

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

**ESTUDIOS Y DISEÑOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA  
CENTRAL FOTOVOLTAICA PARA AUTOABASTECIMIENTO DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL EDIFICIO PLATAFORMA  
GUBERNAMENTAL SUR DE DESARROLLO SOCIAL.**

**ANÁLISIS DE COSTOS, ECONÓMICO – FINANCIERO Y PARIDAD  
DE RED DEL PROYECTO DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO.**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO  
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO.**

**MARIO PAÚL SANGUCHO CHUQUITARCO**

**mario.sangucho@epn.edu.ec**

**DIRECTOR: DR.-ING. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ**

**gabriel.salazar@epn.edu.ec**

**DMQ, Septiembre 2023**

## **CERTIFICACIONES**

Yo, Mario Paúl Sangucho Chuquitarco declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

---

**MARIO PAÚL SANGUCHO CHUQUITARCO**

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Mario Paúl Sangucho Chuquitarco, bajo mi supervisión.

---

**DR. ING. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ**  
**DIRECTOR**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

MARIO PAÚL SANGUCHO CHUQUITARCO

DR.- ING. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ

## DEDICATORIA

El esfuerzo puesto en este trabajo se lo dedico a mis padres, Rigoberto y Blanca, quienes han sido mis guías a lo largo de mi vida, orientándome por el camino correcto con su invaluable sabiduría y consejos.

Quiero dedicar este trabajo a mis queridos hermanos, Klever, José y Liliana, quienes han sido mi apoyo incondicional a lo largo de mi vida, brindándome la fortaleza necesaria para superar mis momentos de vulnerabilidad y no dejarme caer.

A mis sobrinos ya que ellos me han sacado una sonrisa cuando tengo mis momentos de preocupación.

A mis abuelitos, aunque ya no los tengo a todos cerca me hubiera gustado que me vean cumpliendo mi sueño.

## AGRADECIMIENTO

A toda mi familia en general ya que todo su apoyo se ve reflejado en este logro.

A todos los miembros que conforman la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica ya que su valiosa enseñanza me permitirá desenvolverme de mejor manera en el mundo laboral.

A los miembros de la Unidad de Mantenimiento Electrónico, un grupo increíble de personas que me permitieron ser miembro de la misma y adquirir mejores conocimientos referente al área de electrónica.

Deseo expresar mi profundo agradecimiento al Dr. Gabriel Salazar por brindarme la oportunidad de realizar con él en este proyecto de Integración Curricular. Me siento enormemente agradecido por su guía acertada durante el desarrollo de este trabajo, así como por su paciencia incondicional cuando enfrentaba dificultades.

Quiero expresar mi gratitud a Help Energy por brindarme la oportunidad de formar parte de su maravillosa empresa. Agradezco especialmente la apertura y confianza que han depositado en mí al permitirme colaborar con excelentes ingenieros que poseen un sólido conocimiento del área eléctrica.

A todo el personal que conforma el Laboratorio de Medición Electrónica de la EEQ, que me permitieron desarrollar mis pasantías, trabajar con todos ellos fue una experiencia gratificante ya que todos los técnicos que laboran ahí siempre estaban dispuestos apoyar con su conocimiento técnico.

En última instancia, deseo expresar mi más sincero agradecimiento a Paola, Alison, Santiago, Jairo, Darwin, Jonathan, Luis y José, quienes se han convertido en grandes amigos a lo largo de mi carrera universitaria. Siempre estuvieron a mi lado, brindándome apoyo tanto académico como social cuando me enfrentaba a momentos difíciles. Su presencia ha sido invaluable y estoy profundamente agradecido por su constante respaldo.

# ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN .....	VII
ABSTRACT .....	VIII
1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO.....	1
1.1 Objetivo general.....	2
1.2 Objetivos específicos .....	2
1.3 Alcance .....	3
1.4 Marco teórico .....	4
1.4.1 Energía Fotovoltaica.....	4
1.4.2 Sistema solar fotovoltaico.....	5
1.4.2.1 Elementos del sistema fotovoltaico .....	5
1.4.3 Costo de la energía fotovoltaica .....	6
1.4.4 Teoría financiera.....	7
1.4.4.1 Ingresos.....	7
1.4.4.2 Egresos.....	7
1.4.4.3 Tasa de descuentos.....	8
1.4.4.3.1 WACC .....	9
1.4.4.3.2 Capital propio .....	9
1.4.4.3.3 Costo del capital propio .....	9
1.4.4.3.4 Deuda con financiamiento .....	10
1.4.4.3.5 Costo del financiamiento.....	11
1.5 Indicadores Financieros .....	11
1.5.1 Valor Actual Neto (VAN).....	11
1.5.2 Tasa Interna de Retorno (TIR).....	13
1.5.3 Índice Neto de Rentabilidad (INR) .....	14
1.5.4 Tiempo Estimado de Retorno de la Inversión (TERI).....	14
1.5.5 Costo Nivelado de Energía (LCOE).....	15
1.6 Paridad de Red .....	16

1.7	Mecanismos de compensación para implementar sistemas fotovoltaicos.	17
1.7.1	Feed in Tariff .....	17
1.7.2	Net Metering.....	18
1.7.3	Net Billing .....	20
2	METODOLOGÍA .....	21
2.1	Factores para tener en consideración .....	22
2.2	Beneficio monetario al incorporar la central fotovoltaica. ....	22
2.3	Detalle de la inversión realizada .....	24
2.4	Horizonte de proyección.....	26
2.5	Análisis de indicadores económicos.....	26
2.5.1	Cálculo del VAN y TIR.....	26
2.5.1.1	Caso de análisis con recursos propios .....	26
2.5.1.2	Caso de análisis con financiamiento .....	31
2.5.2	Cálculo del TERI.....	37
2.5.3	Cálculo del INR.....	37
2.5.4	Cálculo del LCOE .....	38
2.5.4.1	Implementación de métodos del Costo Nivelado de Energía .....	38
2.6	Evaluación de Impacto en el Medio Ambiente .....	41
2.7	Simulación de la evaluación económica en PVsyst .....	42
3	RESULTADOS .....	47
3.1	Resultado de los Indicadores Económicos.....	47
3.2	Análisis de reducción de CO2 .....	52
3.3	Comparación de los resultados manuales y con la simulación .....	53
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	55
4.1	Conclusiones.....	55
4.2	Recomendaciones.....	56
5	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	57
6	ANEXOS.....	60

## RESUMEN

En el presente trabajo, llevaremos a cabo el análisis económico-financiero para evaluar la viabilidad de instalar una central fotovoltaica en el edificio Plataforma Gubernamental Sur de Desarrollo Social. Como parte de este análisis, realizamos una visita técnica al edificio para recopilar datos necesarios y así dimensionar adecuadamente el proyecto.

Una vez obtenidos los datos relevantes, procedimos a cotizar los equipos necesarios para la central fotovoltaica utilizando fuentes confiables. Esto nos permitirá realizar un análisis más preciso y detallado.

Además, investigamos diversas fuentes bibliográficas para determinar la mejor forma de calcular indicadores económicos como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa de Retorno Energético (TERI), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la Tasa Interna de Retorno Incremental (INR). También nos familiarizamos con los métodos de cálculo del Costo Nivelado de Energía (LCOE).

Finalmente, utilizando los datos del dimensionamiento, los costos de inversión y las ecuaciones correspondientes a los indicadores económicos, realizamos los respectivos cálculos y analizamos los resultados obtenidos. Para el cálculo del LCOE, identificamos el método más adecuado, que considera la mayor cantidad de variables relevantes. Este método será fundamental para el análisis de la "Paridad de Red".

