



Universidad del  
**Rosario**

Escuela de Ingeniería,  
Ciencia y Tecnología



Maestría en  
Energías Renovables

# **Sistema Fotovoltaico on-grid, estación de carga para vehículos eléctricos y sistema de pruebas y ensayos para la Sede de Emprendimiento, Innovación y Creación (SEIC) de la Universidad del Rosario**

Presentado para obtener el título de

## **MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES**

Fernando Villamizar  
Steven Peña  
Carlos Pinzón

Universidad del Rosario  
Escuela de Ingeniería, Ciencia y Tecnología  
Maestría en Energías Renovables

## ABSTRACT

ii

Este documento plantea el desarrollo de un proyecto de 250 kW de autogeneración fotovoltaica para la Sede de Emprendimiento, Innovación y Creación de la Universidad del Rosario (SEIC). Adicionalmente, este proyecto plantea la instalación de una estación de carga para vehículos eléctricos y un sistema de pruebas y ensayos del sistema fotovoltaico.

Este proyecto se fundamenta en la realización de los estudios básicos de diseño y dimensionamiento, junto con un análisis financiero del beneficio económico para la universidad a raíz de la implementación del sistema fotovoltaico propuesto.

## TABLA DE CONTENIDO

iii

1	INTRODUCCIÓN .....	1
2	OBJETIVOS .....	3
2.1	Objetivo general.....	3
2.2	Objetivos específicos .....	3
2.3	Resultados a desarrollar: .....	4
3	PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN.....	5
4	MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE.....	7
4.1	Sistemas fotovoltaicos: .....	7
4.1.1	Sistemas fotovoltaicos conectados a la red:.....	8
4.2	Estaciones de carga .....	11
4.2.1	Conectores de Corriente Alterna:.....	12
4.2.2	Conectores de Corriente Directa:.....	13
5.	RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO.....	14
6.	DESCRIPCION DEL PROYECTO .....	14
6.1.	Localización:.....	14
6.2.	Constructor de la obra:.....	15
6.3.	Capacidad instalada: .....	15
6.4.	Características de la carga:.....	15
7.	MEMORIAS DE CÁLCULO.....	16
7.1.	Parámetros de diseño .....	16
	Cálculo del inversor: .....	17
7.2.	Configuración del sistema.....	17
7.3.	Protecciones en DC.....	25
7.5.	Cálculo del conductor .....	26
8.	SIMULACIÓN .....	29
8.1.	Producción del Sistema.....	30
8.2.	Producción - Consumo.....	31
8.3.	Proyección Nuevo Consumo.....	32
11.1.	Metodología General del Modelo y Supuestos.....	36
11.2.	Resultados del modelo financiero.....	41
13	REFERENCIAS.....	49
14	ANEXOS .....	50

## LISTA DE TABLAS

iv

Tabla 1 Principales componentes de un sistema fotovoltaico .....	10
Tabla 2 Conectores de Corriente Alterna.....	13
Tabla 3 Conectores de Corriente Directa.....	14
Tabla 4 Ficha Técnica Panel Solar.....	17
Tabla 5 Características del Inversor.....	18
Tabla 6 CONDUCTORES NTC 2050 [4] .....	27
Tabla 7 Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos [4] .....	28
Tabla 8 Cálculo de Conductores [4] .....	29
Tabla 9 Cálculo del porcentaje de ahorro energético promedio .....	30
Tabla 10 Parámetros en modelo financiero para definición del % de Inversión Directa de la Universidad del Rosario.....	37
Tabla 11 Proyección tarifa PPA (\$/KWh) .....	38
Tabla 12 Cálculo de la Tasa de Descuento .....	38
Tabla 13 Estimación del Capex del sistema fotovoltaico .....	40
Tabla 14 Estimación de generación fotovoltaica en los primeros años del proyecto .....	41
Tabla 15 Flujo de Caja Incremental (para la Universidad del Rosario) de los primeros años de desarrollar el proyecto fotovoltaico .....	42
Tabla 16 Principales métricas financieras para la Universidad del Rosario de desarrollar el proyecto fotovoltaico .....	42
Tabla 17 Flujo de Caja Incremental de los primeros años (para la Universidad del Rosario) de firmar PPA con inversionista que desarrolla el proyecto fotovoltaico .....	44
Tabla 18 Principales métricas financieras para la Universidad del Rosario de firmar PPA con inversionista que desarrolla el proyecto fotovoltaico .....	44
Tabla 19 Flujo de Caja para Inversionista que desarrolla el proyecto fotovoltaico y vende energía a la Universidad del Rosario a través de contrato PPA .....	45
Tabla 20 Principales métricas financieras para el Inversionista de firmar PPA con la Universidad del Rosario .....	46
Tabla 21 Análisis de sensibilidad TIR y VPN .....	48

## LISTA DE FIGURAS

v

Ilustración 1- Efecto Fotoeléctrico.....	7
Ilustración 2 Porcentaje de sistemas fotovoltaicos conectados a la red y aislados, en el mercado fotovoltaico mundial [1] .....	8
Ilustración 3 Consumo horario SEIC Urosario.....	16
Ilustración 4 Render Edificio 1 .....	23
Ilustración 5 Render Edificio 2.....	24
Ilustración 6 Pronóstico mensual de producción del sistema fotovoltaico .....	30
Ilustración 7 Calidad de Energía Proyectada .....	32
Ilustración 8 Porcentaje de Energía Reactiva diaria .....	33
Ilustración 9 Diseño de estación de carga.....	35
Ilustración 10 Flujo de Caja para la Universidad del Rosario .....	43

## 1 INTRODUCCIÓN

La Sede de Emprendimiento, Innovación y Creación de la Universidad del Rosario (SEIC) fue creada bajo los lineamientos de sostenibilidad liderados por la dirección de Hábitat, con el objetivo de lograr espacios de encuentro que actúen como motor de los procesos de aprendizaje y simultáneamente, pretenden incidir en el comportamiento de sus estudiantes en aras de estimular el cuidado del medio ambiente más allá de las aulas.

Algunos ejemplos de las estrategias que implementa o implementará la Universidad del Rosario incluye diseños bioclimáticos, compras verdes, adquisición de insumos de origen local, valorización de escombros, creación de nuevas zonas verdes con especies nativas, infraestructura para la movilidad sostenible, sistemas de aprovechamiento de aguas lluvia, uso de iluminación natural a gran escala, y la incorporación de energías alternativas como paneles solares.

Actualmente la Sede Campestre aún no ha implementado ningún proyecto con sistemas fotovoltaicos. Dicha implementación hace parte de la estrategia de la Universidad para lograr sus objetivos de sostenibilidad y estimulación de procesos de aprendizaje. Adicionalmente, la Universidad del Rosario está comprometida con la movilidad sostenible, razón por la cual tiene dentro de sus planes la instalación de una estación de carga para vehículos eléctricos.

Por lo anterior, este Proyecto de Grado plantea el desarrollo de un sistema fotovoltaico y una estación de carga para vehículos eléctricos en las instalaciones del SEIC de la Universidad del Rosario. Esta solución de autogeneración con fuente solar a pequeña escala, se podrá utilizar para fines de investigación-experimentación y al mismo

tiempo para reducir el consumo de energía eléctrica de la sede. Integrado con este sistema, también se planteará la ubicación de estaciones de carga eléctrica para vehículos, con opción de monitoreo de variables energéticas para su posterior análisis en un sistema de pruebas y ensayos, cuyo diseño básico está incluido en el presente documento.

## 2 OBJETIVOS

### 2.1 Objetivo general

Diseñar y dimensionar un sistema solar fotovoltaico – on grid, integrado con una estación de carga eléctrica para vehículos y el diseño de un sistema de pruebas-ensayos.

### 2.2 Objetivos específicos

Objetivo 1: Caracterizar el consumo de energía activa y reactiva que tiene actualmente la Universidad del Rosario. Esto con el fin de diseñar el sistema fotovoltaico adecuado y las estaciones de carga correspondientes. El análisis de la red de la universidad es primordial para el desarrollo de un proyecto productivo y sostenible en el tiempo, la estabilidad de la red y la calidad de la energía es vital para el funcionamiento de la institución.

Objetivo 2: Diseñar, dimensionar y evaluar un sistema fotovoltaico que reduzca los consumos de energía eléctrica, teniendo en cuenta las restricciones técnicas del lugar y del sistema, incluso considerando el sistema de pruebas y ensayos que apoye a los estudiantes con información del sistema fotovoltaico y de carga para su análisis.

Objetivo 3: Diseñar y dimensionar la estación de carga para 3 vehículos eléctricos en el SEIC. Esta estación de carga estará conectada al sistema fotovoltaico y al sistema de pruebas y ensayos. Desde allí se monitorea la información suministrada por los cargadores.

Objetivo 4: Estimar los costos de la totalidad de la inversión, teniendo en cuenta precios reales de mercado y todos los equipos y accesorios que se van a utilizar en el proyecto, incluyendo los servicios de ingeniería, diseño, mano de obra y consultorías.

Objetivo 5: Construir el modelo financiero flexible de las estructuras de negocio que se propongan para la ejecución del proyecto fotovoltaico.

### 2.3 Resultados a desarrollar:

- Resultados de la caracterización de la carga y el dimensionamiento
- Estructura general del diseño
  - Memorias de cálculo sistema On Grid
  - Diagramas eléctricos de conexiones de todo el sistema integrado SSFV
  - Diseño arquitectónico estación de carga
- Resultados económicos del modelo financiero:
  - Sistema fotovoltaico financiado, ya sea con recursos propios y/o financiamiento bancario
  - Sistema fotovoltaico financiado a través de un tercero inversionista, quien le vendería energía a la Universidad del Rosario a través de un PPA.

### **3 PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN**

En el 2021 el consumo promedio de la Sede Campestre fue de 32.835 KWh de energía, lo cual representa una oportunidad de ahorro energético y financiero para la Universidad. El incremento anual del precio de la energía eléctrica se estima que esté por encima del 5%, debido a factores tanto macroeconómicos como la inflación global y potenciales factores naturales como El Niño. De presentarse este fenómeno climático, dada la gran concentración de la matriz energética colombiana en centrales hidroeléctricas, el precio de la energía eléctrica sería más costosa, ya que las centrales de gas y Carbón tendrían que entrar a suplir la demanda de energía eléctrica que se dejaría de generar en las centrales hidroeléctricas. Adicionalmente, los problemas derivados por el retraso de entrada en operación de Hidroituango, podría afectar de forma significativa la producción energética nacional.

