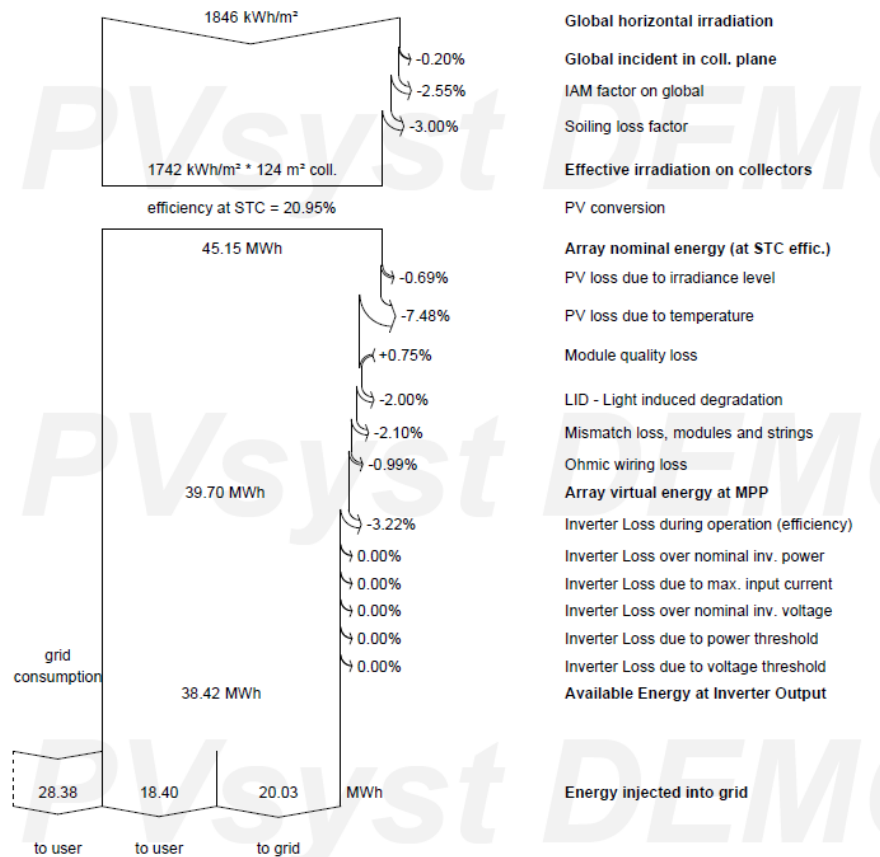
El dimensionamiento del sistema a través de la simulación se hizo con el fin de tener un soporte que le de veracidad a los cálculos realizados por el método numérico. Es importante saber que los resultados obtenidos de la simulación no van a ser exactamente iguales a los calculados, ya que la simulación se basa en la ejecución de una serie de balances energéticos en periodos de tiempo horarios durante un año, y según el comportamiento del sistema en cada uno de estos balances se calcula el tipo de combinación que sea más conveniente obtener un sistema

FV con la mayor cantidad de energía aprovechable según la cantidad de módulos y equipos seleccionados.

Adicionalmente, debido a que en PVsyst se seleccionan directamente cada uno de los equipos, el *software* aprovecha toda la información que pueda obtener de ellos en sus fichas técnicas y, relaciona en el sistema pérdidas mucho más específicas relacionadas a temperatura, suciedad, viento, entre otras a las que va a estar expuesto el sistema FV como se ve en la Figura 27. De manera que al final se van a obtener resultados por debajo de los esperados por el método numérico.

**Figura 27**

*Diagrama de pérdidas PVsyst.*



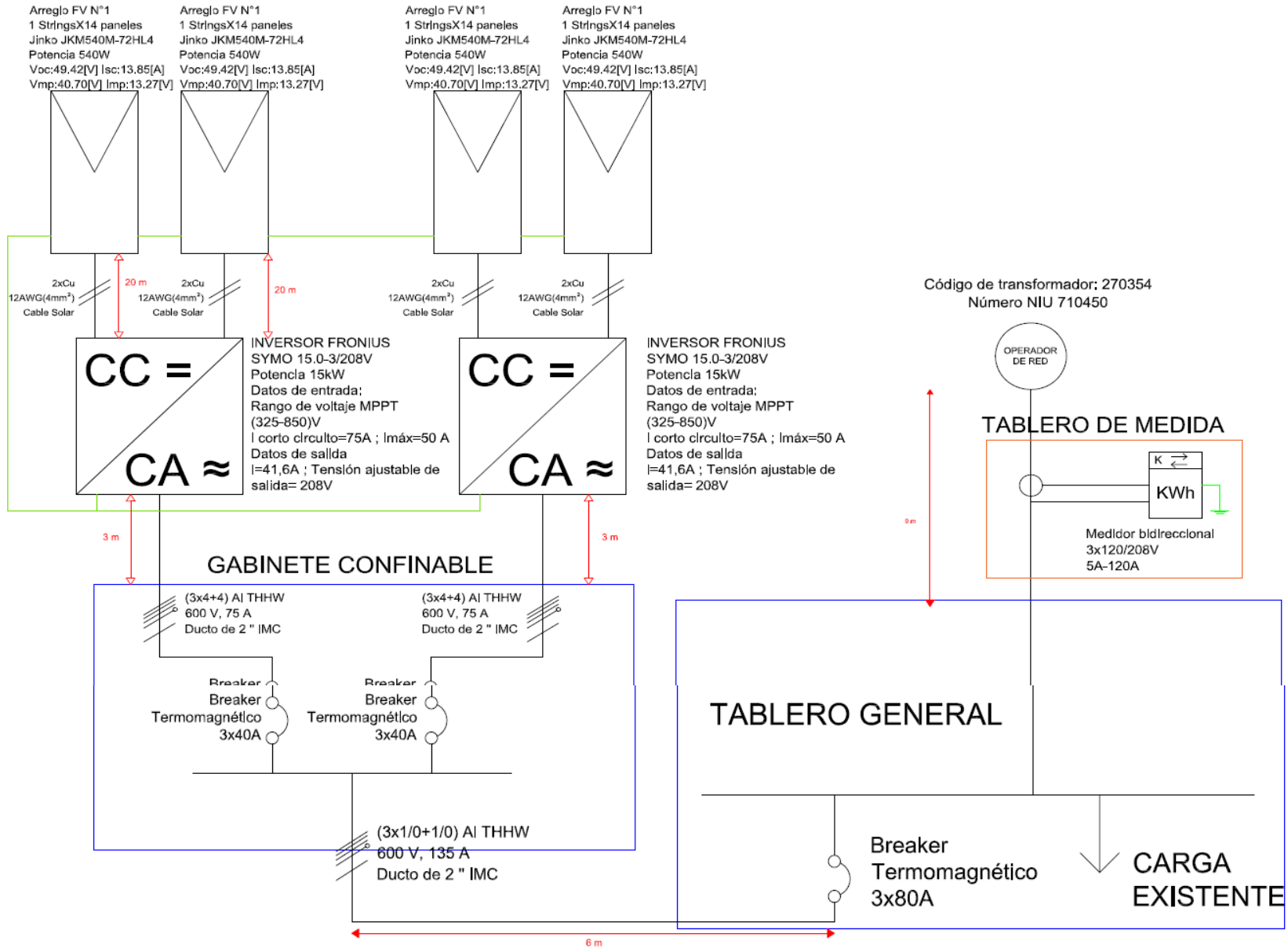
Una alternativa para dar solución a este problema es realizar la simulación con una cantidad mayor de paneles y un inversor de mayor capacidad. De forma que se atienda la totalidad del consumo y se puedan obtener excedentes como se obtienen en los realizados con el método numérico.