En resumen, este trabajo se enfoca en realizar un análisis exhaustivo y detallado, basado en datos concretos y métodos confiables, para analizar la factibilidad económica de instalar una planta fotovoltaica en el edificio Plataforma Gubernamental Sur de Desarrollo Social.

**PALABRAS CLAVE:** Flujo de Fondos, Indicadores económicos, LCOE, Análisis de factibilidad, Net Metering,



## **ABSTRACT**

In the present work, we will carry out an economic-financial analysis to evaluate the feasibility of installing a photovoltaic plant in the South Government Platform for Social Development building. As part of this analysis, we carry out a technical visit to the building to collect the necessary data and thus adequately size the project.

Once the relevant data was obtained, we proceeded to quote the necessary equipment for the photovoltaic plant using reliable sources. This will allow us to perform a more precise and detailed analysis.

In addition, we investigated various bibliographic sources to determine the best way to calculate economic indicators such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Energy Rate of Return (TERI) and Incremental Internal Rate of Return (INR). We also became familiar with the Levelized Cost of Energy (LCOE) calculation methods.

Finally, using the sizing data, the investment costs and the equations corresponding to the economic indicators, we make the respective calculations and analyze the results obtained. For the calculation of the LCOE, we identified the most appropriate method, which considers the largest number of relevant variables. This method will be essential for the analysis of "Network Parity".

In summary, this work focuses on carrying out an exhaustive and detailed analysis, based on concrete data and reliable methods, to evaluate the economic feasibility of installing a photovoltaic plant in the South Government Platform for Social Development building.

**KEYWORDS:** Cash Flow, Economic Indicators, LCOE, Feasibility Analysis, Net Metering,

# 1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

El uso de energías renovables como alternativa a la utilización de recursos fósiles en la producción de energía eléctrica ha demostrado mejorar los niveles de eficiencia energética y promover el cuidado del medio ambiente. En este contexto, la implementación de energía solar fotovoltaica en el Edificio Plataforma Gubernamental Sur de Desarrollo Social se plantea como una excelente opción para el autoabastecimiento de energía eléctrica, involucrando la utilización y avance de conocimientos de ingeniería en el ámbito de la generación de energía.

El análisis económico financiero se convierte en una herramienta esencial para evaluar la viabilidad y rentabilidad de proyectos de este tipo, permitiendo determinar si los beneficios generados por la generación de electricidad solar son suficientes para compensar los costos de inversión, operación y mantenimiento a lo largo del ciclo de vida del proyecto.

Para llevar a cabo el análisis económico financiero de la central fotovoltaica, es necesario considerar varios componentes fundamentales. Entre ellos, se encuentra el análisis de costos para la inversión inicial en equipos solares, los costos de instalación, los gastos de operación y mantenimiento, así como los costos financieros asociados a la obtención de financiamiento. Además, se deben considerar los ingresos generados por la venta de energía eléctrica, los beneficios fiscales y los flujos de efectivo a lo largo del tiempo. La rentabilidad del proyecto se evalúa mediante indicadores financieros tales como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el tiempo necesario para recuperar la inversión, los cuales permiten determinar si el proyecto es financieramente atractivo y si su rentabilidad supera la tasa de descuento aplicada. También, la viabilidad de la instalación de la central fotovoltaica dependerá del análisis del LCOE (Levelized Cost of Energy), ya que su resultado determinará la Paridad de Red.

En el análisis económico financiero, también es crucial considerar los riesgos asociados al proyecto, tales como cambios en los precios de la tarifa de la energía eléctrica, variaciones en los costos de los equipos solares, la disponibilidad de financiamiento y posibles cambios en las políticas energéticas. Además, es importante tener en cuenta los aspectos ambientales y sociales, así como los beneficios adicionales que puede brindar una central fotovoltaica autosustentable, como la disminución de emisiones de gases causantes del efecto invernadero y fomento de la sostenibilidad.

La instalación de una central fotovoltaica en edificios públicos ofrece una serie de beneficios significativos, que incluyen:

- Ahorro de costos a largo plazo al minimizar la dependencia de fuentes de energía convencionales y reducir los precios de la electricidad.
- Reducción de la huella de carbono al utilizar una fuente de energía limpia y renovable.
- Generación de energía descentralizada, mejorando la eficiencia energética y la confiabilidad del suministro eléctrico.
- Mayor resiliencia energética al tener una Elaboración Propia de energía en caso de interrupciones en la red eléctrica.
- Liderazgo y ejemplo en la adopción de energías renovables, incentivando a otros sectores y comunidades a seguir el camino de la sostenibilidad.
- Oportunidad de educación y concienciación pública al utilizar la instalación como herramienta educativa sobre los beneficios de la energía solar y la importancia de las energías renovables.

## **1.1 Objetivo general**

Realizar un estudio de factibilidad económico-financiero para la implementación de una Central Fotovoltaica para Autoabastecimiento de Energía Eléctrica en el Edificio Plataforma Gubernamental Sur de Desarrollo Social, haciendo uso de la Paridad de Red y de los indicadores como el TIR, VAN y TERI.

## **1.2 Objetivos específicos**

1. Investigar precios de los diferentes componentes que conforman la central fotovoltaica a diseñarse, así como los costos de inversión para el funcionamiento óptimo de la central fotovoltaica.
2. Calcular el LCOE de la central fotovoltaica a diseñarse para el edificio Plataforma Gubernamental Sur de Desarrollo Social.

3. Comparar los beneficios que se obtienen al realizar la inversión de la central fotovoltaica con fondos propios y con financiamiento.
4. Analizar la Paridad de Red entre el costo de generación de energía de la Empresa Eléctrica Quito y el costo de generación de energía de la Central Fotovoltaica propuesta.
5. Realizar un análisis sobre la repercusión ambiental que se generará como consecuencia de la instalación de la central fotovoltaica, así como su influencia en el entorno.

### **1.3 Alcance**

Una vez diseñada la central fotovoltaica se procederá a realizar una investigación detallada del precio comercial de todos los componentes que utiliza la central fotovoltaica, donde será importante obtener varias cotizaciones para seleccionar la mejor opción. Con el diseño definitivo de la central fotovoltaica se procederá a investigar costos referenciales sobre su instalación, operación y mantenimiento.

Con los datos obtenidos sobre el costo promedio de construcción de la central fotovoltaica se llevará a cabo el cálculo del LCOE, donde si llega el caso de venta de energía eléctrica excedente a la empresa distribuidora podremos conocer el mínimo valor con el que se puede hacer dicha venta de energía eléctrica.

Se llevará a cabo el análisis económico - financiero para la implementación de la central fotovoltaica, donde será necesario investigar de varias fuentes bibliográficas sobre los métodos más efectivos para calcular los indicadores financieros.

Con los resultados obtenidos se llevará a cabo un estudio de Paridad de Red, en la que se buscará el momento en el que la central fotovoltaica producirá energía a un costo igual o menor que la energía que se compra a la Empresa Eléctrica Quito. Con el estudio de Paridad de Red se podrá determinar la factibilidad económica para la implementación del proyecto fotovoltaico.

Como parte final se llevará a cabo una evaluación del efecto medioambiental que acarreará la instalación de la central fotovoltaica.