Dada la perspectiva anteriormente descrita, el beneficio económico de un sistema fotovoltaico es de interés económico y financiero para la institución. Adicionalmente, el desarrollo de un sistema fotovoltaico en las instalaciones de la SEIC, está directamente alineada con la estrategia de sostenibilidad y procesos de aprendizaje de la Universidad.

Junto con el proyecto fotovoltaico, la instalación de una estación de carga para vehículos eléctricos, reforzará el compromiso de la universidad con el medio ambiente y con la movilidad sostenible.

Colombia, cuenta con índices de radiación solar que están por encima de la media internacional. Se estima que la radiación promedio en Colombia es de 4.5 horas solares pico. Teniendo en cuenta este potencial solar, un sistema solar fotovoltaico conectado a

la red, que supla parte del consumo eléctrico en la Universidad del Rosario, que contribuya a la disminución de la huella de carbono que tiene actualmente la institución y reduzca sus costos de electricidad, es una estrategia que beneficia de gran manera la imagen de la universidad y sus finanzas.

## 4 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

### 4.1 Sistemas fotovoltaicos:

Los sistemas fotovoltaicos funcionan gracias al efecto fotoeléctrico, que se logra cuando los rayos del sol impactan un metal. Esto hace que los electrones de valencia del material se exciten y generen un flujo continuo de electrones.

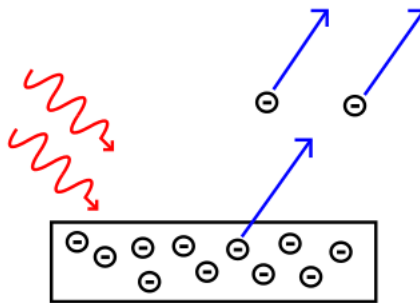


Ilustración 1- Efecto Fotoeléctrico

Las aplicaciones fotovoltaicas terrestres se pueden dividir en:

- sistemas fotovoltaicos independientes
- sistemas fotovoltaicos conectados a la red

La siguiente gráfica muestra el porcentaje anual de sistemas fotovoltaicos conectados a la red y sistemas fotovoltaicos autónomos o “fuera de la red” en el mercado fotovoltaico mundial, desde el año 2000 hasta el año 2020. En esta gráfica se aprecia un incremento significativo en la participación de los sistemas conectados a la red, con respecto al total de los sistemas fotovoltaicos:

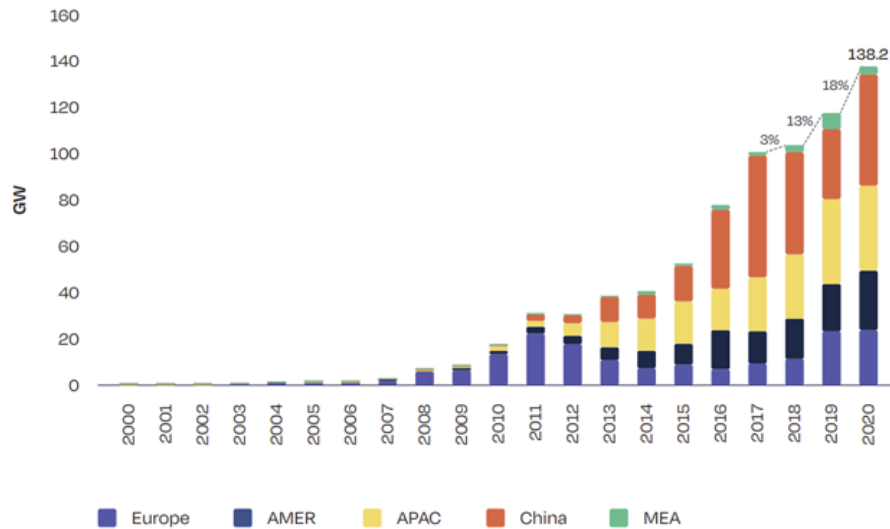


Ilustración 2 Porcentaje de sistemas fotovoltaicos conectados a la red y aislados, en el mercado fotovoltaico mundial [1]

#### 4.1.1 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red:

Los sistemas fotovoltaicos generan electricidad en corriente directa. Dado que en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) la electricidad fluye en corriente alterna, es necesario que la corriente del sistema fotovoltaico se convierta a corriente alterna, y que se sincronice el voltaje y frecuencia del sistema fotovoltaico con la red eléctrica. Para tal propósito se utilizan los inversores.

Normalmente, los efectos de los sistemas fotovoltaicos en la red son despreciables, por lo que en la mayoría de los casos no se afecta la calidad de la energía, las líneas de transmisión/distribución, ni los transformadores. Sin embargo, en caso de desarrollarse un proyecto fotovoltaico con una inyección de electricidad significativa a la red, en redes de bajo voltaje, deben considerarse los impactos en la calidad de la energía, en las líneas de transmisión/distribución, y en los transformadores.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red se pueden subdividir en dos tipos: Sistemas de generación descentralizada y sistemas de generación centralizada (o conectados a la red central). De forma general, los sistemas de generación descentralizada son aquellos cuya generación de electricidad se encuentra dispersa. Por otro lado, los sistemas de generación centralizada (o conectados a la red central), son aquellos cuya generación se encuentra concentrada en un sitio determinado.

Los sistemas fotovoltaicos centralizados conectados a la red central tienen potencias instaladas en el rango de MW. Con dichas centrales fotovoltaicas, es posible alimentar directamente a la red de media o alta tensión. La mayoría de las centrales fotovoltaicas se instalan en terrenos que de otro modo no se utilizarían, aunque en algunos casos, también es posible que la instalación se realice en edificios, principalmente en los techos planos de los edificios más grandes.

Tanto los sistemas fotovoltaicos descentralizados como los conectados a la red central constan de los siguientes dos componentes principales:

- Paneles fotovoltaicos
- Inversor.

Adicionalmente, dichos sistemas constan de una estructura de soporte, cableado y otros componentes convencionales. Aparte de los paneles fotovoltaicos, el componente más importante de un sistema fotovoltaico es el inversor.

A continuación, se presenta una breve descripción de los principales componentes de un sistema fotovoltaico:

EQUIPO	DESCRIPCIÓN	IMAGEN
<p><b>CELDAS FOTVOLTAICAS</b></p>	<p>La agrupación de celdas fotovoltaicas conforman la estructura principal de un panel fotovoltaico. Dichas celdas son las encargadas de captar los rayos emitidos del sol y generar un flujo de electrones debido al efecto fotoeléctrico. Estas celdas están compuestas generalmente de Silicio.</p>	
<p><b>PANELES FOTVOLTAICOS</b></p>	<p>Los paneles fotovoltaicos contienen un conjunto de celdas solares; por lo general un panel se compone de 60 a 72 celdas. Con las nuevas tecnologías, los paneles fotovoltaicos pueden contener hasta 144 celdas.</p>	
<p><b>INVERSOR</b></p>	<p>Equipo encargado de la transformación de corriente directa a corriente alterna y la sincronización de la tensión y frecuencia de la red con la del sistema solar para poder suministrar energía en el lugar de instalación. Los inversores varían de acuerdo con el tipo de instalación que se quiere lograr. En el caso de los sistemas ON-GRID, los inversores requieren de una red externa que genere un voltaje, al cual se sincroniza el inversor. Cabe resaltar que sin esta red, el inversor no puede funcionar.</p>	
<p><b>PROTECCIONES</b></p>	<p>Los sistemas solares deben estar protegidos con dispositivos que eviten el daño a los equipos principales y al lugar de conexión. Estas protecciones deben estar instaladas tanto en el lado de corriente directa (DC) del circuito, como en el lado de corriente alterna (AC). Por lo general, estas protecciones constan de fusibles, interruptores termomagnéticos y dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS).</p>	
<p><b>ESTRUCTURA</b></p>	<p>Es el conjunto de soportes, rieles, uniones y grapas donde reposan los paneles fotovoltaicos. Generalmente son fabricados en aluminio para garantizar la vida útil del sistema (25-30 años). Estos materiales cuentan con una perfilera especial que varía de acuerdo al fabricante y que facilita la instalación de los equipos en sitio. Los componentes de la estructura dependen de la superficie de instalación del sistema.</p>	

Tabla 1 Principales componentes de un sistema fotovoltaico

## 4.2 Estaciones de carga

Existen dos tipos básicos de vehículos eléctricos que requieren recarga de batería: eléctricos e híbridos enchufables. La recarga se logra a través de conexiones a equipos de carga (estaciones de carga), los cuales son un sistema de protección que se comunica con los vehículos y monitorea la actividad eléctrica para asegurar una recarga segura. Si bien el “cargador” realmente está contenido en el vehículo, el dispositivo comúnmente conocido como estación de carga es el dispositivo de conducto, control y monitoreo que conecta el vehículo a la red eléctrica. (Vermont Energy Investment Corporation, 2014)

Cuando se carga un vehículo con un conector de puerto de corriente alterna (AC), la electrónica del cargador dentro del vehículo invierte la energía de AC suministrada por la estación de carga en corriente directa (DC) para almacenarla en la batería. Las estaciones de carga rápida DC proporcionan corriente directa de alto voltaje (generalmente más de 400 V) directamente al sistema de batería de un vehículo eléctrico [2].



Existe estándar europeo y americano en relación con las estaciones de carga para los vehículos eléctricos. Sin embargo, en la resolución 40223 de 2021 del Ministerio de Minas y Energía de Colombia (MME) se incluyeron los niveles de carga establecidos en el estándar americano. Dicho estándar fue establecido por la sociedad de ingeniería automotriz de Estados Unidos (SAE: Society of Automotive Engineering).