### **3.13. Diagrama Unifilar**

Se presenta la representación gráfica del sistema fotovoltaico.

#### **Figura 28**

*Diagrama unifilar.*



#### **4. ANÁLISIS TÉCNICO – FINANCIERO**

En esta sección se realiza el análisis técnico del comportamiento del sistema FV durante su vida útil, con el fin de establecer la cantidad de energía generada, consumida, exportada e importada durante ese periodo de tiempo.

Se realiza la liquidación de la factura de energía para establecer el ahorro del usuario durante el tiempo establecido. Este ahorro se utiliza para identificar los ingresos, junto a los incentivos tributarios. Se definen los egresos con el cálculo del presupuesto, mantenimientos y cambio de equipos. Con esta información, se realiza el flujo de caja que nos permite tener una visión de las entradas y salidas de dinero obtenidas en la vida útil del sistema.

Esta evaluación financiera debe permitir tener una perspectiva clara del aprovechamiento de los recursos. El criterio de viabilidad se basa en el cálculo de indicadores económicos, de manera que al final se determine si la inversión realizada permite que el proyecto se realice.

##### **4.1. Presupuesto**

Es necesario para el desarrollo del proyecto saber el costo total de los materiales y equipos seleccionados en los apartados anteriores. Por lo que se determina el aproximado del costo inicial de cada uno de ellos teniendo en cuenta para el cálculo:

- Usuarios que declaren renta, tienen derecho a descontar el 50% por un periodo no mayor a 15 años.
- Exclusión del IVA en equipos.
- Incentivos arancelarios.
- Depreciación acelerada.

Según lo indica la ley 1715 de 2014, Decreto 829 de 2020 y Ley 2099 de 2021, para mayor detalle revisar el Numeral 2.7.

El montaje del arreglo fotovoltaico requiere de personal calificado que se encargue de todo el ensamble y puesta en funcionamiento del mismo. Se determina el costo de mano de obra como el 15 % del total del valor de todos los materiales utilizados. La Tabla 19 muestra el presupuesto del dimensionamiento del hotel Arizona para el año 2022.

**Tabla 19**

*Presupuesto.*

Ítem	Equipos	Medida	No. Equipos	Valor Unitario	Valor total
1	Paneles FV	und	48	\$ 885,500	\$ 42,504,000
2	Estructura	und	10	\$ 1,015,467	\$ 10,154,670
3	Inversor	und	2	\$ 15,059,925	\$ 30,119,850
4	Conductor 8AWG	m	15	\$ 5,900	\$ 88,500
5	Conductor 4AWG	m	60	\$ 14,600	\$ 876,000
6	Conductor solar	m	24	\$ 5,236	\$ 125,664
7	Conductor tierra 10 AWG	m	80	\$ 3,279	\$ 262,320
8	Varilla puesta a tierra	und	1	\$ 229,900	\$ 229,900
9	Tubería metálica IMC 3m	m	30	\$ 150,500	\$ 4,515,000
10	Breaker DC	und	2	\$ 119,289	\$ 238,578
11	Fusible DC	und	2	\$ 15,232	\$ 30,464
12	Portafusible DC	und	2	\$ 28,644	\$ 57,288
13	DPS Solar DC	und	2	\$ 197,038	\$ 394,076
14	Protecciones 3x40	und	2	\$ 173,600	\$ 347,200
15	Protección 3x80	und	1	\$ 173,600	\$ 173,600
16	DPS Solar AC	und	2	\$ 199,868	\$ 399,736
17	Tablero sobreponer DC	und	1	\$ 56,700	\$ 56,700
18	Tablero sobreponer AC	und	1	\$ 64,260	\$ 64,260
19	Adecuación terreno	glb	1	\$ 15,000,000	\$ 15,000,000
20	Herrajes	glb	1	\$ 1,500,000	\$ 1,500,000
21	Medidor bidireccional	und	1	\$ 900,000	\$ 900,000
22	Inspección RETIE	glb	1	\$ 2,380,000	\$ 2,380,000
23	Mano de obra	glb	1	\$ 16,205,671	\$ 16,205,671
<b>TOTAL COSTO DIRECTO</b>					<b>\$ 126,623,477</b>
Administración			10%	\$	12,662,347.69
Imprevistos			5%	\$	6,331,173.85
Utilidades			5%	\$	6,331,173.85
<b>VALOR TOTAL</b>					<b>\$ 151,948,172</b>

En el Numeral 2.2 se determina que para la puesta en funcionamiento de una instalación es necesaria la aprobación por parte de una inspección RETIE. El costo de este tipo de inspección varía según el tipo y capacidad de la instalación, de forma que se determina un precio aproximado según consultas realizadas directamente con inspectores RETIE e información dispuesta en la web.

Según la Tabla 19, el presupuesto esperado del sistema fotovoltaico es de \$151 948 172 COP, sin contemplar costos de IVA ni aranceles según lo establece la Ley 1715 de 2014.

#### **4.2. Curvas de generación horaria**

Para realizar el cálculo correcto de los excedentes tipo 1 y tipo 2, es necesario saber el comportamiento de la generación hora a hora durante el día. De manera que para determinarlas se tienen que establecer primero los valores de consumo y generación. El consumo diario se determina a través de la curva de demanda establecida para un hotel (Universidad Nacional de Colombia facultad de ciencias, 2007), y la curva de generación hallada a partir de la irradiancia suministrada por el *software* Nasa Power.