## 1.4 Marco teórico

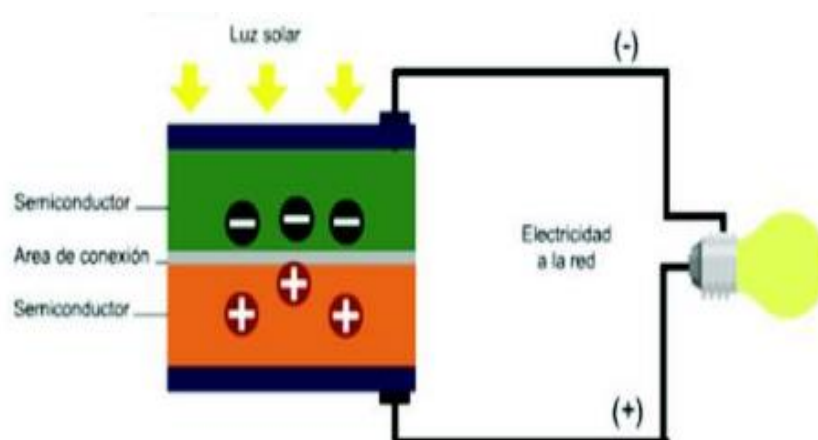
En este apartado del documento, se explorarán conceptos fundamentales de teoría financiera que nos permitirán adentrarnos en el análisis económico financiero de la futura central fotovoltaica. Estos conceptos proporcionan las bases necesarias para evaluar la viabilidad y rentabilidad del proyecto, y tomar decisiones informadas en términos de financiamiento, costos, ingresos y beneficios a lo largo del tiempo.

### 1.4.1 Energía Fotovoltaica

La energía fotovoltaica es una forma de generación de energía eléctrica a partir de la luz solar, utilizando un medio para absorber y convertir la luz solar directamente en electricidad [1].

Para captar la radiación solar se utiliza dispositivos denominados paneles solares fotovoltaicos que se encargan de convertir la luz solar directamente en electricidad. Estos paneles están compuestos por células fotovoltaicas, que son dispositivos semiconductores que realizan el proceso de conversión de luz a energía eléctrica [1].

Cuando la luz solar incide sobre las células fotovoltaicas, se produce un fenómeno llamado "efecto fotovoltaico". Este efecto libera electrones en el material semiconductor, generando así una corriente eléctrica. La corriente eléctrica generada por cada célula es relativamente pequeña, pero al conectar múltiples células en serie y en paralelo en un panel solar, se puede obtener una corriente eléctrica más significativa y utilizable. La Figura 1.1. muestra el proceso de generación de energía eléctrica de una celda fotovoltaica.



**Figura 1.1** Generación de energía eléctrica con una célula fotovoltaica [1].

## **1.4.2 Sistema solar fotovoltaico**

Un sistema fotovoltaico es un conjunto de componentes diseñados para generar energía eléctrica a partir de la radiación solar, utilizando tecnología fotovoltaica. Estos sistemas pueden clasificarse según la región de uso, ya que pueden ser sistemas aislados, sistemas conectados a la red eléctrica y sistemas híbridos. Su versatilidad los hace adecuados tanto para aplicaciones residenciales como para instalaciones de gran escala [2].

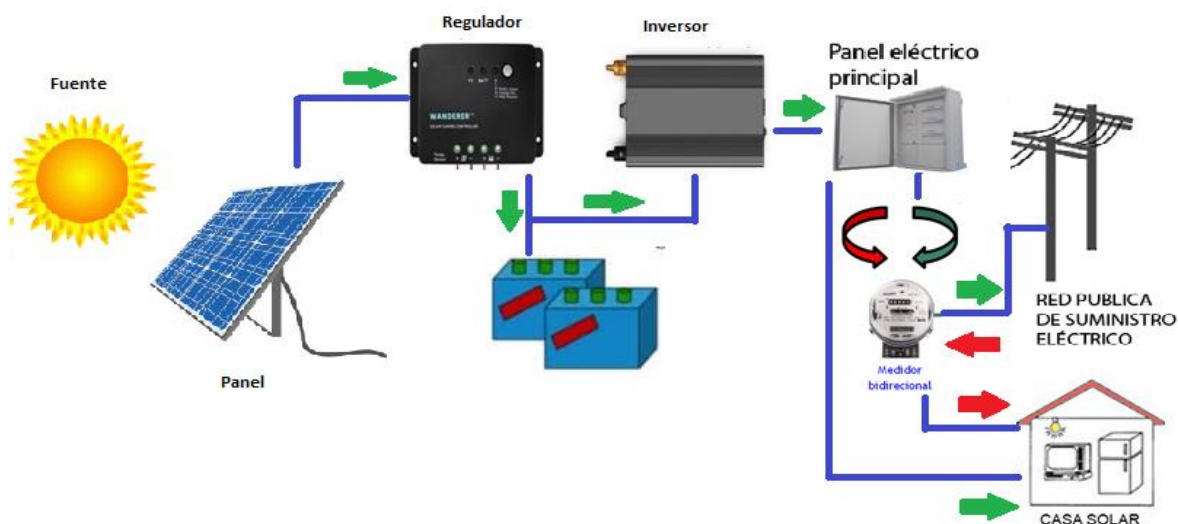
### **1.4.2.1 Elementos del sistema fotovoltaico**

Los principales componentes de un sistema fotovoltaico son los siguientes:

- Paneles solares (módulos fotovoltaicos): Son la parte más visible de la energía fotovoltaica. Están compuestos por células fotovoltaicas que convierten la luz solar en electricidad. Los paneles solares pueden ser de diferentes tipos, como monocristalinos, policristalinos o de capa delgada, dependiendo de la tecnología utilizada.
- Estructura de soporte: Es la estructura metálica o de otro material que sostiene los paneles solares y los fija de manera segura en su lugar, ya sea en tejados, en el suelo o en otras superficies.
- Inversor: La electricidad generada por los paneles solares es en forma de corriente continua (DC). El inversor es el componente que convierte esta corriente continua en corriente alterna (AC), que es el tipo de electricidad que se utiliza en la mayoría de los hogares y las empresas.
- Sistema de montaje: Es el conjunto de elementos que se utilizan para montar e instalar los paneles solares en la ubicación deseada. Esto incluye rieles, soportes, abrazaderas y otros accesorios necesarios.
- Cableado y protecciones: Los cables eléctricos transportan la electricidad desde los paneles solares hacia el inversor y desde allí hacia el sistema eléctrico del edificio o la instalación. Además, se incluyen dispositivos de protección como fusibles o disyuntores para garantizar la seguridad y prevenir daños en caso de sobrecargas o cortocircuitos.
- Medidor bidireccional (en algunos casos): Cuando un sistema fotovoltaico está conectado a la red eléctrica, se requiere un medidor bidireccional para medir tanto la electricidad que se consume como la que se produce y se inyecta en la red. Esto permite establecer el balance de la energía generada y consumida.

- Baterías de almacenamiento: Almacena el exceso de energía generada durante el día y utilizarla en momentos en los que no haya suficiente luz solar. Los sistemas fotovoltaicos aislados son los que más utilizan este sistema de almacenamiento.

La Figura 1.2. muestra los principales componentes que conforman el sistema solar fotovoltaico.



**Figura 1.2** Principales componentes de un sistema fotovoltaico [Elaboración propia].

### 1.4.3 Costo de la energía fotovoltaica

El costo de la energía fotovoltaica ha experimentado una reducción significativa en las últimas décadas debido al avance de la tecnología, por ejemplo, mejor eficiencia de los paneles fotovoltaicos, costos de fabricación. Los costos pueden variar según el país, región o dimensión de la central fotovoltaica. La energía fotovoltaica se ha vuelto cada vez más competitivo en relación con otras fuentes tradicionales como los combustibles fósiles, lo que hace que esta fuente de energía sea más asequible en muchas partes del mundo.

En muchos países la energía fotovoltaica ha logrado alcanzar la paridad de red, lo que significa que el costo de generar con paneles solares es igual o mejor que el costo de generar con fuentes de energía renovable no convencionales [3].

Según la publicación de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) para el año 2021 el LCOE llegó hasta los 0,048 US\$/kWh para servicios públicos [3].