La velocidad de carga depende de tres componentes: la estación de carga (que es la fuente de alimentación), el cable de carga y el cargador integrado. Una parte importante del cable de carga es su conector. [3]

Los diferentes tipos de conectores se pueden dividir aproximadamente según la región donde se usan más. Aunque esta es una declaración simplificada. Las estaciones de carga de AC generalmente no tienen un cable de carga integrado, por lo que el conductor lleva el cable que se adapta a su automóvil y el problema con los tipos de conectores básicamente se elimina. Las estaciones de carga rápida de DC siempre tienen un cable conectado por razones de seguridad, por la cantidad de corriente, por el precio y el peso del cable. Por esta razón, es necesario seleccionar una estación que tenga el conector adecuado. [3]

Los tipos de conectores para vehículos eléctricos en el mercado se explican a continuación:

#### 4.2.1 Conectores de Corriente Alterna:

	<p><b>Tipo 1 (J1772):</b> El Tipo 1 se usa principalmente en Norte America y Asia. La principal desventaja de este enchufe es que solo permite el uso de una fase (no de tres fases) y no admite un sistema de bloqueo automático incorporado (el bloqueo automático evita que personas aleatorias desconecten el enchufe). [3]</p> <p>(Opel, Ampera , Nissan Leaf , Nissan ENV200, Mitsubishi Outlander , Mitsubishi iMiev , Peugeot iON , Citroën C Zero, Renault Kangoo ZE ( type 1), Ford Focus electric, Toyota Prius Plug in y KIA SOUL EV)</p>
	<p><b>Tipo 2 (Mennekes):</b> Los automóviles europeos utilizaron el conector Tipo 1 hasta que los principales fabricantes de automóviles europeos comenzaron a buscar una nueva solución que pudiera aprovechar las tres fases.</p> <p>En 2003 se establecieron las nuevas especificaciones IEC 62196 en base a las cuales se produjo el enchufe tipo 2 "Mennekes" y rápidamente se convirtió en el nuevo estándar europeo. Gracias a que ambos tipos de enchufes (tipo 1 y 2) utilizan el mismo protocolo de señalización J1772 para la comunicación, los fabricantes de automóviles pueden fabricar vehículos de la misma manera y solo al final instalan el tipo de enchufe que corresponde al mercado donde se venderá el coche. Los adaptadores pasivos también existen entre los conectores tipo 1 y 2. Otra ventaja importante del enchufe Tipo 2 es que admite un sistema de bloqueo automático incorporado.</p>


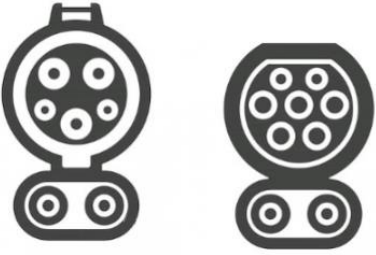

	(BMW i3, i8, BYD E6, Renault Zoe, Tesla Model S, Volvo V60 plug in hybrid, VW Golf plug in hybrid, VW E up, Audi A3 E tron , Mercedes S500 plug in, Porsche Panamera y Renault Kangoo ZE).
	<p><b>GB / T estándar:</b> En China, bajo la supervisión de la Comisión de Normalización de Guobiao, se desarrolló un enchufe GB/T, y actualmente es el único que se utiliza. El hecho de que no existan otros tipos de conectores en todo el país que compitan, facilita el desarrollo de la infraestructura de carga. Cabe señalar que China es el país con la red más densa de estaciones de carga y tiene la mayor participación de autos eléctricos en el mundo.</p> <p>El conector parece ser el mismo que el Tipo 2, pero los cables del interior están dispuestos en orden inverso, por lo que no son compatibles. [3]</p>

Tabla 2 Conectores de Corriente Alterna

#### 4.2.2 Conectores de Corriente Directa:

La carga de corriente directa (DC) permite que el automóvil se cargue significativamente más rápido que la carga de corriente alterna. Actualmente, las estaciones de carga más habituales son las de 50 kWh, pero ya aparecen estaciones de 150 kWh, y están surgiendo cargadores de 270 kWh y 350 kWh, lo que se refleja en la necesidad constante de desarrollar conectores más eficientes. [3]

	<p><b>Sistema de carga combinada Tipo 1 y Tipo 2 (CCS: CCS - Combined Charging System):</b> es una solución para la carga rápida de DC. Estos son los enchufes originales, ya sea Tipo 1 o Tipo 2, a los que se les agregan dos pines más en la parte inferior. En el caso de la carga DC, estos dos pines inferiores participan en la propia carga. De la parte superior se utiliza únicamente el pin de comunicación y el conductor de tierra, que sirve de punto de referencia para los sistemas de protección. Estos conectores pueden soportar potencias de hasta 350 kW.</p> <p>CCS Tipo 1 (Audi, BMW, Porsche y Volkswagen)</p>
	<p><b>CHAdeMO:</b> es el enchufe de DC original desarrollado por cinco fabricantes de automóviles japoneses que han intentado promover este enchufe como un estándar global desde 2010. No funcionó, pero aun así, la cantidad de cargadores con conectores CHAdeMO iba en aumento. De 10.000 en 2015 a 25.600 en 2019 (de los cuales 9.200 están en Europa y 7.600 en Japón).</p> <p>(Nissan Leaf , Nissan ENV200, Mitsubishi Outlander , Mitsubishi iMiev)</p>



	<p><b>GB/T:</b> Al igual que con la carga de AC, China tiene sus propios estándares para la carga DC. GB/T está trabajando actualmente con CHAdeMO para desarrollar una tercera generación de conectores que serían capaces de transmitir 900 kW.</p>
	<p><b>TESLA:</b> Tesla es un tema en sí mismo y tiene conectores diferentes a cualquier otra marca, lo que permite a los clientes de Tesla cargar en sus propias estaciones de carga, que no pueden ser utilizadas por ningún otro vehículo.</p>

Tabla 3 Conectores de Corriente Directa

## 5. RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO

Clase de servicio: Comercial

Potencia máxima proyectada: 250,47 KWp – 414 Paneles de 605W.

Transformador: Transformador trifásico existente (800KVA).

Líneas y redes de baja tensión: Se conecta al tablero de distribución ya existente.

Equipo de medida: Equipo de medida interior nivel 2, con medidor bidireccional.

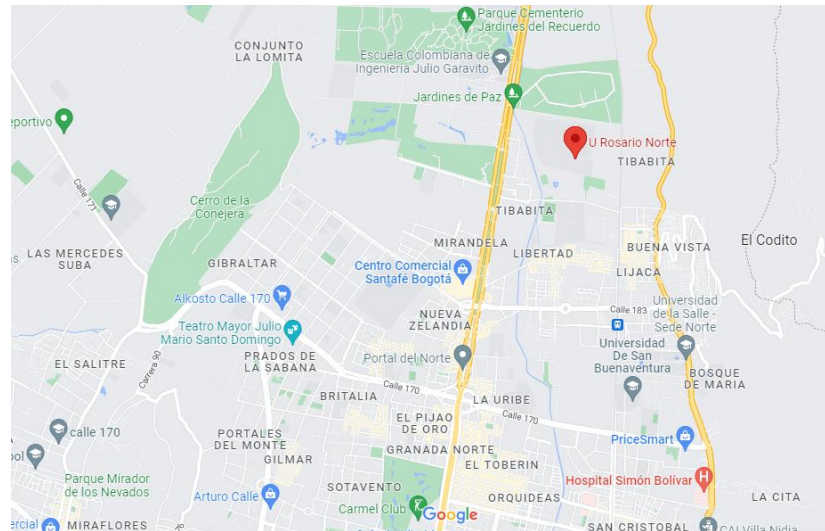
## 6. DESCRIPCION DEL PROYECTO

### 6.1. Localización:

SEIC (Sede de Emprendimiento, Innovación y Creatividad) Universidad del Rosario,

Bogotá.

Coordenadas 4.77464, -74.0354



Fuente: Google Maps 2022

## 6.2. Constructor de la obra:

Grupo 7 – MER U Rosario

## 6.3. Capacidad instalada:

250,47 KWp ON GRID

## 6.4. Características de la carga:

La carga consta de alumbrado y tomas comunes, tomas de aire acondicionado y tomas especiales.

Se instaló un analizador de red durante 7 días (desde el viernes 7/10 hasta el jueves 13/10), para tomar datos de consumo de energía, factor de potencia y otros datos útiles para el análisis eléctrico de la instalación del sistema fotovoltaico.

A continuación, se muestra una gráfica con los datos de consumo promedio diario de energía activa y reactiva de la SEIC de la Universidad del Rosario

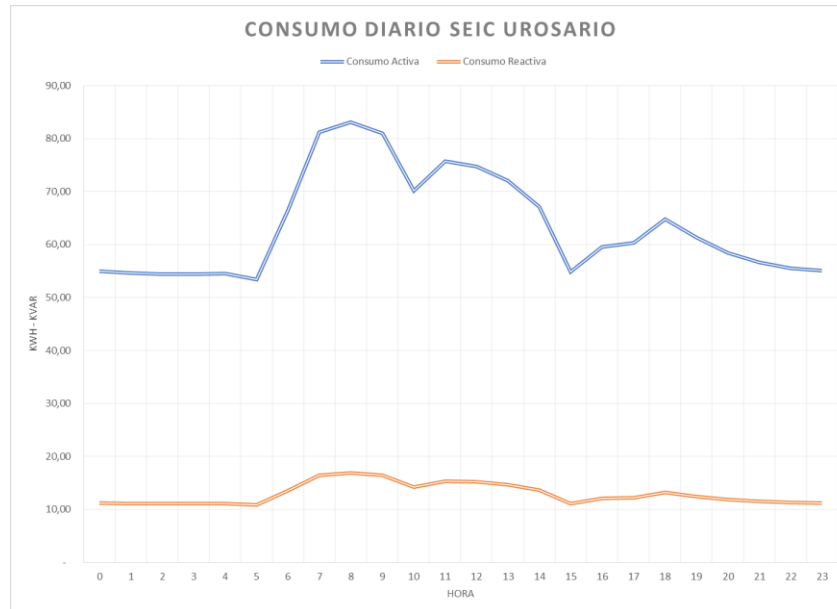


Ilustración 3 Consumo horario SEIC Urosario

### 6.5. Circuito alimentador:

La acometida de baja tensión se deriva de 3 inversores SOLIS de 75KWp

## 7. MEMORIAS DE CÁLCULO

### 7.1. Parámetros de diseño

Tipo de usuario: Comercial

Niveles de tensión: Tensión en AC a la salida del inversor 480V (entre fases) y 277V (fase-neutro). La tensión en DC a la salida de cada panel será de 45.1V en circuito abierto.