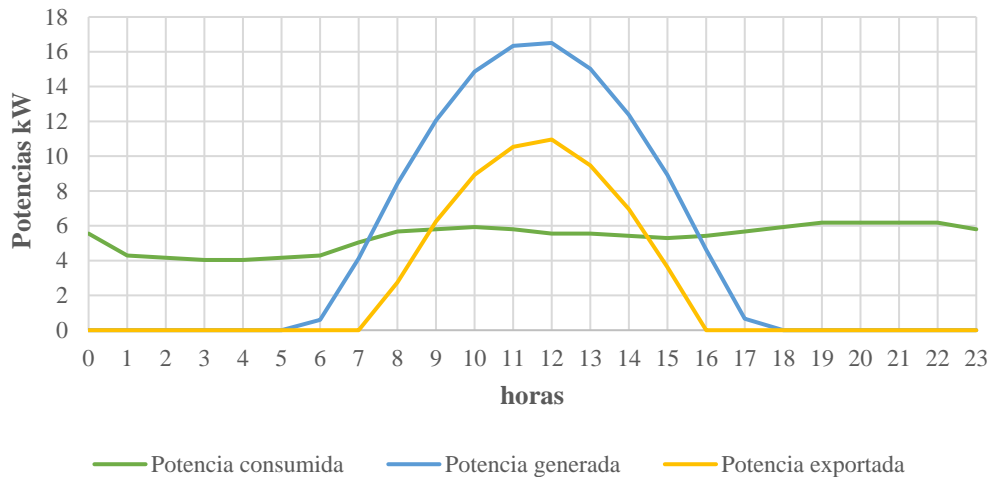
Con esta información se realiza el cálculo de la potencia demandada, la importada, la exportada y la de autoconsumo, para cada hora del día. La información obtenida se proyecta para un mes y después para un año. Según la ficha técnica del panel durante el primer año opera al 98% y a partir de ahí, por cada año transcurrido se degrada un 0.55%. De esta forma la proyección se realiza también para los 25 años de vida útil del panel.

En la Tabla 20 y Figura 29 se evidencia cómo es este comportamiento en el primer año. Este mismo procedimiento se realiza para los 25 años siguientes, para una vista más detallada consultar ANEXO 7.

**Tabla 20***Potencias horarias primer año.*

Hora	Potencia consumida [kW]	Potencia generada [kW]	Potencia demandada [kW]	Potencia importada [kW]	Potencia exportada [kW]	Potencia Autoconsumo [kW]
0	5.55	0	5.55	5.55	0	0
1	4.29	0	4.29	4.29	0	0
2	4.16	0	4.16	4.16	0	0
3	4.04	0	4.04	4.04	0	0
4	4.04	0	4.04	4.04	0	0
5	4.16	0	4.16	4.16	0	0
6	4.29	0.59	3.69	3.69	0	0.59
7	5.04	4.13	0.92	0.92	0.00	4.13
8	5.68	8.42	-2.74	0	2.74	5.68
9	5.80	12.05	-6.25	0	6.25	5.80
10	5.93	14.86	-8.93	0	8.93	5.93
11	5.80	16.34	-10.54	0	10.54	5.80
12	5.55	16.51	-10.96	0	10.96	5.55
13	5.55	15.02	-9.47	0	9.47	5.55
14	5.42	12.38	-6.96	0	6.96	5.42
15	5.30	8.91	-3.62	0	3.62	5.30
16	5.42	4.62	0.80	0.80	0.00	4.62
17	5.68	0.66	5.02	5.02	0	0.66
18	5.93	0	5.93	5.93	0	0
19	6.18	0	6.18	6.18	0	0
20	6.18	0	6.18	6.18	0	0
21	6.18	0	6.18	6.18	0	0
22	6.18	0	6.18	6.18	0	0
23	5.80	0	5.80	5.80	0	0
<b>Diaria</b>	128.14	114.50	13.64	73.11	59.47	55.03
<b>Mensual</b>	3844.21	3435.01	409.20	2193.32	1784.12	1650.89
<b>Anual</b>	46130.55	41220.13	4910.41	26319.88	21409.46	19810.67

Con la información de la Tabla 20 se grafican los datos para dar claridad al comportamiento de cada una de ellas.

**Figura 29***Curva de potencias año 1.*

En la Figura 29 se puede observar que en el intervalo de tiempo de 7 am a 4 pm, el sistema está generando más energía de la que puede consumir, de manera que exporta energía sobrante a la red. Y, en las horas que la generación es igual a cero en horas de la noche o de la madrugada, el sistema toma la energía que necesita de la red.

#### 4.3. Liquidación factura

La liquidación de factura mensual de un usuario autogenerador se obtiene de manera diferente a la de un usuario normal, en ella se tiene en cuenta si el sistema genera excedentes de tipo 1 o de tipo 2. Se realiza con el fin de conocer el ahorro que el usuario tendrá por el uso del sistema FV.

Inicialmente se determina el CUV que relaciona los costos de generación, transmisión, distribución, restricciones, pérdidas, y comercialización de energía que establece el OR. Con este valor se obtiene

$$\text{Costo activa} = \text{CUv} * \text{Energía consumida} \quad (17)$$

$$\text{Contribución activa} = 20 \% \text{ del costo de activa} \quad (18)$$

$$\text{IAP} = 10 \% \text{ del costo de activa} \quad (19)$$

Con la suma de estos tres valores se obtiene el costo total que se le debería pagar al OR si no se tuviera el sistema FV. Luego se calculan los valores de los cuales se va a disminuir ese costo de la factura, se determina la importación y los excedentes tipo 1 y tipo 2, como lo establece la Resolución GREG 174 de 2021. Se obtiene el subtotal que viene de la suma de la importación más los excedentes.

Se calcula la contribución y el IAP del costo de la importación. El total obtenido se resta al costo hallado de la factura y como resultado se obtiene el ahorro del usuario por usar el sistema FV, como se observa en la Tabla 21.