Por otro lado para el año 2023 el Ministerio de Energía del Ecuador, señala que el costo de generar electricidad con paneles fotovoltaicos a nivel de servicio público puede llegar en promedio a 0,068 US\$/kWh [4].

#### **1.4.4 Teoría financiera**

La matemática financiera es una rama de la matemática aplicada, enfocada al estudio del valor del dinero en el tiempo. Se utiliza para calcular rendimientos e intereses combinando capital, tasa de interés y tiempo, con el fin de tomar decisiones de inversión. Está íntimamente ligada a la contabilidad, ya que brinda información confiable, basada en la documentación técnica de las operaciones que realizan los organismos públicos o privados, facilitando la toma de decisiones efectivas [5].

A continuación, se describen varios conceptos que nos ayudarán a comprender de mejor forma el análisis financiero.

##### **1.4.4.1 Ingresos**

Se refiere al dinero recibido por una persona, negocio u organización como resultado de su actividad económica. Este ingreso puede ser en efectivo o en formas equivalentes. Los ingresos representan un aumento en los activos, es decir, en las propiedades que posee un ente para que un proyecto sea exitoso y genere rentabilidad, lo que a su vez contribuye al crecimiento del patrimonio [6].

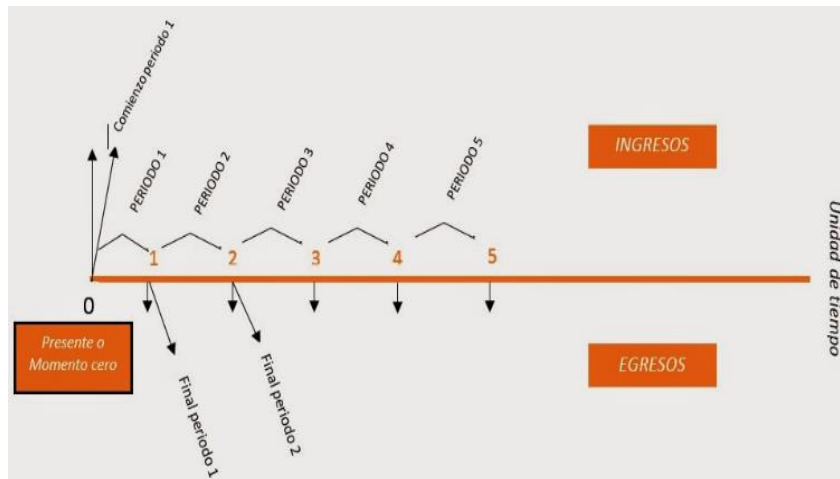
##### **1.4.4.2 Egresos**

Se refiere a toda salida de dinero, proveniente de un ente que realiza alguna actividad económica. Estos egresos pueden surgir de préstamos, pagos, compras de bienes y otros gastos necesarios para el funcionamiento de una empresa. Los egresos implican una disminución de los activos y del patrimonio de un negocio, pero son necesarios para mantener un desarrollo constante de la actividad económica [6].

La Figura 1.3 muestra la representación visual detallada de los ingresos y egresos de un proyecto. Las flechas orientadas hacia abajo indican los egresos, es decir, los flujos de



salida de dinero que se deben realizar, mientras que las flechas orientadas hacia arriba simbolizan los ingresos, es decir, los flujos de entrada de dinero generados por el proyecto.



**Figura 1.3** Representación de los ingresos y egresos [7]

#### 1.4.4.3 Tasa de descuentos

Representa el costo de oportunidad de los recursos y fondos utilizados en dicho proyecto, así mismo refleja el rendimiento mínimo requerido por los inversores para compensar el riesgo y renunciar a otras oportunidades de inversión [8].

La tasa de descuento es un factor clave en la evaluación de inversiones, ya que permite realizar el cálculo del valor actual neto (VAN) de un proyecto y determinar así su viabilidad. Además, la tasa de descuento también nos proporciona información sobre la tasa interna de rendimiento (TIR) [9].

Tenemos varias formas de hallar la tasa de descuento, entre las más más importantes tenemos:

- Utilizar la tasa de descuento de proyectos enfocados a la misma actividad y que al evaluarlos tengan una tasa de rentabilidad aceptable [8].
- Hacer uso de modelos reales de valoración de activos financieros como el CAMP (Modelo de Valoración de Activos de Capital) y WACC (Costo Promedio Ponderado de Capital) [8].
- Utilizar un ajuste por riesgo a la tasa de mercado [8].

#### 1.4.4.3.1 WACC

Conocido como Costo Promedio Ponderado de Capital, es una medida financiera que representa el costo de financiamiento de una empresa o proyecto. Es una tasa que refleja el rendimiento mínimo que debe ofrecer un proyecto o inversión para que los accionistas y los proveedores de financiamiento (tanto deuda como capital propio) estén dispuestos a financiarlo [10].

La Ecuación 1.1. muestra la forma más sencilla de calcular el WACC.

$$WACC = \frac{CP * Kp + DF * Kd}{CP + DF} \quad ( 1.1 )$$

Donde:

**CP:** Capital propio.

**Kp:** Costo de capital propio.

**DF:** Deuda con financiamiento.

**Kd:** Costo del financiamiento.

#### 1.4.4.3.2 Capital propio

Se considera capital propio al patrimonio que dispone un inversionista o grupo de inversionistas, hace referencia a todo el dinero que se dispone para financiar parcial o totalmente un proyecto [10].

#### 1.4.4.3.3 Costo del capital propio

También conocido como costo de capital accionario o tasa de rendimiento requerida por los accionistas, es la tasa de retorno que los inversionistas esperan obtener de sus inversiones en acciones de una empresa. Representa el rendimiento mínimo que los accionistas exigen para invertir su dinero en la empresa y asumir el riesgo asociado con la inversión en acciones [10].

Utiliza diferentes modelos de valoración, siendo uno de los más comunes el Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM, por sus siglas en inglés). El CAPM considera el riesgo sistemático de las acciones en relación con el mercado en su conjunto, y se basa

en la tasa libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado para determinar la tasa de rendimiento requerida por los inversionistas [10].

La Ecuación 1.2. presenta el modelo CAPM para el cálculo del costo de capital propio.

$$K_p = K_f + (k_m - k_f)B + RP \quad ( 1.2 )$$

Donde:

$K_f$ : Tasa libre sin riesgo.

$K_m$ : Tasa libre del mercado.

$B$ : Beta financiera.

$RP$ : Riesgo país.

#### **1.4.4.3.4 Deuda con financiamiento**

El concepto de deuda surge cuando los recursos propios no son suficientes para cubrir la inversión total de un proyecto o cuando, tras un análisis, se determina que el endeudamiento resultará en beneficios económicos superiores. Esta deuda se adquiere a través de préstamos o créditos otorgados por entidades bancarias [10].

El préstamo es el acto en el que una institución financiera o una persona presta una determinada cantidad de dinero a otra, estableciendo condiciones de devolución, como la tasa de interés, el plazo y el número de cuotas [10].

El cálculo de los pagos del préstamo y los correspondientes intereses se realiza mediante la amortización, un proceso que permite la devolución gradual del dinero prestado. En donde el método francés destaca como uno de los más sencillos para llevar a cabo este cálculo. En este método, se establecen cuotas constantes a lo largo del plazo acordado, donde la amortización del capital va en aumento y la amortización de los intereses va disminuyendo. Esto significa que al comienzo del período de pago, se destina una mayor parte de la cuota al pago de intereses, mientras que a medida que avanza el plazo, se amortiza en mayor medida el capital prestado, hasta que al final del período se paga principalmente el capital adeudado [10].