Cálculo de paneles: Se utilizarán paneles de 605W

$$\#paneles = \frac{Potencia\ Total}{Potencia\ Panel}$$

$$\#paneles = \frac{250,470W}{605W}$$

$$\#paneles = 414$$

Cálculo del inversor:

$$Potencia\ minima\ en\ inversores = \frac{Potencia\ Sistema}{Ratio}$$

$$Potencia\ minima\ en\ inversores = \frac{250,470W}{1.25}$$

$$Potencia\ minima\ en\ inversores = 200.37\ KW$$

## 7.2. Configuración del sistema

Características de los paneles: CANADIAN SOLAR HiKu MONO 605W

### ELECTRICAL DATA | STC\*

CS7L	580MS	585MS	590MS	595MS	600MS	605MS
Nominal Max. Power (Pmax)	580 W	585 W	590 W	595 W	600 W	605 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.1 V	34.3 V	34.5 V	34.7 V	34.9 V	35.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.02 A	17.06 A	17.11 A	17.15 A	17.20 A	17.25 A
Open Circuit Voltage (Voc)	40.5 V	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V	41.5 V
Short Circuit Current (Isc)	18.27 A	18.32 A	18.37 A	18.42 A	18.47 A	18.52 A
Module Efficiency	20.5%	20.7%	20.8%	21.0%	21.2%	21.4%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC) or 1000V (IEC)					
Module Fire Performance	CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	30 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

Tabla 4 Ficha Técnica Panel Solar

Características del inversor: SOLIS (75-100)K-5G-US

Modelo	Solis-75K-5G-US	Solis-80K-5G-US	Solis-90K-5G-US	Solis-100K-5G-US
<b>Entrada (CC)</b>				
Voltaje máxima de entrada			1000 V	
Voltaje de nominal			600 V	
Voltaje de arranque			195 V	
Rango de voltaje MPPT			180-1000 V	
Corriente máxima de entrada	8*26 A	9*26 A	10*26 A	
Corriente máxima de cortocircuito	8*40 A	9*40 A	10*40 A	
Número de MPPT/Número máxima de cadenas de entrada	8/16	9/18	10/20	
<b>Salida (CA)</b>				
Potencia nominal de salida	75 kW	80 kW	90 kW	100 kW
Potencia máxima de salida aparente	75 kVA	80 kVA	90 kVA	100 kVA
Potencia máxima de salida	75 kW	80 kW	90 kW	100 kW
Voltaje nominal de la red		3Φ/PE, 480 V		
Frecuencia nominal de la red		60 Hz		
Corriente máxima de salida	90.2 A	96.2 A	108.3 A	120.3 A
Factor de potencia		>0.99 (0.8 que lleva a 0.8 de retraso)		
THDi		<3%		

Tabla 5 Características del Inversor

De acuerdo con las características de los equipos a utilizar, la configuración del sistema se determina de la siguiente manera:

Numero de paneles en serie:

$$\#MAX \text{ Paneles Serie} = \frac{\text{Voltaje MAX Inversor MPPT}}{\text{Voltaje circuito abierto}}$$

$$\#Paneles Serie = \frac{1000V}{45.1V}$$

$$\#Paneles Serie = 22.17 = 22$$

Numero de paneles en paralelo:

El inversor a utilizar tiene 8 MPPT con capacidad de:

- Max Isc: 40 A.
- Max Imp: 26 A

$$\#Max\ Paneles\ Paralelo\ MPPT\ (ISC) = \frac{Isc\ max\ MPPT\ Inversor}{Corriente\ Corto\ Circuito\ Panel}$$

$$\#Max\ Paneles\ Paralelo\ MPPT\ (ISC) = \frac{40\ A}{18.52\ A} = 2.16$$

$$\#Paneles\ Paralelo\ MPPT = 2$$

$$\#Max\ Paneles\ Paralelo\ MPPT\ (Imp) = \frac{Imp\ max\ MPPT\ Inversor}{Imp\ Circuito\ Panel}$$

$$\#Max\ Paneles\ Paralelo\ MPPT\ (Imp) = \frac{26\ A}{17.25\ A} = 1.5$$

$$\#Max\ Paneles\ Paralelo\ MPPT\ (Imp) = 1$$

Teniendo en cuenta los cálculos anteriores, cada inversor está en la capacidad de recibir máximo 1 String de 22 Paneles en serie por MPPT. Sin embargo, debido a las corrientes de corto circuito, se podría instalar 2 Strings por MPPT. El inversor, debido a su límite de capacidad de corriente, solo permite 1 String. Para no afectar el correcto funcionamiento de los inversores, se decidió utilizar 1 String por MPPT en todos los inversores.

La SEIC cuenta con varias edificaciones donde se podría instalar el sistema fotovoltaico. Por recomendaciones de las directivas, se usarían dos de los edificios recientemente construidos.

- Edificio 1
- Edificio 2

El edificio 1 tiene cubiertas con 2 inclinaciones, con las siguientes características:

- Cubierta 1: Azimut  $-80^\circ$ , Inclinación  $10^\circ$
- Cubierta 2: Azimut  $100^\circ$ , Inclinación  $10^\circ$

El edificio 2 cuenta con varias cubiertas en diferentes sentidos. Sin embargo, para considerar posibles futuras ampliaciones, y optimizar el área de instalación & configuración del sistema, se decidió utilizar 2 cubiertas con las siguientes características:

- Cubierta 3: Azimut  $10^\circ$ , Inclinación  $10^\circ$
- Cubierta 4: Azimut  $-170^\circ$ , inclinación  $10^\circ$

El sistema MPPT (seguidor de punto de máxima potencia) es un sistema de control que permite que los paneles trabajen siempre en su punto de máxima potencia. Adicional a esto, mantiene independientes las características de voltaje y corriente de otros MPPT, en el mismo inversor. Es decir, se pueden tener varias configuraciones con diferentes características eléctricas entre dos o más MPPT, y no se verían afectados entre ellos.

Debido a que el lugar de instalación propuesto cuenta con diferentes inclinaciones, y los dos edificios escogidos se encuentran separados uno del otro, se decidió dividir el sistema fotovoltaico en 2 Subsistemas.

- Subsistema 1: 276 paneles de 605W y 2 inversores de 75KW conectados de la siguiente manera:
  - Inversor 1:
    - MPPT 1: 18 Paneles en serie (Cubierta 1)
    - MPPT 2: 18 Paneles en serie (Cubierta 1)
    - MPPT 3: 18 Paneles en serie (Cubierta 1)
    - MPPT 4: 18 Paneles en serie (Cubierta 1)
    - MPPT 5: 18 Paneles en serie (Cubierta 1)
    - MPPT 6: 18 Paneles en serie (Cubierta 1)
    - MPPT 7: 18 Paneles en serie (Cubierta 1)
    - MPPT 8: 18 Paneles en serie (Cubierta 1)
  - Inversor 2:
    - MPPT 1: 18 Paneles en serie (Cubierta 1)
    - MPPT 2: 18 Paneles en serie (Cubierta 1)
    - MPPT 3: 16 Paneles en serie (Cubierta 2)
    - MPPT 4: 16 Paneles en serie (Cubierta 2)
    - MPPT 5: 16 Paneles en serie (Cubierta 2)
    - MPPT 6: 16 Paneles en serie (Cubierta 2)
    - MPPT 7: 16 Paneles en serie (Cubierta 2)

- MPPT 8: 16 Paneles en serie (Cubierta 2)
  
- Subsistema 2: 138 paneles de 605W y 1 inversor de 75KW conectados de la siguiente manera:
  - Inversor 3:
    - MPPT 1: 18 Paneles en serie (Cubierta 3)
    - MPPT 2: 18 Paneles en serie (Cubierta 3)
    - MPPT 3: 18 Paneles en serie (Cubierta 3)
    - MPPT 4: 18 Paneles en serie (Cubierta 3)
    - MPPT 5: 18 Paneles en serie (Cubierta 3)
    - MPPT 6: 16 Paneles en serie (Cubierta 4)
    - MPPT 7: 16 Paneles en serie (Cubierta 4)
    - MPPT 8: 16 Paneles en serie (Cubierta 4)

A continuación, se presenta un diseño preliminar de la instalación del sistema fotovoltaico, utilizando las 2 edificaciones disponibles. Estos diseños están sujetos a cambios que se pueden presentar en el momento de la instalación.



Ilustración 4 Render Edificio 1

Cubierta 1: Cubiertas en color **AMARILLO** con inclinaciones hacia el Occidente

- Azimut  $-80^{\circ}$ , Inclinación  $10^{\circ}$

Cubierta 2: Cubiertas en color **ROJO** con inclinaciones hacia el Oriente

- Azimut  $100^{\circ}$ , Inclinación  $10^{\circ}$



Ilustración 5 Render Edificio 2

Cubierta 3: Cubiertas en color **VERDE** con inclinaciones hacia el Norte

- Azimut  $10^{\circ}$ , Inclinación  $10^{\circ}$

Cubierta 4: Cubiertas en color **MORADO** con inclinaciones hacia el Sur

- Azimut  $-170^{\circ}$ , Inclinación  $10^{\circ}$

### 7.3. Protecciones en DC

#### Protecciones de sobre corriente:

El ajuste de dispositivos de protección contra sobre corriente en un sistema fotovoltaico no debe ser menor al 125%, (sin superar la capacidad máxima de corriente del MPPT del inversor), según la NTC 2050 – Sección 690-8a. Por lo tanto:

$$I_{PTM} = I_{MAX} * 25\%(\text{MPPT})$$

$$I_{PTM} = I_{MAX} * 1.25$$

$$I_{PTM} = 18.52 * 1.25 = 23.15A \approx 25A$$

#### Protecciones Fusible:

$$I_{FUSIBLE} = I_{MAX} * 1.56$$

$$I_{FUSIBLE} = 18.52 * 1.56 = 28.89A \approx 30A$$

A continuación, se calculan los voltajes límites para la protección termomagnética:

$$V_{MAX} = V_{MAXPANEL} * \#PANEL_{SERIE}$$

$$V_{MAX} = 45,1 \text{ V} * 20$$

$$V_{MAX} = 902V$$

Para la protección de sobre corriente en el Sistema fotovoltaico, se procede a instalar **fusibles de 30A y protecciones termomagnéticas de 25A para cada String.**

Con esto, se garantiza que la protección termomagnética se dispare primero, antes que se queme el fusible.

#### DPS:

Según la norma europea EN 50539-11, se selecciona un DPS tipo II contra sobretensiones transitorias inducidas.

Se escoge un DPS de 1000V ya que la entrada máxima de cada MPPT es de 1000V. Con esto, se garantiza que se puedan hacer ampliaciones a la máxima capacidad del inversor, y al mismo tiempo, se protegen los MPPT de cada inversor para que no sufran daños por sobretensiones en el sistema.

Se planea instalar **1 DPS tipo II de 1000V por cada MPPT** del sistema.