**Tabla 21**

*Liquidación de la factura.*

<b>Liquidación factura mensual</b>	
<b>Componentes de costos CU</b>	
Generación (G) \$/kWh	269.14
Transmisión (T) \$/kWh	43.68
Distribución (D) \$/kWh	238.60
Restriciones (R) \$/kWh	20.86
Pérdidas (PR) \$/kWh	58.69
Comercialización (C) \$/kWh	62.48
<b>CUv \$/kWh</b>	<b>693.45</b>
CUeq \$/kWh	901.49
<b>Liquidación</b>	
Costo Activa	\$ 2,665,769
Contribución Activa	\$ 533,154
IAP	\$ 266,577
Total pagar OR	\$ 3,465,500
Importación energía	2193.32 \$ 1,520,960
Exportación excedentes T1	1784.12 \$ 1,125,727
Exportación excedentes T2	0 \$ -
<b>SUBTOTAL</b>	<b>\$ 395,233</b>
Contribución activa	\$ 304,192
Alumbrado público IAP	\$ 152,096
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 851,520</b>
<b>Ahorro en factura por autogeneración</b>	<b>\$ 2,613,979</b>

Según el artículo 25 de la CREG 174 de 2021, los excedentes que superen la importación de energía serán valorados a precio de bolsa. Para poder realizarlo se requiere de tener la información de estos precios que varían cada hora en los días requeridos. Como no se dispone de la información, para el cálculo de los excedentes tipo 2 se utiliza el precio de generación de \$ 269,14 establecido por la ESSA.

#### 4.4. Degradación

La vida útil del sistema fotovoltaico es de 25 años, cada año el sistema se va a degradar 0.55%, esto implica que su generación disminuye y el consumo de energía importada de la red aumenta como se evidencia en la Tabla 22.

**Tabla 22**

*Degradación.*

Año	Tiempo	Degradación	Energía generada [kWh]	Energía consumida [kWh]	Energía demandada [kWh]	Energía de autoconsumo [kWh]	Energía importación [kWh]	Energía exportada [kWh]	Energía exportada T1 [kWh]	Energía exportada T2 [kWh]
1	2022	98%	41220.13	46130.55	4910.41	19810.67	26319.88	21409.46	21409.46	0
2	2023	97.45%	40169.02	46130.55	5961.53	19718.83	26411.71	20450.18	20450.18	0
3	2024	96.90%	39942.31	46130.55	6188.24	19699.03	26431.52	20243.28	20243.28	0
4	2025	96.35%	39715.60	46130.55	6414.95	19679.22	26451.33	20036.38	20036.38	0
5	2026	95.80%	39488.89	46130.55	6641.66	19659.41	26471.14	19829.48	19829.48	0
6	2027	95.25%	39262.18	46130.55	6868.37	19639.60	26490.94	19622.57	19622.57	0
7	2028	94.70%	39035.47	46130.55	7095.08	19619.80	26510.75	19415.67	19415.67	0
8	2029	94.15%	38808.75	46130.55	7321.79	19599.99	26530.56	19208.77	19208.77	0
9	2030	93.60%	38582.04	46130.55	7548.50	19580.18	26550.37	19001.86	19001.86	0
10	2031	93.05%	38355.33	46130.55	7775.21	19560.37	26570.18	18794.96	18794.96	0
11	2032	92.50%	38128.62	46130.55	8001.92	19540.56	26589.98	18588.06	18588.06	0
12	2033	91.95%	37901.91	46130.55	8228.64	19520.76	26609.79	18381.16	18381.16	0
13	2034	91.40%	37675.20	46130.55	8455.35	19500.95	26629.60	18174.25	18174.25	0
14	2035	90.85%	37448.49	46130.55	8682.06	19481.14	26649.41	17967.35	17967.35	0
15	2036	90.30%	37221.78	46130.55	8908.77	19461.33	26669.21	17760.45	17760.45	0
16	2037	89.75%	36995.07	46130.55	9135.48	19441.53	26689.02	17553.54	17553.54	0
17	2038	89.20%	36768.36	46130.55	9362.19	19421.72	26708.83	17346.64	17346.64	0
18	2039	88.65%	36541.65	46130.55	9588.90	19401.91	26728.64	17139.74	17139.74	0
19	2040	88.10%	36314.94	46130.55	9815.61	19382.10	26748.44	16932.83	16932.83	0
20	2041	87.55%	36088.23	46130.55	10042.32	19362.29	26768.25	16725.93	16725.93	0
21	2042	87.00%	35861.52	46130.55	10269.03	19342.49	26788.06	16519.03	16519.03	0
22	2043	86.45%	35634.80	46130.55	10495.74	19322.68	26807.87	16312.13	16312.13	0
23	2044	85.90%	35408.09	46130.55	10722.45	19302.87	26827.68	16105.22	16105.22	0
24	2045	85.35%	35181.38	46130.55	10949.16	19283.06	26847.48	15898.32	15898.32	0
25	2046	84.80%	34954.67	46130.55	11175.87	19263.26	26867.29	15691.42	15691.42	0

Para este análisis se mantiene un consumo aproximado constante, debido a que no es posible saber el incremento de la carga del hotel y consumos futuros. En la Tabla 22 se puede evidenciar que sistema no tiene excedentes tipo 2 entregados a la red.

#### **4.5. Egresos e ingresos del usuario**

En la proyección de los ingresos y egresos del proyecto se usa el (Índice de Precios al Consumidor) IPC, para determinar la variación de los precios en cada año. Se analizan dos casos, el primero con un valor de IPC del 0% y el segundo de 5.62% correspondiente al año 2021 según el DANE. Con el fin de comparar el proyecto, si el precio se mantiene constante o se tiene variaciones.

Se presenta la información correspondiente a el IPC al 0% y en el Anexo 8 IPC de 5.62%.

##### **4.5.1. Egresos**

Los egresos determinan las salidas de dinero, en este apartado se tienen en cuenta los egresos de la inversión inicial, dos mantenimientos a partir del primer año (un salario mínimo cada uno) con un IPC de 0% y el costo del inversor en un periodo de 14 años. Se realizan los egresos con una proyección de 25 años según la vida útil de los paneles FV.

**Tabla 23***Egresos del proyecto.*

Año	Tiempo	Inversión de compra	Mantenimiento	Cambio inversor	Total Egresos
0	2022	\$ 151,948,172	\$ -	\$ -	\$ 151,948,172
1	2023		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
2	2024		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
3	2025		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
4	2026		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
5	2027		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
6	2028		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
7	2029		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
8	2030		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
9	2031		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
10	2032		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
11	2033		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
12	2034		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
13	2035		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
14	2036		\$ 2,234,344	\$ 36,143,820	\$ 38,378,164
15	2037		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
16	2038		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
17	2039		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
18	2040		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
19	2041		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
20	2042		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
21	2043		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
22	2044		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
23	2045		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
24	2046		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
25	2047		\$ 2,234,344	\$ -	\$ 2,234,344
<b>TOTAL</b>					<b>\$ 243,950,592</b>

El cambio del inversor, además de su costo implica gastos en mano de obra y demás factores que intervienen. De manera que se agregan los costos relacionados al AIU para su reemplazo.