En la Ecuación 1.3. se puede apreciar el cálculo de la cuota mensual, al realizar un préstamo.

$$CM = Cap * \frac{(1 + t)^n * t}{(1 + t)^n - 1} \quad (1.3)$$

Donde:

**CM:** Cuota de pago mensual.

**Cap:** Capital de préstamo.

**t:** Tasa de interés mensual.

**n:** Número de pagos.

#### 1.4.4.3.5 Costo del financiamiento

Se lo conoce así a la tasa de interés que una empresa o entidad debe pagar a sus acreedores por el dinero prestado. Representando así el costo del endeudamiento para la empresa, siendo una de las fuentes de financiamiento utilizadas por las empresas para cubrir sus operaciones y proyectos [10].

La Ecuación 1.4. presenta el método para el cálculo del costo de financiamiento.

$$Kd = Kb + [(1 + f)(1 + kr) - 1] \quad (1.4)$$

Donde:

**K<sub>b</sub>:** Tasa de intermediación bancaria.

**k<sub>r</sub>:** Tasa de interés del mercado.

**f:** Inflación.

## 1.5 Indicadores Financieros

### 1.5.1 Valor Actual Neto (VAN)

El VAN es una medida financiera que calcula la suma de todos los flujos de fondos (ingresos y egresos) asociados al proyecto, ajustados al valor actual, durante un período de tiempo específico. El cálculo del VAN implica considerar el valor temporal del dinero, es

decir, el hecho de que un peso hoy vale más que un peso en el futuro debido a factores como la inflación y el costo de oportunidad [11].

Para determinar el VAN de un proyecto, se deben identificar y proyectar todos los flujos de efectivo generados por el proyecto a lo largo de su vida útil. Estos flujos de efectivo pueden incluir ingresos por ventas, costos operativos, inversiones iniciales, costos de mantenimiento, impuestos y cualquier otro flujo de efectivo relevante. La Ecuación 1.5. indica la representación matemática para el cálculo del VAN.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{fc}{(1-r)^t} - I_0 \quad (1.5)$$

Donde:

$I_0$ : Inversión inicial, US\$.

$fc$ : Flujo de fondos de cada periodo, US\$.

$r$ : Tasa de actualización, %.

$n$ : periodo de análisis, años.

Los valores del VAN pueden ser positivos, negativos o igual a cero, interpretándose de la siguiente manera:

- VAN positivo: Un VAN positivo indica que el proyecto genera más flujos de efectivo de los que requiere para su realización. El proyecto se puede ejecutar porque es rentable y puede generar beneficios para los inversionistas.
- VAN negativo: Un VAN negativo significa que el proyecto genera menos flujos de efectivo de los que se requieren para llevarlo a cabo. El proyecto no se puede ejecutar porque no es rentable y puede generar pérdidas para los inversionistas.
- VAN igual a cero: Un VAN igual a cero indica que los flujos de efectivo desarrollados por el proyecto son exactamente iguales a los desembolsos de efectivo requeridos. En este caso, el proyecto se considera justo rentable, ya que no genera ni pérdidas ni ganancias adicionales.

### 1.5.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR es el porcentaje de descuento o interés utilizado para igualar el Valor Actual Neto (VAN) a cero. Se determina mediante el cálculo del valor presente de los desembolsos iniciales y los flujos de efectivo esperados en cada año. Esta tasa representa el rendimiento porcentual de los beneficios futuros [11].

En resumen, la TIR se trata de un parámetro empleado en el análisis de proyectos de inversión, ya que ayuda a determinar la rentabilidad y el potencial de ganancias del proyecto a lo largo del tiempo.

La Ecuación 1.6. indica la representación matemática para el cálculo de la TIR.

$$0 = I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{fc}{(1 - TIR)^t} \quad (1.6)$$

Donde:

$I_0$ : Inversión inicial, US\$.

$fc$ : Flujo de fondos de cada periodo, US\$.

$TIR$ : Tasa interna de actualización, %.

$n$ : periodo de análisis, años.

Los valores del TIR pueden ser positivos, negativos o igual a cero, interpretándose de la siguiente manera:

- TIR positivo: Indica que el proyecto se puede ejecutar porque es rentable y puede generar beneficios para los inversionistas.
- VAN negativo: Indica que el proyecto no se puede ejecutar porque no es rentable y puede generar pérdidas para los inversionistas.
- VAN igual a cero: Indica que el proyecto no genera ni pérdidas ni ganancias adicionales.

### 1.5.3 Índice Neto de Rentabilidad (INR)

El Índice Neto de Rentabilidad es una medida que establece la relación entre los costos y los beneficios generados por una inversión o proyecto, y su propósito es determinar el porcentaje de rentabilidad esperado. Los beneficios se refieren a los ingresos proyectados que se obtendrán en los años futuros como resultado de la inversión, mientras que los costos corresponden a los gastos o egresos previstos que generarán salidas de efectivo a lo largo de esos años. El cálculo del Índice Neto de Rentabilidad implica dividir los beneficios netos acumulados por los costos netos acumulados durante la vida del proyecto. De esta manera, se obtiene un porcentaje que representa la rentabilidad esperada de la inversión [1].

La Ecuación 1.7. indica la representación matemática para el cálculo de la TIR.

$$INR = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{fc}{(1-r)^t}}{I_0} \quad (1.7)$$

Donde:

$I_0$ : Inversión inicial, US\$.

$fc$ : Flujo de fondos de cada periodo, US\$.

$r$ : Tasa de actualización, %.

$n$ : periodo de análisis, años.

Un Índice Neto de Rentabilidad mayor que uno indica que los beneficios proyectados superan los costos, lo que se percibe como ventajoso en términos económicos. Cuanto mayor sea este índice, mayor será la rentabilidad esperada. Por otro lado, un índice menor que uno indica que los costos superan los beneficios, lo cual se considera desfavorable y si el índice es igual a uno el proyecto no genera ganancias [1].

### 1.5.4 Tiempo Estimado de Retorno de la Inversión (TERI)

Se lo define como la duración en la que se recupera el monto invertido inicialmente, teniendo en cuenta los ingresos netos anuales esperados que se espera que la inversión genere. En otras palabras, es el período de tiempo que se necesita para que los beneficios generados por la inversión iguallen o superen la cantidad de dinero invertida [12].

El cálculo del tiempo estimado de retorno de la inversión implica analizar los flujos de ingresos y gastos asociados con la inversión a lo largo del tiempo. Esto incluye estimar los ingresos netos anuales proyectados, descontar los costos operativos y de mantenimiento, así como tener en cuenta otros factores relevantes, como la inflación y los impuestos.

La Ecuación 1.8. indica la representación matemática para el cálculo de la TERI.

$$TERI = \frac{I_0}{fn} \quad ( 1.8 )$$

Donde:

$I_0$ : Inversión inicial, US\$.

$fc$ : Flujo de fondos de cada periodo, US\$.

### 1.5.5 Costo Nivelado de Energía (LCOE)

El LCOE (Levelized Cost Of Energy), es un indicador utilizado para contrastar distintas tecnologías de producción de energía eléctrica de forma técnico-económica. Su propósito principal es calcular el costo promedio de la energía generada a lo largo de la vida útil de una instalación, teniendo en cuenta todos los costos involucrados en su construcción, operación y mantenimiento [13].

Al comparar el LCOE de diferentes tecnologías de generación, se puede determinar cuál es la opción más rentable desde el punto de vista económico. Esto permite a los inversionistas, planificadores energéticos y tomadores de decisiones evaluar y seleccionar las tecnologías más eficientes y económicamente viables para la producción de energía eléctrica.

El cálculo del LCOE considera el costo inicial de la instalación, los gastos de combustible o insumos necesarios para la generación, los costos de operación y mantenimiento, así como la producción total de energía durante el periodo de vida útil. Estos factores se combinan para obtener un valor representativo del costo por unidad de energía generada [14].