#### 7.4. Protecciones en AC

$$I = \frac{75,000W}{440 * \sqrt{3}V}$$

$$I = 98.41 A$$

Se realizan correcciones por ductos y temperatura (90%):

$$\frac{98.41 A}{0.9} = 109.34 A$$

$$I = 3 * 109.34 A$$

#### 7.5. Cálculo del conductor

El valor de la corriente de cada inversor permite estimar el calibre de los conductores. Este calibre estará determinado por el valor de la corriente nominal, multiplicado por un factor de 1.25. De esta manera, la corriente que tendrá que soportar el conductor es de **137A**.

Sección trans.	Temperatura nominal del conductor [Ver Tabla 310.104(A).]						Calibre
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
	Tipos TW, UF	Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	Tipos TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	Tipos TW, UF	Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE	Tipos TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm <sup>2</sup>	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG kemil
0,82	—	—	14	—	—	—	18**
1,31	—	—	18	—	—	—	16**
2,08	15	20	25	—	—	—	14**
3,30	20	25	30	15	20	25	12**
5,25	30	35	40	25	30	35	10**
8,36	40	50	55	35	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	55	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	115	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,2	110	130	145	85	100	115	1
53,5	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	195	230	260	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	350	420	475	285	340	385	600
354,69	385	460	520	315	375	425	700
380,02	400	475	535	320	385	435	750
405,36	410	490	555	330	395	445	800
456,03	435	520	585	355	425	480	900
506,7	455	545	615	375	445	500	1 000
633,38	495	590	665	405	485	545	1 250
760,05	525	625	705	435	520	585	1 500
886,73	545	650	735	455	545	615	1 750
1013,4	555	665	750	470	560	630	2 000

\* Para los factores de corrección de la capacidad de corriente (*ampacity*) cuando la temperatura ambiente es distinta a 30 °C Ver la sección 310.15(B)(2). Consulte la sección 310.15(B)(3)(a) para más de tres conductores portadores de corriente.

\*\* Para limitaciones de protección contra sobrecorriente del conductor Ver sección 240.4(D).

Tabla 6 CONDUCTORES NTC 2050 [4]

El cable THHN-THWN-2 soporta hasta 90°C. Sin embargo, el cable se dimensiona para que opere a menos de 75°C. Por esta razón, se escoge el calibre 1/0 AWG, con una sección transversal de 53,5 mm<sup>2</sup>, que soporta una corriente máxima de **150A a 75°C**.

El interruptor termomagnético de cada inversor estará dado por la corriente máxima del conductor, dividido en un factor de 1.25. Con esto, se garantiza que el conductor no sufra ningún sobrecalentamiento, ya que el breaker se dispararía antes.

$$\frac{150 A}{1,25} = 120 A$$

Se planea instalar una **protección termomagnética AC de 3\*120A** para cada inversor.

Para el cálculo del conductor de tierra, se tiene en cuenta el calibre de la acometida principal y la tabla 250-95 de la NTC 2050.

Corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, tubos conduit, etc. (A)	Sección Transversal			
	Alambre de cobre		Alambre de aluminio o de aluminio revestido de cobre *	
	mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil	mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil
15	2,08	14	3,30	12
20	3,30	12	5,25	10
30	5,25	10	8,36	8
40	5,25	10	8,36	8
60	5,25	10	8,36	8
100	8,36	8	13,29	6
200	13,29	6	21,14	4
300	21,14	4	33,62	2
400	26,66	3	42,20	1
500	33,62	2	53,50	1/0
600	42,20	1	67,44	2/0
800	53,50	1/0	85,02	3/0
1.000	67,44	2/0	107,21	4/0
1.200	85,02	3/0	126,67	250 kcmil
1.600	107,21	4/0	177,34	350 kcmil
2.000	126,67	250 kcmil	202,68	400 kcmil
2.500	177,34	350 kcmil	304,02	600 kcmil
3.000	202,68	400 kcmil	304,02	600 kcmil
4.000	253,25	500 kcmil	405,36	800 kcmil
5.000	354,69	700 kcmil	608,04	1.200 kcmil
6.000	405,36	800 kcmil	608,04	1.200 kcmil

Tabla 7 Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos [4]

Teniendo en cuenta que la acometida principal es calibre 1/0 AWG, el cual soporta una corriente máxima de 150A, **el conductor de tierra deberá ir en calibre 6 AWG.**

7.6. Cálculo de ductos

El calibre del cable permite calcular el diámetro de los conductores a utilizar. Se conoce que de cada inversor salen 3 fases en 1/0 AWG, Neutro en 2 AWG y tierra en 6 AWG. Por lo tanto, se escoge el diámetro del ducto de 2” por inversor:

MÁXIMA CANTIDAD DE CONDUCTORES ADMISIBLE EN TUBERÍA CONDUIT PVC TIPO A CABLES TW O THW Y THHN/THWN 90° C												
Calibre AWG o kcmil	DIÁMETRO NOMINAL DEL TUBO (Pulgadas, mm)											
	1/2 pulgada, 21 mm		3/4 pulgada, 26 mm		1 pulgada, 33 mm		1 1/4 pulgada, 42 mm		1 1/2 pulgada, 48 mm		2 pulgadas, 60 mm	
	TW, THW	THHN/ THWN 90° C	TW, THW	THHN/ THWN 90° C	TW, THW	THHN/ THWN 90° C	TW, THW	THHN/ THWN 90° C	TW, THW	THHN/ THWN 90° C	TW, THW	THHN/ THWN 90° C
14	11	16	18	27	31	44	51	73	67	96	105	150
12	8	11	14	19	24	32	39	53	51	70	80	109
10	6	7	10	12	18	20	29	33	38	44	60	69
8	3	4	6	7	10	12	16	19	21	25	33	40
6	1	3	3	5	6	8	9	14	13	18	20	28
4	1	1	2	3	4	5	7	8	9	11	15	17
2	1	1	1	1	3	3	5	6	7	8	11	12
1	1	1	1	1	1	2	3	4	5	6	7	8
1/0	1	1	1	1	1	2	3	4	4	5	6	8
2/0	-	1	1	1	1	1	2	3	3	4	5	6
3/0	-	-	1	1	1	1	1	2	3	3	4	5
4/0	-	-	1	1	1	1	1	1	2	3	4	4
250	-	-	-	1	1	1	1	1	1	2	3	3
300	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	2	3
350	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	2	2
400	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	2
500	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 8 Cálculo de Conductores [4]

8. SIMULACIÓN

Se realizó una simulación en el software PVSOL 2022 con los datos meteorológicos de un año típico en METEONORM 8.1. Se anexa el archivo de simulación a la presente entrega.

En la simulación se tuvo en cuenta las 4 orientaciones de las inclinaciones que se tienen en las cubiertas, así como la cantidad de paneles a instalar en cada una de ellas. Adicionalmente, se configuró el sistema de la misma forma a como se planteó en el capítulo anterior.

De esta simulación se obtienen los siguientes resultados:

## 8.1. Producción del Sistema

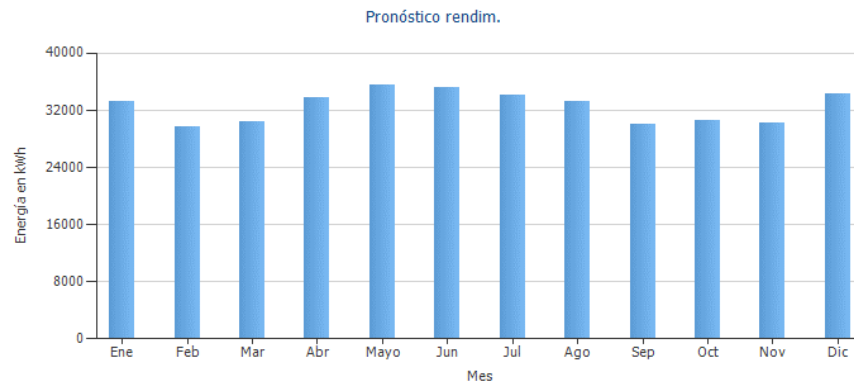


Ilustración 6 Pronóstico mensual de producción del sistema fotovoltaico

En la gráfica anterior, se observa que el mes más bajo de producción energética es febrero, con 29,547 kWh, y el mes más alto en producción es mayo, con 35,468 kWh. De los resultados anteriores, se obtiene una producción mensual promedio de 32,046 kWh. En consecuencia, se deduce que las horas solares pico promedio en el año del sitio de instalación son de 4.26 horas diarias.

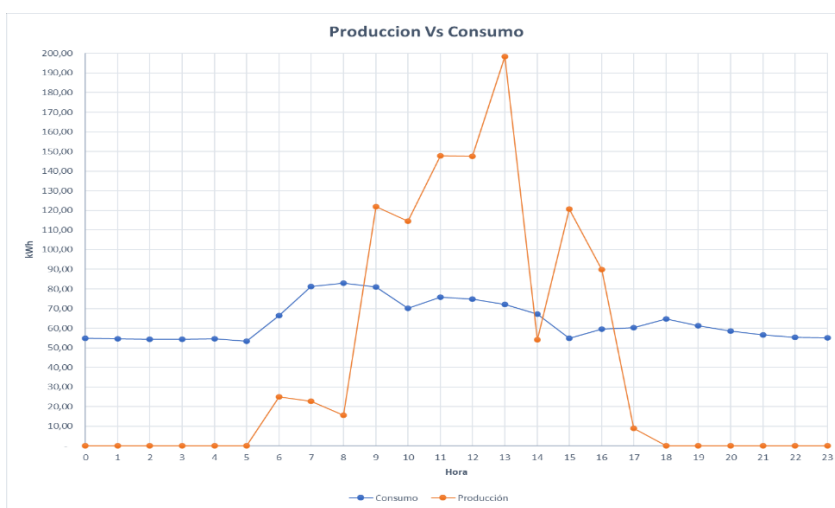
MES	PRODUCCION [kWh]	HSP	CONSUMO [kWh]	% AHORRO
Enero	33254	133	33600	99%
Febrero	29547	118	45240	65%
Marzo	30359	121	52440	58%
Abril	33686	134	47880	70%
Mayo	35468	142	47880	74%
Junio	35182	140	46320	76%
Julio	34039	136	47862	71%
Agosto	33261	133	49548	67%
Septiembre	30067	120	50663	59%
Octubre	30500	122	48661	63%
Noviembre	30229	121	47558	64%
Diciembre	34298	137	39223	87%
VALORES PROM	32046	4,26	45771	70%

Tabla 9 Cálculo del porcentaje de ahorro energético promedio

## 8.2. Producción - Consumo

De acuerdo con los resultados obtenidos de generación del sistema fotovoltaico, se proyecta el cambio en las curvas de consumo de la sede. Se analizó exhaustivamente las horas del día donde el sistema fotovoltaico afecta la calidad de energía y el factor de potencia del SEIC.