#### 4.5.2. Ingresos

Se consideran como ingresos aquellos pagos de los cuales se exenta el sistema o entradas relacionadas a venta de energía. De manera que se hace cuenta del dinero que se le deja de pagar al OR por autogeneración y los respectivos excedentes si los llega a haber. Para estos ingresos se

tiene en cuenta la variación anual según la degradación de los paneles FV en 25 años y el valor del IPC de 0%

Durante el primer año el rendimiento de los paneles FV corresponde al 98%, después del primero la degradación es de 0.55% por cada año transcurrido como se indica en el Numeral 3.11.1. El valor de CUv se mantendrá constante como se indica en el Numeral 4.3.

#### 4.5.3. Incentivos tributarios

Se tienen en cuenta como ingresos aquellos valores que según la Ley 1715 de 2014, Ley 2099 de 2021 y el Decreto 829 de 2020, los generadores con fuentes de energía renovable están exentos de pagar.

- Declaración de renta, para aquellos que se encuentren obligados a declarar renta, tiene derecho a descontar el 50% de la misma.

$$Beneficio_{renta} = \frac{Descuento_{renta} * Tasa\ de\ renta}{años} \quad (20)$$

Donde,

- $Descuento_{renta} = Total\ inversión * 50\% \quad (21)$

$$= \$ 151,959,461 * 50\% = \$ 75,979,730$$

- Tasa de renta = Tasa de renta del año 2021 en Colombia fue de 32%
- Años=5

$$Beneficio_{renta} = \frac{\$ 75,974,086 * 32\%}{5} = \$4,862,342/año$$

- Depreciación acelerada, aplicada a maquinaria, equipos y obras civiles y no puede exceder un 33.33%

$$\text{Depreciación anual} = \text{Valor}_{\text{depreciable}} * \text{Tasa depreciación} \quad (22)$$

Donde,

- $\text{Valor depreciable} = \text{Total}_{\text{inversión}} * \% \text{ de equipos inversión} \quad (23)$

$$= \$ 151,948,172 * 58.06\% = \$88,228,620$$

- Tasa depreciación = 33.33 %

$$\text{Depreciación anual} = \$72,310,024 * 33\% = \$ 29,406,599$$

$$\text{Beneficio}_{\text{depreciación}} = \frac{\text{Depreciación}_{\text{anual}} * \text{Tasa de renta}}{\text{años}} \quad (24)$$

$$= \frac{\$ 29,406,599 * 32\%}{5} = \$ 1,882,022/\text{año}$$

**Tabla 24***Ingresos del proyecto.*

Año	Tiempo	Degradación [%]	Ahorro autogeneración \$COP	Beneficio renta \$COP	Beneficio depreciación \$COP	Total ingresos \$COP
0	2022		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1	2023	98%	\$ 31,367,750	\$ 4,862,342	\$ 1,882,022	\$ 38,112,114
2	2024	97.45%	\$ 30,679,686	\$ 4,862,342	\$ 1,882,022	\$ 37,424,050
3	2025	96.90%	\$ 30,531,280	\$ 4,862,342	\$ 1,882,022	\$ 37,275,644
4	2026	96.35%	\$ 30,382,874	\$ 4,862,342	\$ 1,882,022	\$ 37,127,238
5	2027	95.80%	\$ 30,234,468	\$ 4,862,342	\$ 1,882,022	\$ 36,978,832
6	2028	95.25%	\$ 30,086,062	\$ -	\$ -	\$ 30,086,062
7	2029	94.70%	\$ 29,937,656	\$ -	\$ -	\$ 29,937,656
8	2030	94.15%	\$ 29,789,250	\$ -	\$ -	\$ 29,789,250
9	2031	93.60%	\$ 29,640,844	\$ -	\$ -	\$ 29,640,844
10	2032	93.05%	\$ 29,492,439	\$ -	\$ -	\$ 29,492,439
11	2033	92.50%	\$ 29,344,033	\$ -	\$ -	\$ 29,344,033
12	2034	91.95%	\$ 29,195,627	\$ -	\$ -	\$ 29,195,627
13	2035	91.40%	\$ 29,047,221	\$ -	\$ -	\$ 29,047,221
14	2036	90.85%	\$ 28,898,815	\$ -	\$ -	\$ 28,898,815
15	2037	90.30%	\$ 28,750,409	\$ -	\$ -	\$ 28,750,409
16	2038	89.75%	\$ 28,602,003	\$ -	\$ -	\$ 28,602,003
17	2039	89.20%	\$ 28,453,597	\$ -	\$ -	\$ 28,453,597
18	2040	88.65%	\$ 28,305,191	\$ -	\$ -	\$ 28,305,191
19	2041	88.10%	\$ 28,156,785	\$ -	\$ -	\$ 28,156,785
20	2042	87.55%	\$ 28,008,379	\$ -	\$ -	\$ 28,008,379
21	2043	87.00%	\$ 27,859,973	\$ -	\$ -	\$ 27,859,973
22	2044	86.45%	\$ 27,711,567	\$ -	\$ -	\$ 27,711,567
23	2045	85.90%	\$ 27,563,161	\$ -	\$ -	\$ 27,563,161
24	2046	85.35%	\$ 27,414,755	\$ -	\$ -	\$ 27,414,755
25	2047	84.80%	\$ 27,266,349	\$ -	\$ -	\$ 27,266,349
<b>TOTAL</b>						<b>\$ 760,441,993</b>

#### 4.6. Flujo de caja

El flujo de caja proporciona información de la capacidad del proyecto a nivel económico, debido a que se realiza el flujo de ingresos y egresos durante un periodo de tiempo estimado. A partir del cual se determina si la diferencia entre ellos es positiva y representa una estabilidad financiera.