La expresión matemática más sencilla para el cálculo del LCOE se presenta en la Ecuación 1.9:



$$LCOE = \frac{\sum \text{Costo total de la central durante su vida útil}}{\sum \text{Energía total generada durante su vida útil}} \quad (1.9)$$

La Ecuación 1.9, aunque es la más simple para calcular el LCOE, no toma en cuenta diversos factores financieros y algebraicos, lo que la aleja significativamente de la realidad. Por esta razón, en el siguiente capítulo se realiza un análisis más detallado del LCOE, considerando estos factores adicionales, lo que conduce a obtener valores más precisos y realistas.

## 1.6 Paridad de Red

En el ámbito tecnológico, el término "paridad de red" se utiliza para describir el momento en que una tecnología alcanza su madurez y se vuelve económicamente competitiva sin depender de subsidios. En el caso de los sistemas fotovoltaicos, la paridad de red se logra cuando estos sistemas alcanzan un nivel de costos que los hace comparables, e incluso más rentables, que las fuentes de energía convencionales [14].

La paridad de red es un hito significativo en el desarrollo de la energía solar, ya que implica que los sistemas fotovoltaicos pueden generar electricidad a un costo similar o menor que el de las fuentes convencionales de energía, como los hidrocarburos. Esto significa que la energía solar se vuelve una opción atractiva desde el punto de vista económico, lo que impulsa su adopción a gran escala [14].

Además de los beneficios económicos, la paridad de red también tiene implicaciones ambientales. La energía proveniente del sol constituye una fuente de energía renovable y ambientalmente amigable. Su amplia implementación tiene el potencial de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y contrarrestar el cambio climático. Al alcanzar la paridad de red, los sistemas fotovoltaicos se convierten en una opción sostenible tanto desde el punto de vista económico como medio ambiental.

La Figura 1.4. es una representación gráfica de la paridad de red, en donde se compara el costo de la electricidad en sistemas fotovoltaicos contra el costo de la energía eléctrica en el mercado, se logra apreciar que el LCOE fotovoltaica llega a ser igual a la tarifa eléctrica en cierto punto a lo largo del tiempo.

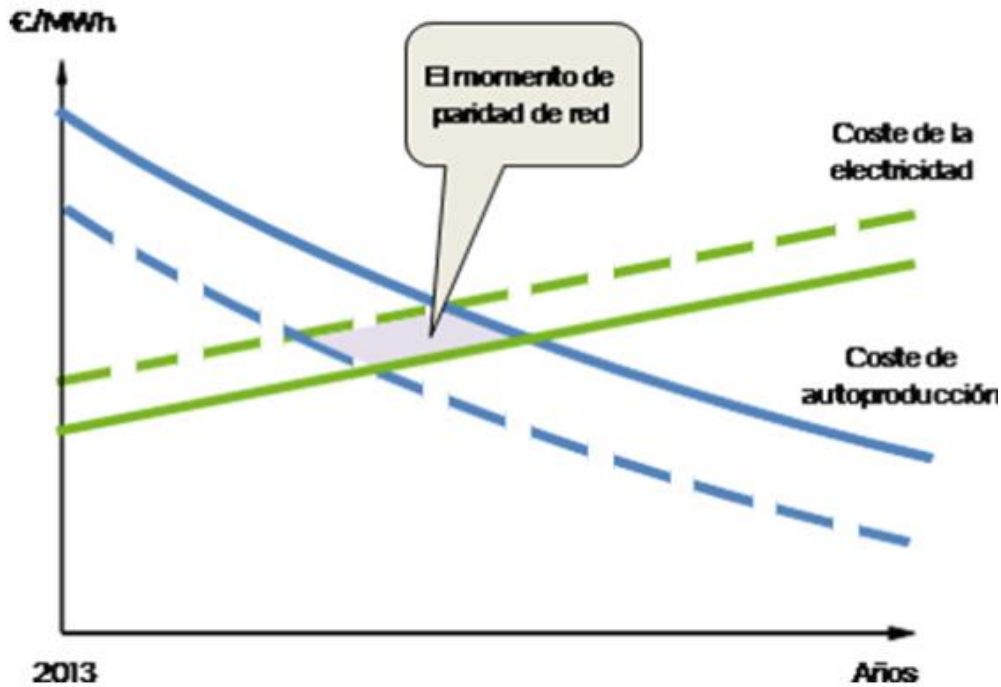


Figura 1.4. Representación de la Paridad de Red [15].

## 1.7 Mecanismos de compensación para implementar sistemas fotovoltaicos.

Existen varios mecanismos de compensación que se pueden implementar para promover y apoyar la instalación de sistemas fotovoltaicos. Entre los mecanismos más comunes tenemos:

### 1.7.1 Feed in Tariff

Conocida como tarifas de alimentación, este mecanismo establece que los propietarios de sistemas fotovoltaicos reciben un pago fijo por la electricidad generada y entregada a la red eléctrica. Estas tarifas suelen ser garantizadas por un período de tiempo determinado, lo que proporciona certidumbre a los inversionistas y fomenta la adopción de energía solar [2].

### 1.7.2 Net Metering

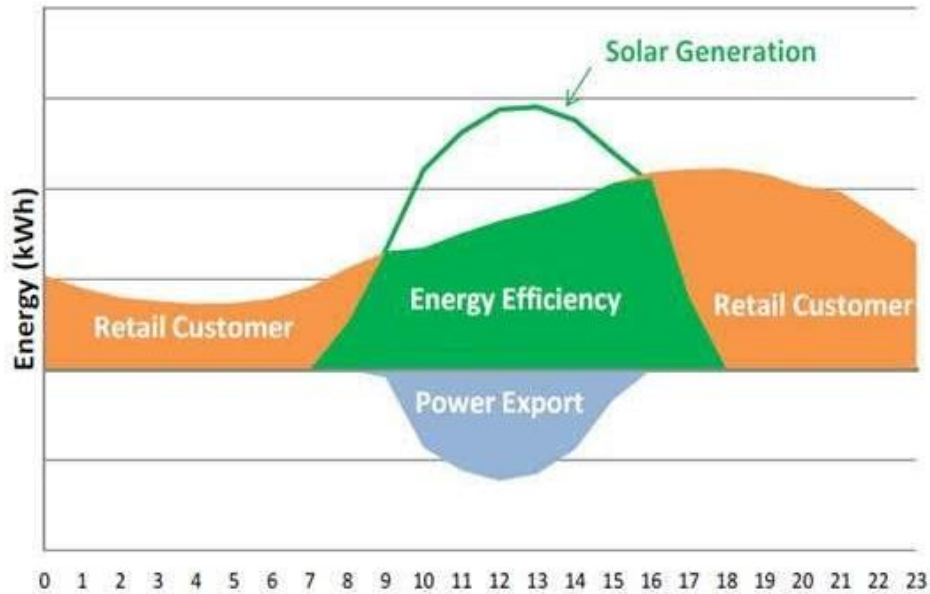
Conocido como medición neta, este esquema permite a los propietarios de sistemas fotovoltaicos vender el exceso de energía generada a la red eléctrica. La energía excedente se inyecta a la red y se contabiliza como un crédito que puede ser utilizado cuando se consume más energía de la que se genera, como durante la noche o en días nublados. Esto permite un equilibrio entre la energía consumida y la energía generada, lo que reduce la dependencia de la red eléctrica convencional [2].

El Net Metering ofrece beneficios económicos, ambientales y de sostenibilidad al permitir el uso eficiente de la energía generada por sistemas fotovoltaicos y promover la transición hacia una matriz energética más limpia y diversificada.