Para la curva de consumo de activa, se toman los datos de consumo obtenidos de la medición del analizador de red. Para la curva de producción, se usan los datos obtenidos de la simulación meteorológica que realiza METEONORM 8.1 en el software PVSol 2022 en un día cualquiera del año, donde las horas solares pico del día corresponden con el promedio diario del año.



En la gráfica anterior se observa que entre las 8 y 9 de la mañana se cubre el 100% del consumo de la sede, y a partir de allí se empieza a inyectar a la red. Según la gráfica, el 42% de la energía generada se inyecta a la red, mientras que el 58% es consumido directamente. Esta curva de producción puede variar de acuerdo con los datos de radiación de cada día, así como también los porcentajes de inyección y consumo directo.

### 8.3. Proyección Nuevo Consumo

Con los datos de generación diaria del sistema, se calculó el nuevo consumo de energía proyectado para la SEIC de la Universidad del Rosario. Se tuvo en cuenta la reducción del consumo de energía activa y reactiva del lugar.

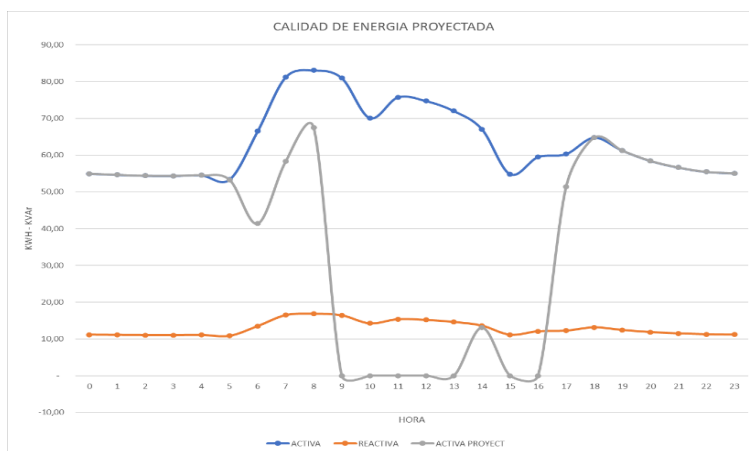


Ilustración 7 Calidad de Energía Proyectada

Los inversores propuestos tienen un factor de potencia a la salida en AC de más de 0.99, lo que significa que la producción de energía del sistema sólo va a ser de energía activa.

En la gráfica se observa que el comportamiento de la energía reactiva es el mismo que antes del sistema fotovoltaico. La reducción más notoria, se aprecia a las 9am, donde por más de 5 horas, la SEIC va a estar alimentada sólo por energía solar.

Como el consumo de activa es tan notable, se debe tener en cuenta los ítems de facturación estipulados por la resolución CREG 015 de 2018[5], donde se determina que

se exime del cobro de energía reactiva, si el valor de esta no supera el 50% del valor de la energía activa en un periodo de una hora.

A continuación, se presentan los porcentajes de energía reactiva durante un día de funcionamiento del SSFV.

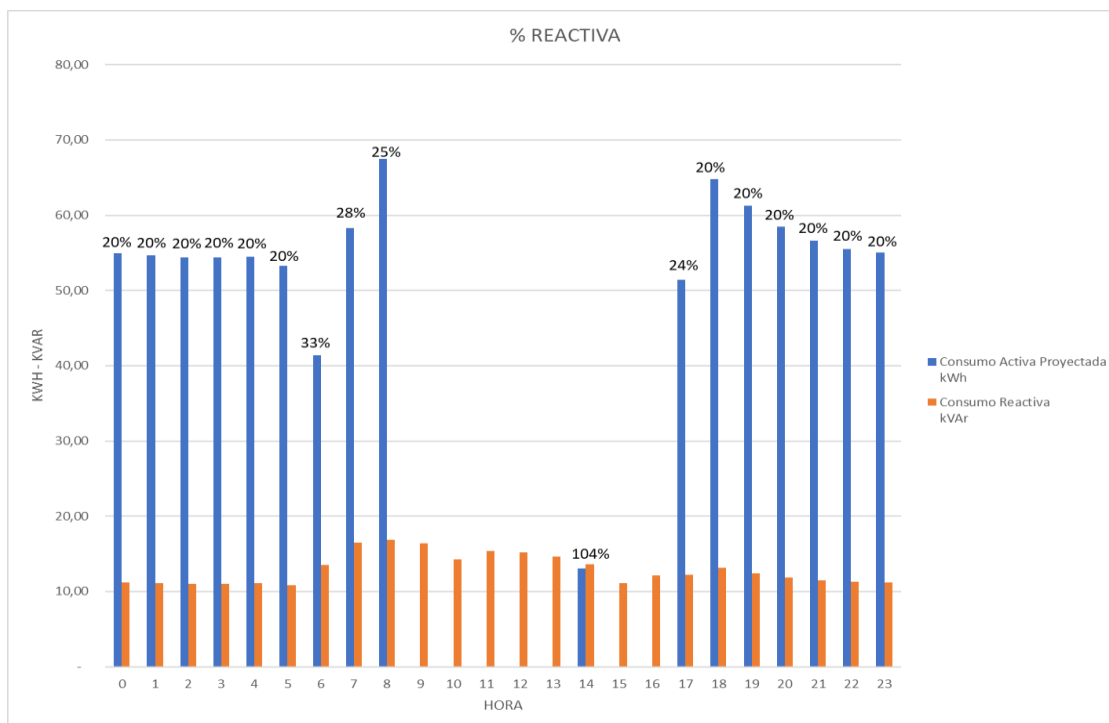


Ilustración 8 Porcentaje de Energía Reactiva diaria

Las horas con porcentajes mayores al 50% son desde las 9am hasta 4pm. Para corregir este fenómeno, se sugiere instalar un banco de condensadores automatizado, que supla la energía reactiva que consume el lugar en las horas donde se supera el 50% del consumo de energía reactiva del lugar. Con esto, se garantiza que no se le hagan cobros adicionales a la SEIC en la tarifa de energía, debido a la producción del sistema solar fotovoltaico.

## **9. SISTEMA DE PRUEBAS Y ENSAYO**

Se planteó un sistema fotovoltaico híbrido de pruebas y ensayo para que los estudiantes y docentes de la institución disfruten de un laboratorio de energías renovables donde pueden tomar mediciones de los parámetros eléctricos del sistema y además de eso hacer diferentes configuraciones según lo requieran.

Este sistema fotovoltaico cuenta con 12 paneles LONGI de 450W que producen una energía diaria promedio de 23 kWh según METEONORM 8.1. El sistema cuenta con un inversor cargador POWEST de 5kW que tiene unas características de entrada PV de 145VDC para circuito abierto y de 120A, y una configuración de baterías a 48V; también cuenta con una entrada en AC de 220V a 60Hz.

Se planteó un banco de 4 baterías INTI de 150Ah a 24V, para una capacidad total de 14.4kWh. Con esto se garantiza que el sistema solar sea capaz de alimentar el banco de baterías aun en un día de baja radiación. El sistema de pruebas y ensayo cuenta con un barraje para cargas puntuales, allí los estudiantes podrán conectar cargas con diferentes características y ver como los equipos responden ante esta demanda de energía.

Se anexa diagrama unifilar del sistema de prueba con los espacios de trabajo y los equipos de instrumentación a utilizar en cada uno de los circuitos del sistema, así como también las fichas técnicas de los equipos a utilizar para que los estudiantes y docentes tengan conocimiento de las características de eléctricas de cada uno de ellos en el momento de la configuración del sistema.

Se recuerda que cada circuito debe estar protegido por dispositivos externos para garantizar el correcto funcionamiento del sistema.

## 10. ESTACION DE CARGA PARA VEHICULOS ELECTRICOS

De acuerdo con las recomendaciones de las directivas se planteo un sistema de carga eléctrica vehicular, alimentado por 3 electrolineras marca circontrol, 2 bifasicas tipo 1 y tipo 2 y una trifásica tipo 1 que permite cargas carros de las diferentes marcas comerciales que hay en el mercado Colombiano

Esta estación estará conectada a la subestación eléctrica principal de la SEIC en el barraje de baja tensión a 440V. el consumo de la estación varía de acuerdo con los hábitos de carga que se estipulen en universidad; sin embargo, se planea que el este consumo sea suministrado por el sistema On-Grid propuesto en el capítulo 6.

Se anexa diagrama unifilar de la conexión de la estación de carga integrado al barraje de baja tensión donde se encuentra el sistema solar On-Grid.



Ilustración 9 Diseño de estación de carga

## 11. MODELO FINANCIERO

### 11.1. Metodología General del Modelo y Supuestos

El modelo financiero fue diseñado con el objetivo de estimar el flujo de caja en los escenarios de no desarrollar el proyecto fotovoltaico (Do Nothing) y de realizar el proyecto fotovoltaico (Do Something). Es importante aclarar que, para el análisis financiero del proyecto, sólo se consideró la inversión relacionada a la producción de energía fotovoltaica conectada a la red. Por lo tanto, en el análisis financiero se excluyó la inversión de la estación de carga para vehículos, la inversión del sistema offgrid y el banco de pruebas, debido a que dichas inversiones tienen un propósito más pedagógico que económico.

La diferencia entre el flujo de caja del escenario “Do Something” y el escenario “Do Nothing”, se conoce como el flujo de caja incremental del proyecto. Este flujo de caja incremental se usa para calcular el valor presente neto de los flujos (VPN), la tasa interna de retorno (TIR) y el tiempo estimado en años para recuperar la inversión (PAYBACK). El número de años de proyección de los flujos fue para un total de 25 años, el cual es el tiempo esperado de operación del sistema fotovoltaico.

En el escenario “Do Nothing” se estimó el flujo de caja de seguir comprando electricidad a la red, la misma cantidad de KWh que serían producidos por el sistema fotovoltaico. Se estimó que el precio promedio por KWh actualmente pagado por la Universidad del Rosario en la SEIC es de COP\$ 680, el cual se proyectó que crece con la inflación anual.