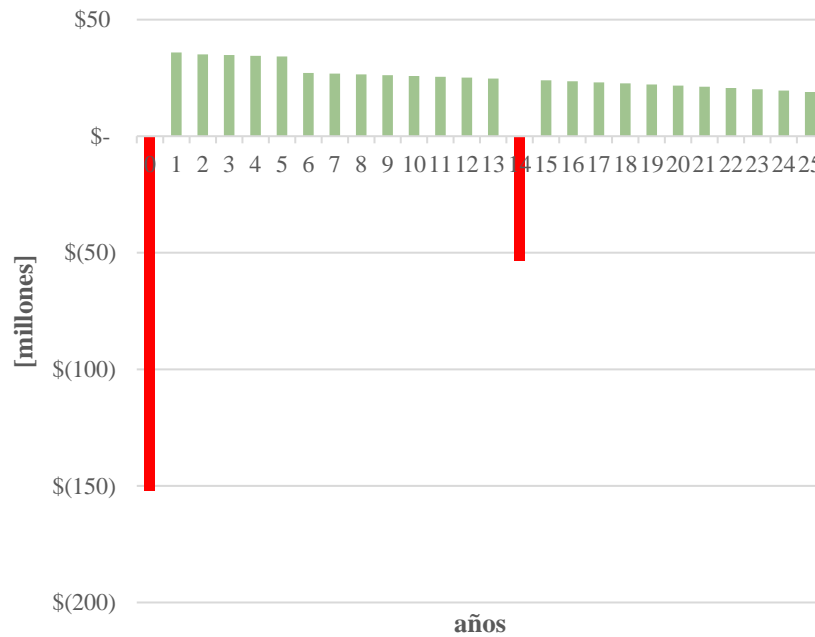
El flujo de caja se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} \quad (25)$$

Se obtuvieron los siguientes resultados

**Figura 30**

*Flujo de caja.*



**4.6.1. Flujo de caja acumulado**

El flujo de caja acumulado permite saber de cuánto dinero se dispone, razón por la cual refleja la situación financiera del proyecto durante los 25 años. Para su cálculo se relaciona la suma del flujo de caja actual con el del periodo anterior.

**Tabla 25***Flujos de caja.*

FLUJO DE CAJA				
Año	Tiempo	Flujo de caja		Flujo de caja acumulado
0	2022	-\$	151,948,172	-\$ 151,948,172
1	2023	\$	35,877,770	-\$ 116,070,402
2	2024	\$	35,189,706	-\$ 80,880,696
3	2025	\$	35,041,300	-\$ 45,839,396
4	2026	\$	34,892,894	-\$ 10,946,502
5	2027	\$	34,744,488	\$ 23,797,987
6	2028	\$	27,851,718	\$ 51,649,705
7	2029	\$	27,703,312	\$ 79,353,017
8	2030	\$	27,554,906	\$ 106,907,924
9	2031	\$	27,406,500	\$ 134,314,424
10	2032	\$	27,258,095	\$ 161,572,519
11	2033	\$	27,109,689	\$ 188,682,207
12	2034	\$	26,961,283	\$ 215,643,490
13	2035	\$	26,812,877	\$ 242,456,367
14	2036	-\$	9,479,349	\$ 232,977,017
15	2037	\$	26,516,065	\$ 259,493,082
16	2038	\$	26,367,659	\$ 285,860,741
17	2039	\$	26,219,253	\$ 312,079,993
18	2040	\$	26,070,847	\$ 338,150,840
19	2041	\$	25,922,441	\$ 364,073,281
20	2042	\$	25,774,035	\$ 389,847,316
21	2043	\$	25,625,629	\$ 415,472,945
22	2044	\$	25,477,223	\$ 440,950,168
23	2045	\$	25,328,817	\$ 466,278,985
24	2046	\$	25,180,411	\$ 491,459,396
25	2047	\$	25,032,005	\$ 516,491,401

Los flujos de caja permiten realizar cálculo del valor actual neto, tasa interna de retorno y el PAYBACK, necesarios para determinar la viabilidad.

#### **4.7. Valor Actual Neto (VAN)**

El valor actual neto permite establecer el flujo de ingresos y egresos que puede tener el proyecto a futuro. Una vez se descuenta la inversión se determina si hay alguna ganancia.

Debido a que el usuario cuenta con recursos propios para la inversión del proyecto, se realizaron los cálculos de VAN con un interés de descuento de 5.25%, corresponde al interés que le pagarían por tener el dinero de la inversión en un Certificado de Depósito a Término (CDT).

El VAN se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{I_n - E_n}{(1 + i)^t} = \$ 233\,801\,089 \quad (26)$$

Donde:

- In: Flujo de caja estimado en cada periodo
- En: Inversión inicial
- n: Número de periodos
- t: Periodo de la inversión
- i: Interés de descuento

**Tabla 26**

*Criterios VAN.*

VAN		
Valor	Significado	Criterio
VAN>0	La inversión produciría ganancias	Aprobado
VAN=0	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Indiferente
VAN<0	La inversión produciría pérdidas	Rechaza

A partir del criterio, si el VAN>0 el proyecto obtiene ganancias. Como se obtuvo un resultado de \$ 233 801 089 se da por entendido que está aprobado.

**4.7.1. Tasa interna de retorno TIR**

Es la tasa de interés para la cual el VAN es igual a cero. Como criterio de aprobación se establece que la TIR resultante debe ser mayor o igual a la tasa de descuento definida. Si el valor de la TIR está por debajo del valor, el proyecto no es viable y debe reestructurarse.

El cálculo de la TIR iguala el valor del VAN a cero, mediante la siguiente ecuación:

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{I_n - E_n}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (27)$$

$$TIR = 19.9\%$$

Interés de descuento del 5.25%

**Tabla 27**

*Criterios TIR*

TIR		
Valor	Significado	Criterio
TIR>i	El interés de descuento es menor a la TIR	Aprobado
TIR=i	El interés de descuento es igual a la TIR	Indiferente
TIR<i	El interés de descuento es mayor a la TIR	Rechaza

Debido a que el valor de interés de descuento es de 5.25% y la TIR es igual a 19.9%, es mayor y por lo tanto se aprueba el proyecto.

**4.8. PAYBACK**

La obtención del PAYBACK está dada por la siguiente ecuación:

$$PAYBACK = \text{Últ. periodo flujo}_{acomulado} \text{ negativo} + \frac{|\text{Valor últ. flujo}_{acomulado} \text{ negativo}|}{\text{Valor flujo en el sig. periodo}} \quad (28)$$

$$PAYBACK = 4 + \frac{|-\$ 10\ 946\ 502|}{\$ 34\ 744\ 488} = 4.3 \text{ años}$$

El periodo de recuperación de la inversión sería aproximadamente de 4.3 años, en una proyección de vida útil de 25 años de los paneles FV. A partir del cuarto año y cuatro meses, recuperada la inversión las ganancias van a ser considerables.