El Net Metering puede ser categorizado en diversas modalidades, según diversas circunstancias. Algunas de las clasificaciones comunes son el Net Metering simple, con crédito, con pago y la combinación de crédito y pago. Estas modalidades ofrecen diferentes enfoques para la compensación de la energía excedente generada por sistemas de energía renovable, como la energía solar. [2].

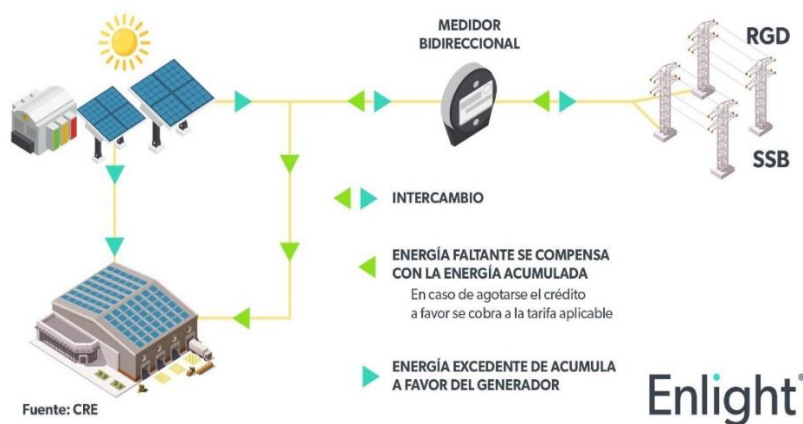
La Figura 1.5. ilustra el funcionamiento del Net Metering de manera clara. En dicha representación, el consumo de energía eléctrica de la red se muestra con una banda de color naranja en momentos de baja o nula irradiación solar. Por otro lado, la producción de energía mediante paneles fotovoltaicos se representa con una curva de color verde, alcanzando su punto máximo al mediodía [16].

Cuando la producción solar supera el consumo, el medidor bidireccional comienza a contabilizar la inyección de energía en la red eléctrica, y este excedente de energía generada se muestra mediante el área de la curva de color azul. Un sistema bien dimensionado se logra cuando el área de color naranja es igual al área de color verde [16].



**Figura 1.5.** Esquema de generación mediante el Net Metering [16].

Otra forma de entender el Net Metering es mediante la Figura 1.6. donde se presenta un diagrama de conexión que ilustra el funcionamiento del Net Metering, donde se encuentra el medidor bidireccional que desempeña un papel crucial al medir y registrar tanto la energía inyectada a la red eléctrica cuando la generación es mayor que la demanda, como la energía tomada de la red cuando la generación es menor o no existe en comparación con la demanda requerida. El medidor bidireccional permite realizar un seguimiento preciso de los flujos de energía en ambas direcciones y asegura una medición adecuada de la energía intercambiada entre la instalación de generación renovable y la red eléctrica.



**Figura 1.6.** Esquema de conexión mediante el Net Metering [17].

### 1.7.3 Net Billing

El Net Billing, que también se le conoce como facturación neta, es un mecanismo similar al Net Metering que permite a los propietarios de sistemas de energía solar generar electricidad y recibir un crédito por el excedente de energía generado, pero difiere en la forma en que se aplica el crédito [2].

En el Net Billing, la energía generada por el sistema solar se utiliza directamente en el lugar de consumo antes de que se compense con la energía de la red eléctrica convencional. El propietario del sistema solar únicamente abona por la disparidad entre el consumo energético y la energía producida, es decir por el "neto" de energía utilizado [2].

En caso de que el sistema solar genere más energía de la que se consume en un período determinado, el excedente se registra en forma de crédito en la factura de electricidad. Este crédito se puede utilizar en períodos posteriores, como en meses de menor generación solar o mayor consumo, donde la energía generada es insuficiente para cubrir la demanda [2].

La Figura 1.7. presenta el diagrama de conexión que representa el funcionamiento del Net Billing. En este esquema, se observa la conexión de dos medidores operados de manera independiente. Un medidor registra la energía que se inyecta a la red, la cual será posteriormente facturada por la empresa con la que se tiene un contrato. El otro medidor se encarga de medir la energía recibida por parte de la red eléctrica. Esta configuración de medidores permite un seguimiento preciso de la energía intercambiada entre la instalación generadora y la red, facilitando así la facturación adecuada de la energía suministrada y recibida.



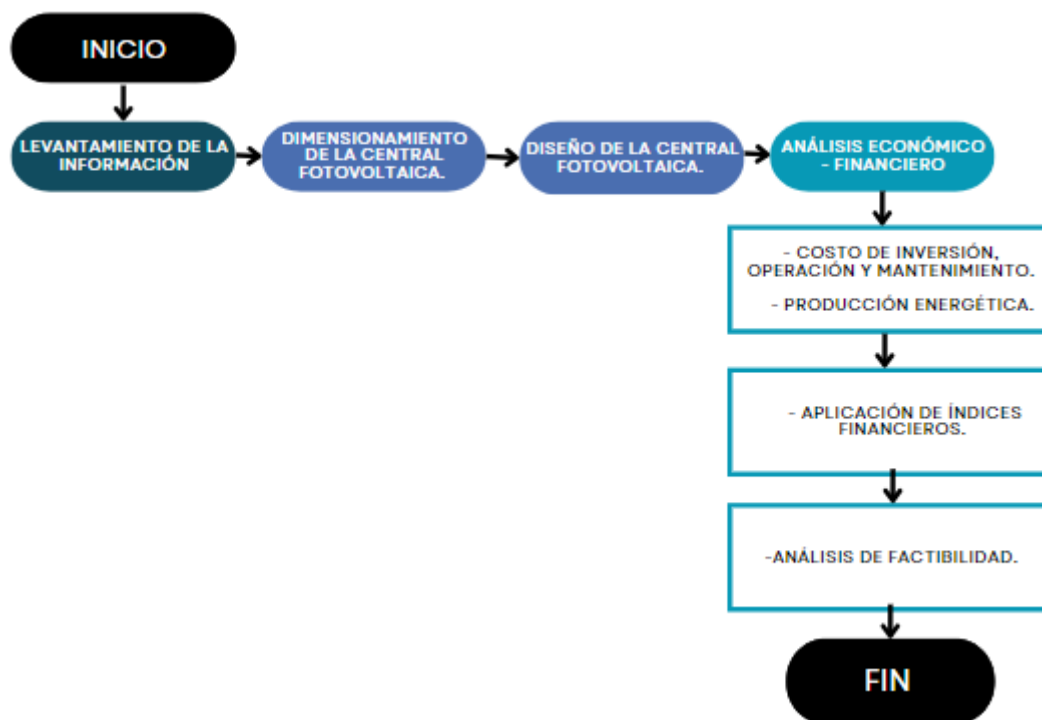
Figura 1.7. Esquema de conexión con el Net Billing [17].

## 2 METODOLOGÍA

Uno de los propósitos fundamentales de los sistemas fotovoltaicos, además de evaluar su viabilidad técnica, es obtener beneficios económicos tras su instalación e inversión. Los índices económicos pueden usarse para determinar si un proyecto puede implementarse o no.

Para efectuar este componente la metodología empleada fue descriptiva y cuantitativa, ya que se describe el comportamiento del sistema fotovoltaico diseñado en el ámbito financiero, así mismo se desarrolló el análisis estadístico en base a datos reales proporcionados por los fabricantes de equipos y la EEQ que permiten la implementación de la central fotovoltaica en el edificio Plataforma Gubernamental de Desarrollo Social.

El proyecto se encuentra constituido por varias etapas, que se encuentran relacionadas entre sí, donde cada etapa depende mutuamente de las otras etapas para lograr cumplir con los objetivos propuestos, la Figura 2.1. se presentan las fases que debe cumplir el proyecto fotovoltaico, así mismo se describen las actividades que se deben aplicar en el componente propuesto.