A continuación, se presenta la inflación anual estimada para los próximos años:

	2022	2023	2024	2025	2026
Inflación Colombia	12.0%	15.0%	15.0%	10.0%	5.0%

En el escenario “Do Something” se estimó el flujo de caja de desarrollar el proyecto fotovoltaico. Existen dos opciones para el desarrollo del proyecto fotovoltaico: 1. la Universidad del Rosario fondea el proyecto con recursos propios y/o deuda; 2. un tercero inversionista fondea el proyecto y le cobra a la universidad una tarifa por KWh.

Para la opción 1, el modelo tiene la funcionalidad de escoger la estructura de capital a aplicar al proyecto; desde 100% recursos propios y 0% deuda, hasta 100% deuda y 0% recursos propios. Adicionalmente, se pueden escoger los parámetros relacionados con la deuda, como lo son la tasa de interés y la duración del crédito. Para la opción 1, se calculó el flujo de caja incremental de la Universidad del Rosario de desarrollar el proyecto. Para este caso, el flujo de caja incluye principalmente capex, opex y los impuestos a los que haya lugar. A continuación se presentan los supuestos de estructura de capital usados en el modelo financiero para la Universidad del Rosario en la opción 1:

INVERSIÓN DIRECTA UROSARIO		
% Equity	%	70%
% Deuda	%	30%
Tasa mensual de la deuda	%	1.20%
Plazo Deuda	# meses	120

Tabla 10 Parámetros en modelo financiero para definición del % de Inversión Directa de la Universidad del Rosario

Para la opción 2, se calculó el flujo de caja de desarrollar el proyecto, tanto para la universidad del Rosario como para el tercero inversionista. Para este caso, los ingresos del tercero inversionista (venta de energía) son los mismos gastos que tendría que asumir la

Universidad del Rosario (compra de energía). Se asumió una tarifa de venta de energía (PPA) de COP\$ 550 / KWh a precios del 2022, indexado anualmente con el IPC.

	2022	2023	2024	2025	2026
Año de Referencia para indexación					
Factor de inflación (2022)	1.00	1.12	1.29	1.48	1.63
Inflación Colombia	12.0%	15.0%	15.0%	10.0%	5.0%
Precio de venta de electricidad a Urosario	550	616	708	815	896

Tabla 11 Proyección tarifa PPA (\$/KWh)

Para las dos opciones del escenario “Do Something” anteriormente descritas, el modelo calcula el flujo de caja incremental, al cual se le calculan el VPN, la TIR y el PAYBACK. El VPN se calculó con una tasa de descuento del 20%, la cual de acuerdo con la teoría del CAPM, es la tasa de retorno de la inversión para el equity o capital (ke).

Tasa de descuento Inversionista (Ke)	%	20%
Tasa libre de riesgo (TES 10 años, cero cupón)	%	13.93%
Beta desapalancado mercados emergentes (Green & Renewable Energy)		0.67
"Equity Risk Premium" para Colombia	%	8.67%

Tabla 12 Cálculo de la Tasa de Descuento

Uno de los módulos más importantes del modelo es el dimensionamiento y estimación del Capex. En el módulo de dimensionamiento se estima el tamaño del sistema fotovoltaico a partir de la curva de demanda de energía en la SEIC. A partir de dicha demanda en KWh, se determina qué porcentaje sería suplido por el sistema fotovoltaico. Para este proyecto se estimó un consumo mensual de 45,771 KWh/mes, y se asumió un 70% de consumo a cubrir con el sistema fotovoltaico.

A partir de estos datos, junto con el recurso solar del sitio, se determina la potencia nominal del sistema a instalar. Para este proyecto, se asumió 4.26 horas pico promedio diarias. Por lo tanto, el sistema fotovoltaico fue dimensionado en 250.47KW.

Con esta información, junto a la caracterización de los principales equipos (paneles solares e inversores), el modelo calcula la cantidad de paneles solares y de inversores, así como la configuración del número de paneles en serie y en paralelo por inversor. Para este proyecto se estimó un total de 414 paneles y 3 inversores. La configuración resultante fue de 18 paneles en serie, para cada uno de los 8 MPPT de los inversores 1 y 2, y 16 paneles en serie, para 7 de los 8 MPPT del inversor 3m y un MPPT con 14 paneles en serie.

En el módulo de la inversión del sistema fotovoltaico, el modelo se diseñó de manera que el valor de los distintos componentes del capex se re-calculen de forma automática, basado en los parámetros de entrada, dependiendo del tamaño del sistema fotovoltaico. A continuación, se muestra el valor estimado del capex:

Suministros	Cantidad	Unidades	Valor Total (COP\$)
Paneles solares monoperc, tilling ribbon, high efficiency	414	#	488,416,500
Inversor On Grid, 8 mppt, optitrack tolerance	3	#	79,170,000
Protecciones DC	24	#	12,075,177
Protecciones AC	6	#	2,274,090
Gabinete electrico (combiner box)	4	#	45,667,440
Cable solar flexible 10,0mm2	2,500	m	22,750,000
Cable de tierra	750	m	11,700,000
Estructuras(Racks-Clamps-anchors)	250	base KW	74,728,609
Cable AC, 2/0 19 hilos	500	m	36,741,250
Coraza, sellantes, tornilleria, abrazaderas, cajas	250	base KW	18,226,367
Diseño electrico detallado, simplificado	1	#	9,282,000
Medidor bidireccional	1	#	5,978,372
Smartmeter	1	#	3,867,500
Ingenieria de precisión y Mano de obra	125	# días	96,687,500
Transporte Suministros y personal	125	# días	32,500,000
Certificacion Retie	1	#	30,940,000
Estudio del Punto de Conexión	1	#	18,564,000
Instalacion y suministro linea de vida	1	#	26,299,000
Banco de condensadores	1	#	28,619,500
Aministracion de obra	1	#	26,299,000
<b>TOTALES</b>			<b>1,070,786,305</b>
<b>COP\$ / KW</b>			<b>4,283,145</b>

Tabla 13 Estimación del Capex del sistema fotovoltaico

El modelo financiero tiene la funcionalidad de incluir o no los beneficios tributarios de la ley 1715, los cuales reducen la carga impositiva al poder depreciar el activo (proyecto fotovoltaico) en 5 años en lugar de 20 años, y poder deducir el 50% del valor del impuesto de renta, siempre y cuando el monto de deducción anual no supere el 50% del impuesto gravable. En el caso de la Universidad del Rosario, se asumió una tarifa del 0% del impuesto de renta, por lo cual los incentivos tributarios tienen valor cero.

Con respecto al opex, el modelo calcula el opex para la Universidad del Rosario asociado al mantenimiento del sistema fotovoltaico, en el caso en el que la Universidad

decida fondar el proyecto con recursos propios y/o con deuda. El opex estimado es del 1% anual del valor del capex, indexado anualmente con la inflación de Colombia. En caso de que la Universidad del Rosario decida desarrollar el proyecto bajo la figura de PPA, el modelo calcula el opex para el tercero inversionista que realice la inversión. Para este caso, el opex estimado es del 1.2% anual del valor del capex, indexado anualmente con la inflación de Colombia.

El módulo de la estimación de la producción de electricidad del sistema fotovoltaico es uno de los más importantes, ya que este se usa para para estimar el beneficio económico de la instalación del mismo. Para este proyecto se estimó una degradación del 0.6% anual y un factor de polución del 10%. A continuación, se presenta la estimación anual del recurso solar en KWh:

	2023	2024	2025	2026
Capacidad Instalada Sistema Fotovoltaico				
Degradación anual Páneles	0.00%	0.40%	0.60%	0.60%
Degradación acumulada Páneles	0.00%	0.40%	1.00%	1.60%
Generación con Sistema Fotovoltaico	112,585	349,497	347,392	345,287

Tabla 14 Estimación de generación fotovoltaica en los primeros años del proyecto

El valor de la generación del año 2023 es menor que la del 2024 ya que se asumió que el sistema fotovoltaico operaría por 4 meses en el año 2023.

## 11.2. Resultados del modelo financiero

A continuación, se presenta el flujo de caja incremental de la opción 1 (para los primeros años), en donde la Universidad del Rosario fondea el proyecto:

**FLUJO DE CAJA PARA UROSARIO**

	2023	2024	2025	2026
<b>FLUJO DE CAJA INCREMENTAL</b>				
Ingresos	-	-	-	-
Costos Asociados	-	-	-	-
Gastos Asociados	82	292	334	365
<b>EBITDA (INCREMENTAL)</b>	<b>82</b>	<b>292</b>	<b>334</b>	<b>365</b>
Depreciación	-	80 -	240 -	240 -
Intereses Deuda	-	17 -	50 -	47 -
Impuestos	-	4	1	1
ICA	-	-	-	-
4 x 1000	-	4	1	1
Contribuciones	-	-	-	-
"Avisos y tableros"	-	-	-	-
Impuesto de Renta	-	-	-	-
<b>Utilidad Neta (INCREMENTAL)</b>	<b>-</b>	<b>20</b>	<b>3</b>	<b>48</b>
Capital de Trabajo	-	-	-	-
Desembolso (Crédito)	360	-	-	-
Pago a capital (Deuda)	-	6 -	18 -	21 -
Capex	-	1,201	-	-
<b>Flujo de Caja (INCREMENTAL)</b>	<b>-</b>	<b>769</b>	<b>275</b>	<b>342</b>

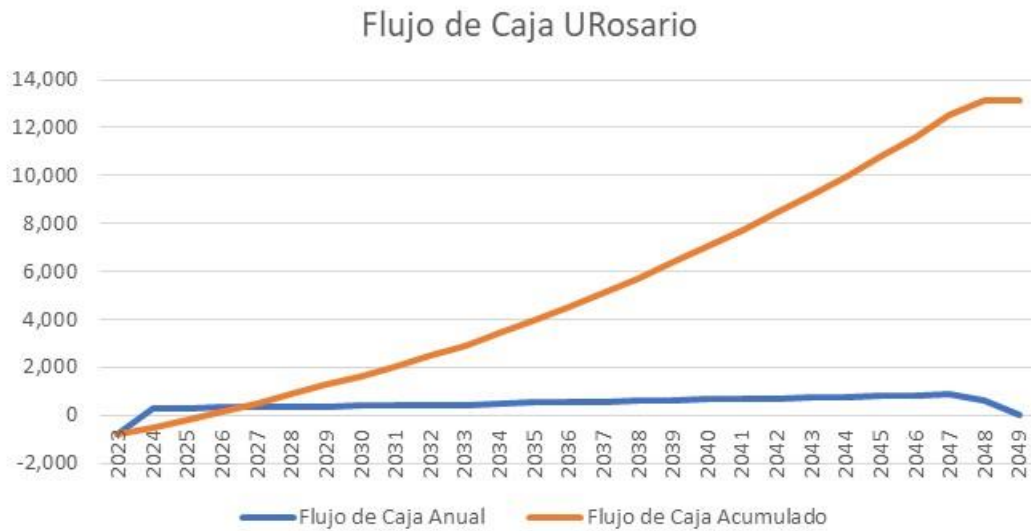
Tabla 15 Flujo de Caja Incremental (para la Universidad del Rosario) de los primeros años de desarrollar el proyecto fotovoltaico

Los resultados del VPN, TIR y payback para la opción 1 se presentan a continuación:

Tasa de Descuento para cálculo del VPN	%	20%
VPN (INCREMENTAL)	COP\$ M	\$1,106
TIR	%	39.72%
Recuperación de la inversión	# años	2.8

Tabla 16 Principales métricas financieras para la Universidad del Rosario de desarrollar el proyecto fotovoltaico

La siguiente gráfica muestra el flujo de caja anual y el flujo de caja acumulado en COP\$. Se evidencia que en el año 2027 la inversión sería recuperada bajo este escenario.