#### **4.9. Viabilidad G**

El estudio de viabilidad del proyecto determina a partir de los recaudos realizados por ingresos si se pueden obtener beneficios en corto tiempo y el proyecto se puede llevar a cabo. Siendo considerado este apartado como uno de los más importantes.

Como criterio para definirla se realizaron los cálculos de VAN, TIR y el PAYBACK. El resultado de cada uno de estos cálculos fue favorable y en cada uno de ellos se aprueba el montaje del sistema según el criterio para la realización del proyecto. Por lo que se determina que es viable poner en funcionamiento el proyecto.

##### **4.9.1. Viabilidad ambiental**

La viabilidad ambiental define los impactos positivos y negativos al medio ambiente generados por el proyecto realizado. Como se trata de un proyecto fotovoltaico, los impactos al ambiente se presentan de manera positiva al ser una fuente de energía renovable.

Para el cálculo de las emisiones de CO<sub>2</sub> de la vida útil del proyecto se tiene en cuenta la siguiente ecuación:

$$Emisiones\ CO_2 = \sum Consumo_{mensual} * k * Vida\ útil \quad (29)$$

Donde,

- Consumo mensual= kWh/mes
- k=Factor de emisiones 0.199 kg CO<sub>2</sub>/kWh (UPME, 2016)
- Vida útil= 25 años

$$\text{Emisiones } CO_2 = 1153,3 \text{ Ton } CO_2$$

Este resultado equivale a la cantidad de CO<sub>2</sub> que deja de salir a la atmosfera en 25 años por el uso del sistema fotovoltaico. Estas emisiones son el equivalente a sembrar 177425 árboles.

#### 4.10. Comparación IPC

Según la información de ingresos y egresos anteriormente calculada para un IPC del 0% y la realizada en el Anexo 8 de un IPC de 5.62%. Se realiza un cuadro comparativo para saber el comportamiento de una respecto a la otra si los precios varían anualmente como se muestra en la Tabla 28

**Tabla 28**

*Cuadro comparativo IPC.*

IPC	0.00%	5.62%
INTERES	5.25%	5.25%
VAN	\$ 233,801,089	\$ 503,419,416
TIR	19.9%	25.2%
PAYBACK	4.3	4.0

Con el IPC de 5.62% se incrementan los ingresos y los egresos, debido a esto en la Tabla 28 el PAYBACK da como resultado un periodo de tiempo menor.

## 5. CONCLUSIONES

En este proyecto se realizó el dimensionamiento solar fotovoltaico para el Hotel Arizona como AGPE conectado a la red, en el cual se determinaron las características del usuario como: ubicación del sitio, irradiancia, temperatura, consumo, entre otros. Así mismo, se investigó la normativa necesaria para que el proyecto pueda ser realizado según lo establece la Ley y además se identifican los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014. De esta manera, se hace el dimensionado de los equipos del sistema y al final, se realiza el análisis de la viabilidad del proyecto, donde se relacionan todos los costos de los equipos, los posibles ingresos y egresos en un periodo de tiempo determinado.

El cálculo del Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno y el PAYBACK, se realizan como el criterio para determinar si es favorable o no construir la instalación de este sistema. El resultado del VAN y del TIR fue favorable, según su método de evaluación y el cálculo del PAYBACK indica un periodo de recuperación de la inversión de 4.3 años desde la puesta en servicio de la instalación. Los resultados a favor de cada uno de ellos indican la viabilidad de este proyecto. A partir del cuarto año al usuario recupera su inversión y puede obtener beneficios durante los demás 21 años de vida útil del sistema FV.

Los sistemas fotovoltaicos son fuentes no convencionales de energía renovable que disminuyen las emisiones de CO<sub>2</sub> al no emitir ningún tipo de gas en su funcionamiento. Además de ser un beneficio económico para el usuario, también logra aportar a mejorar las condiciones climáticas. Según el cálculo realizado, si se realiza este proyecto en un periodo de 25 años, las emisiones CO<sub>2</sub> que se evitarían son de 1153,3 Toneladas. Es una disminución importante en las emisiones de CO<sub>2</sub> en ese periodo de tiempo.

En el análisis financiero se estudiaron dos casos, uno con IPC de 0% y el otro con 5,62%. Para realizar una comparación de la viabilidad del sistema cuando los precios son fijos y cuando aumentan cada año. Como resultado se obtiene que el sistema analizado con un IPC de 5,62% es más favorable que tener precios fijos durante cada año, la TIR y el VAN tienen un aumento del 5,3% y 115.3% respectivamente. Como los ingresos son mayores el periodo de tiempo para recuperar la inversión se reduce a 4 años. Conforme aumentan los precios en el cobro de la factura de energía también aumenta el ahorro que genera el sistema FV y crecimiento de los ingresos resulta ser más grande que las salidas de dinero del usuario.

Debido a que utilizar un IPC de 0% no refleja el comportamiento de los precios del mercado, usar un valor de 5,62% se acomoda más a el sistema económico actual.

El sistema fotovoltaico que se realiza genera unos excedentes a el OR que se intercambian por la energía consumida durante la noche, este corresponde a los excedentes tipo 1. Si el sistema se hubiera propuesto con una cantidad mayor de paneles para aumentar la generación, en primer lugar, la capacidad de los equipos va a tener que subir para soportarlo y si la energía consumida durante la noche no es capaz de compensar los excedentes realizados durante el día, se tendrán excedentes tipo 2. Para el usuario no es conveniente realizar excedentes de este orden a la red, el costo del excedente tipo 2 no compensa los gastos que debe realizar el usuario para generarlos y poder obtener beneficio.

El beneficio financiero de este proyecto está dado a partir de los ingresos que tiene el usuario en la vida útil del sistema FV. Son tan representativos que, si se deja de un lado los ingresos de incentivos tributarios del sistema, el proyecto sigue siendo atractivo para el usuario. Los incentivos tributarios representan un 4.4% del total de los ingresos mencionados en la Tabla

24. Con esto, no se afirma que los incentivos tributarios no hacen parte importante en los ingresos, se está resaltando el potencial de la instalación.