**Ilustración 10 Flujo de Caja para la Universidad del Rosario**

A continuación, se presenta el flujo de caja incremental de la opción 2 (de los primeros años), en donde la Universidad del Rosario firmaría un contrato PPA con un tercero inversionista, quien realiza la inversión del sistema fotovoltaico:

FLUJO DE CAJA PARA UROSARIO					
	2023	2024	2025	2026	
<b>FLUJO DE CAJA INCREMENTAL</b>					
Ingresos	-	-	-	-	-
Costos Asociados	-	-	-	-	-
Gastos Asociados	-	44	59	67	73
<b>EBITDA (INCREMENTAL)</b>	<b>-</b>	<b>44</b>	<b>59</b>	<b>67</b>	<b>73</b>
Depreciación	-	-	-	-	-
Intereses Deuda	-	-	-	-	-
Impuestos	-	0	0	0	0
ICA	-	-	-	-	-
4 x 1000	-	0	0	0	0
Contribuciones	-	-	-	-	-
"Avisos y tableros"	-	-	-	-	-
Impuesto de Renta	-	-	-	-	-
<b>Utilidad Neta (INCREMENTAL)</b>	<b>-</b>	<b>44</b>	<b>59</b>	<b>67</b>	<b>73</b>
Capital de Trabajo	-	-	-	-	-
Desembolso (Crédito)	-	-	-	-	-
Pago a capital (Deuda)	-	-	-	-	-
Capex	-	-	-	-	-
<b>Flujo de Caja (INCREMENTAL)</b>	<b>-</b>	<b>44</b>	<b>59</b>	<b>67</b>	<b>73</b>

Tabla 17 Flujo de Caja Incremental de los primeros años (para la Universidad del Rosario) de firmar PPA con inversionista que desarrolla el proyecto fotovoltaico

El flujo incremental del año 2023 es negativo debido a la comisión de estructuración del PPA (5% del Capex).

Para este caso, debido a que no hay inversión por parte de la Universidad del Rosario solo se puede calcular el VPN:

Tasa de Descuento para cálculo del VPN	%	20%
VPN (INCREMENTAL)	COP\$ M	\$366

Tabla 18 Principales métricas financieras para la Universidad del Rosario de firmar PPA con inversionista que desarrolla el proyecto fotovoltaico

A continuación, se presenta el flujo de caja del inversionista, con el que la Universidad del Rosario firmaría un contrato de PPA en la opción 2:

<b>FLUJO DE CAJA DE INVERSIONISTA (PPA A UROSARIO)</b>				
	2023	2024	2025	2026
Ingresos	69	248	283	309
Costos Asociados				
Gastos Asociados	5	17	19	21
<b>EBITDA (Inversionista)</b>	<b>74</b>	<b>264</b>	<b>302</b>	<b>330</b>
Depreciación	- 80	- 240	- 240	- 240
Intereses Deuda				
Impuestos	- 2	- 8	- 17	- 24
ICA	- 1	- 2	- 3	- 3
4 x 1000	- 5	0	0	0
Contribuciones	-	-	-	-
"Avisos y tableros"	- 0	- 0	- 0	- 0
Impuesto de Renta	- 3	- 5	- 14	- 20
<b>Utilidad Neta (Inversionista)</b>	<b>- 8</b>	<b>- 16</b>	<b>- 45</b>	<b>- 66</b>
Capital de Trabajo	-	-	-	-
Desembolso (Crédito)				
Pago a capital (Deuda)				
Capex	- 1,201	-	-	-
<b>Flujo de Caja (Inversionista)</b>	<b>- 1,129</b>	<b>256</b>	<b>285</b>	<b>306</b>

Tabla 19 Flujo de Caja para Inversionista que desarrolla el proyecto fotovoltaico y vende energía a la Universidad del Rosario a través de contrato PPA

Los resultados del VPN, TIR y payback para el inversionista en la opción 2 se presentan a continuación:

Tasa de Descuento para cálculo del VPN	%	19.8%
VPN (Inversionista)	COP\$ M	\$330
TIR	%	26%
Recuperación de la inversión	# of years	3.4

Tabla 20 Principales métricas financieras para el Inversionista de firmar PPA con la  
Universidad del Rosario

## 12. CONCLUSIONES

Se dimensionó un sistema solar fotovoltaico de 250.47 kW que suministra el 70% de la energía consumida en la SEIC durante un año calendario. El sistema está conformado por 414 paneles de 605W y 3 inversores de 75kW, con una configuración ajustada de acuerdo con las características físicas de las cubiertas (orientación e inclinación), optimizando así la producción de energía.

Esta potencia instalada permite que la SEIC cumpla con sus proyecciones de sostenibilidad energética, donde se quiere diversificar la matriz energética de la universidad. El otro 30% del consumo, puede ser suministrados por diferentes fuentes de energía renovable no convencional como eólica o biomasa.

Con respecto al punto de vista financiero, se observa que el VPN para la Universidad del Rosario en la opción 1 “Desarrollar el proyecto con recursos propios y/o deuda” (COP\$ 1,106M) es mucho mayor que el VPN de la opción 2 “Desarrollo del proyecto por parte de inversionista que vende energía a la Universidad del Rosario a través de un contrato de PPA” (COP\$ 366M); razón por la cual, desde el punto de vista económico, es más beneficioso para la Universidad del Rosario fondear el proyecto con recursos propios y/o deuda, que realizar el proyecto a través de un contrato de PPA donde un inversionista realice la inversión del proyecto fotovoltaico.

A continuación, se presenta un análisis de sensibilidad a la TIR y el VPN para la opción 1, al variar los % de fondeo del proyecto con diferentes proporciones de equity (capital propio) y con variaciones en la tasa de tributación.

	TIR	Impuesto de Renta		
		0%	20%	35%
	% Equity	10%	81.5%	90.0%
20%	69.7%	75.9%	81.7%	
30%	60.5%	64.8%	68.9%	
40%	53.3%	56.2%	58.9%	
50%	47.7%	49.5%	51.1%	
60%	43.3%	44.2%	45.0%	
70%	39.7%	40.0%	40.3%	
80%	36.8%	36.6%	36.5%	
90%	34.3%	33.9%	33.4%	
100%	32.3%	31.6%	30.9%	

	VPN	Impuesto de Renta		
		0%	20%	35%
	% Equity	10%	1,516	1,349
20%	1,447	1,281	1,156	
30%	1,379	1,213	1,088	
40%	1,311	1,144	1,020	
50%	1,242	1,076	951	
60%	1,174	1,008	883	
70%	1,106	939	815	
80%	1,037	871	746	
90%	969	803	678	
100%	901	734	610	

Tabla 21 Análisis de sensibilidad TIR y VPN

Según los resultados de las tablas anteriores, se concluye que, bajo las condiciones de deuda en el escenario base (tasa mensual del 1.2%, plazo de 120 meses), a menor proporción de equity, se obtiene una mayor TIR y VPN. Razón por la cual, sería recomendable para la Universidad del Rosario, fondear el proyecto con una alta proporción de deuda.

El sistema de pruebas y ensayo cuenta con los equipos necesarios para hacer cualquier tipo de estudio eléctrico en el comportamiento de los equipos ante la conexión de diferentes cargas. Esto permitirá un amplio desarrollo práctico de los conocimientos adquiridos en los diferentes programas académicos donde la energía solar o los circuitos eléctricos tienen un componente fundamental.

Con respecto a la estación de carga para el suministro de energía de vehículos eléctricos, inicialmente se planea que el servicio sea pedagógico y no tendría ningún cobro. Sin embargo, una vez aumente la demanda y esta tecnología se difunda en el parque automotor, se podría plantear una remuneración económica con una plataforma de cobro de energía.

### 13 REFERENCIAS

- [1] G. T. R. SmartGridsInfo, «La energía solar registró en 2020 138,2 GW de instalaciones en el mundo, un 18% más que en 2019», *SMARTGRIDSINFO*, 15 de septiembre de 2021. <https://www.smartgridsinfo.es/2021/09/15/energia-solar-registro-2020-138-gw-instalaciones-mundo-18-por-ciento-mas-2019> (accedido 26 de noviembre de 2022).
- [2] M. Falvo, D. Sbordone, I. S. Bayram, y M. Devetsikiotis, «EV charging stations and modes: International standards», presentado en 2014 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, SPEEDAM 2014, jun. 2014, pp. 1134-1139. doi: 10.1109/SPEEDAM.2014.6872107.
- [3] EVEXPERT, «Connector types for EV charging around the world». <https://www.evexpert.eu/eshop1/knowledge-center/connector-types-for-ev-charging-around-the-world>
- [4] ICONTEC, *Código Eléctrico Colombiano (NTC 2050)*, 2017.<sup>a</sup> ed. National Fire Protection Association.
- [5] CREG, «Resolución No. 015 de 2018». 2018. [En línea]. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/\\$file/creg015-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/$file/creg015-2018.pdf)

## **14 ANEXOS**

- Diagrama unifilar sistema solar fotovoltaico
- Hoja de cálculo de caracterización energética de la SEIC
- Archivo de simulación PVSOL 2022
- Diagrama unifilar sistema de pruebas y ensayos
- Diseño estación de carga para vehículos eléctricos
- Modelo financiero del sistema solar fotovoltaico