El consumo de energía del usuario se obtiene a partir de la factura de energía de la ESSA, de manera que para determinar las curvas de consumo diaria se hace imposible realizar su caracterización. Se utiliza un estudio realizado por la Universidad Nacional de Colombia de caracterización del consumo de energía de uso final en diferentes sectores económicos, y se utiliza una de las curvas propuestas.

## 6. RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar los procesos de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo periódicamente a la instalación. El mantenimiento preventivo corresponde a la revisión detallada de cada uno de los componentes del sistema, y se deben realizar cada seis meses a partir de su funcionamiento. El mantenimiento correctivo, por lo general se presenta a causa de no realizar el preventivo. Está relacionado directamente con reemplazar equipos, piezas o reparar fallas, es necesario que la detección de estas anomalías sea lo más pronto posible para evitar daños mucho más grandes en el sistema y tener que reemplazar equipos más costosos.

Más que una caracterización de tipo ambiental y de consumo, en este proyecto se identifica esta información en fuentes confiables, pero que no determinan con exactitud una caracterización detallada del usuario. Si se lleva este proyecto a la realidad se recomienda realizar una caracterización completa del sitio, haciendo uso de un analizador de redes para la carga y un piranómetro o equipos relacionados para medir la irradiancia solar. Esto permite que el dimensionamiento sea más exacto y específico para el Hotel Arizona.

Este proyecto abarca el dimensionamiento del sistema fotovoltaico para el Hotel Arizona. Realizar este proyecto genera ahorros en la factura de energía, es posible incrementar este ahorro realizando un estudio de calidad de la energía eléctrica del Hotel. Identificar los equipos que tienen un consumo ineficiente y reemplazarlos por equipos modernos muy eficientes, aprovecha mejor la energía y los consumos van a ser más bajos. Este es un tema que no abarca este proyecto, pero de ser posible para el usuario realizar este análisis junto con el dimensionamiento FV le va a traer mayores beneficios.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

1. Norma Técnica Colombiana. (2013). *Código Eléctrico Colombiano (NTC 2050)*.
2. RETIE. (2013). RETIE resolución 9 0708 de agosto 30 de 2013 con sus ajustes. Resolución 90708, 127.
3. Resolución 174 de 2021 [Comisión de Regulación de Energía y Gas]. Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. 07 de octubre de 2021.
4. Resolución 135 de 2021[Comisión de Regulación de Energía y Gas]. Por la cual se establecen los mecanismos de protección y deberes de los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica que ejercen la actividad de Autogeneración a Pequeña Escala y entregan o venden sus excedentes al Comercializador que le presta el servicio. 02 de septiembre de 2021.
5. Resolución 038 de 2014 [Comisión de Regulación de Energía y Gas]. Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes. 2014.
6. Resolución 015 de 2018[Comisión de Regulación de Energía y Gas]. Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. 29 de enero de 2018.
7. Ley 1715 de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. 13 de mayo de 2014.
8. Ley 2099 de 2021. Por medio de la cual se dictan las disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones. 10 de julio de 2021.

9. Decreto 829 de 2020 [Ministerio de Hacienda y Crédito Público]. Por el cual se reglamentan los artículos 11, 12, 13, 14 de la Ley 1715 de 2014. 10 de junio de 2020.

10. Resolución 203 de 2020 [ Unidad de Planeación Minero Energética – UPME]. Por la cual se establecen los requisitos y el procedimiento para acceder a los beneficios tributarios en inversiones, en investigación, desarrollo o producción de energía a partir de Fuentes no Convencionales de Energía – FNCE. 03 de septiembre de 2020.

11. Electrificadora de Santander S.A. ESSA. (2005). Normas para el cálculo y diseño de sistemas de distribución.

12. Andrés Galvis, Cesar Morales (2017). *Diseño de una Instalación fotovoltaica conectada a la red, para el edificio Mamitza Bayer en el campus central de la Universidad Industrial de Santander* [ Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander].

[http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/pags/cat/popup/pa\\_detalle\\_matbib.jsp?parametros=182620|20|1|5](http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/pags/cat/popup/pa_detalle_matbib.jsp?parametros=182620|20|1|5)

13. Autosolar, tienda dólar fotovoltaica. Autosolar Energy Solutions, la mayor tienda online española de energías renovables ha creado una filial en Colombia, expandiendo así el volumen de la empresa. <https://autosolar.co/>

14. Solaire, Energía renovable. Somos una empresa colombiana que tiene como objeto la comercialización de equipos y soluciones de Energía Renovable. <https://www.solaire.com.co/>

15. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales [IDEAM]. (s.f.). Cambio climático. Ministerio de Medio Ambiente. <http://www.ideam.gov.co/>

16. Unidad de Planeación Minero Energética. (s.f.). [UPME]. es una unidad administrativa especial del orden nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía. <https://www1.upme.gov.co/Paginas/default.aspx>
17. Nasa Power, Prediction Of Worldwide Energy Resources [NASA POWER]. (s.f.)
  - Provides solar and meteorological data sets from NASA research for support of renewable energy, building energy efficiency and agricultural needs. <https://power.larc.nasa.gov/>
18. Liliana Ortega, Sebastián Medina. (2021). Análisis Financiero de Sistemas Fotovoltaicos: Criterios e Indicadores [ Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander]. [http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/pags/cat/popup/pa\\_detalle\\_matbib.jsp?parametros=192594|%20|1|1](http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/pags/cat/popup/pa_detalle_matbib.jsp?parametros=192594|%20|1|1)
19. Carlos Garcia. (2015). Simulación de instalaciones fotovoltaicas con PVsyst [Proyecto de grado, Universidad de Jaén]. [http://tauja.ujaen.es/bitstream/10953.1/4226/1/TFG Carlos García Castro.pdf](http://tauja.ujaen.es/bitstream/10953.1/4226/1/TFG%20Carlos%20García%20Castro.pdf)
20. Photovoltaic Geographical Information System [PVGIS]. (s.f.). PVGIS provides information about solar radiation and photovoltaic (PV) system performance for any location in Europe and Africa, as well as a large part of Asia and America.  
[https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)
21. La República (2021). Las fuentes de energía renovables generarán más de 1.000 MW para finales de 2021, <https://www.larepublica.co/economia/las-fuentes-de-energia-no-convencionales-generaran-mas-de-1000-mw-a-final-de-2021>.
22. ONU, programa para el medio ambiente (2020). Crece la generación de electricidad con fuentes renovables en 2019. <https://www.unep.org/es/noticias-y-reportajes/reportajes/crece-la-generacion-de-electricidad-con-fuentes-renovables-en-2019>