**Figura 2.1.** Etapas para implementación de una Central Fotovoltaica [Elaboración propia].

## 2.1 Factores para tener en consideración

Para realizar el análisis económico se considera los siguientes aspectos:

- El costo global de la central fotovoltaica está determinado por la inversión inicial en equipos y componentes, los costos laborales y los gastos relacionados con su funcionamiento y mantenimiento durante su ciclo de vida.
- No se contemplan costos relacionados con la adquisición del terreno, ya que la instalación de la central será en la terraza del edificio.
- Al ser un sistema conectado a la red se descarta el sistema de baterías.
- El costo anual de operación y mantenimiento de la central fotovoltaica será del 1 % de la inversión inicial del proyecto, así mismo se considera un crecimiento de 0,25 % anual en dicho rubro.
- Muchas veces ante la falta de información se puede considerar que costo de los paneles solar representa el 30 a 35 % de la inversión total del proyecto[18].
- La tarifa eléctrica de la EEQ para el presente análisis será de 0,068 US\$/kWh, este rubro corresponde a entidades oficiales con conexión a medio voltaje con demanda horaria. Este valor se obtiene del “Pliego tarifario del servicio público de energía eléctrica del 2023” (ver Anexo I), correspondiente a la Resolución Nro. ARCERNNR-025/22 [19].
- Se considera un crecimiento anual de 1% del costo de la tarifa de energía eléctrica.
- Se realizará dos casos de estudio en la inversión, la primera con recursos propios y la segunda con financiamiento (30 % recursos propios y 70 % crédito del banco).

## 2.2 Beneficio monetario al incorporar la central fotovoltaica.

El ahorro monetario se obtiene mediante el análisis del comportamiento generación – demanda, para el caso de la demanda de la Plataforma Gubernamental de Desarrollo social se considera los datos de facturación del contador de energía eléctrica conectado a la edificación. Por motivos de la emergencia sanitaria del COVID se descartaron los datos históricos de facturación de los años (2019-2021) ya que no representaban los datos reales de consumo, para este análisis se consideró los datos de las planillas eléctricas del periodo

junio 2022 – mayo 2023 tomando estos datos como partida se procede hacer el balance neto de energía y con ello obtener el ahorro económico anual.

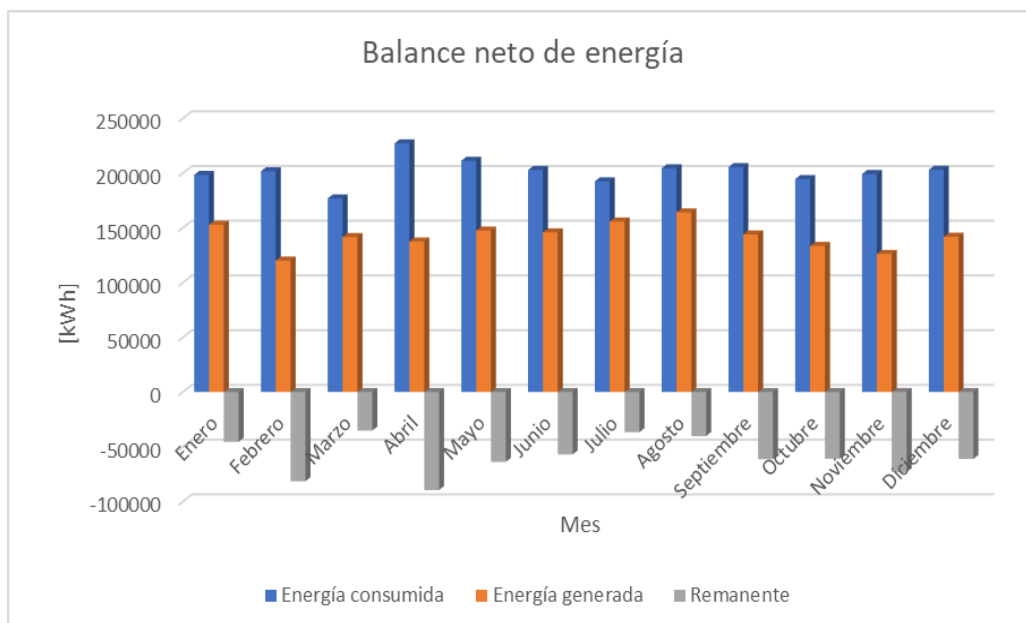
Al realizar el balance neto tendremos una energía remanente negativa o positiva. Si el excedente energético es negativo, ese monto se reflejará en la factura del consumidor al precio estipulado en la tarifa correspondiente a dicho año. En cambio, si la energía remanente es positiva se tomará como crédito para el próximo mes según sea la energía inyectada a la red. La Tabla 2.1. indica el balance neto realizado.

**Tabla 2.1.** Balance neto de energía y beneficios económicos [Elaboración Propia]

Mes	Energía facturada 2022-2023	Energía generada FV	Energía remanente	Ahorro monetario
	kWh	kWh	kWh	US\$
Enero	198.339,240	152.818,098	-45.521,142	\$ 10.391,63
Febrero	201.686,760	120.078,170	-81.608,590	\$ 8.165,32
Marzo	176.820,600	141.538,028	-35.282,572	\$ 9.624,59
Abril	227.121,840	137.492,104	-89.629,736	\$ 9.349,46
Mayo	211.295,040	147.446,636	-63.848,404	\$ 10.026,37
Junio	202.853,640	145.809,206	-57.044,434	\$ 9.915,03
Julio	192.514,080	155.772,402	-36.741,678	\$ 10.592,52
Agosto	204.390,120	164.098,169	-40.291,951	\$ 11.158,68
Septiembre	205.431,600	143.989,840	-61.441,760	\$ 9.791,31
Octubre	194.490,120	133.480,834	-61.009,286	\$ 9.076,70
Noviembre	199.108,800	126.056,088	-73.052,712	\$ 8.571,81
Diciembre	202.972,440	141.806,601	-61.165,839	\$ 9.642,85
Total	2.417.024,280	1.710.386,176	-706.638,104	\$ 116.306,26

La Figura 2.2. presenta de manera más clara el balance neto de energía para cada mes, donde las barras de color azul presentan la energía consumida de la red, las barras de color naranja representan la energía generada por la central fotovoltaica y la barra de color gris representa la energía remanente de la diferencia entre la energía consumida y la energía generada.





**Figura 2.2.** Balance neto de energía [Elaboración Propia]

### 2.3 Detalle de la inversión realizada

A partir de los diseños elaborados para la central fotovoltaica de la Plataforma Gubernamental Sur de Desarrollo Social y seleccionando aquellos que garanticen un correcto funcionamiento se procede a determinar los equipos con mejores prestaciones y rendimiento. A continuación, se detalla las características más importantes de los equipos principales seleccionados para este proyecto. Esta elección de componentes respalda tanto la operación óptima del sistema, acompañado de una inversión rentable.

- Paneles Solares: Marca Jinkosolar, del tipo monocristalino, con una potencia de 585 W, eficiencia del 98% y una degradación máxima de 0,55 % por año.
- Inversores: Marca Huawei, tipo string de 185 kW, con 9 MPPTs y una eficiencia máxima de 99%.
- Estructuras de soporte: Estructura fija, fabricados de aluminio y en configuración a doble agua.
- Cableado: Debido a sus excelentes propiedades conductoras, se empleará cable de cobre tanto para corriente continua (DC) como para corriente alterna (AC).

Para obtener una mejor aproximación a la realidad, es crucial contar con los costos reales de los equipos que se van a utilizar; por lo tanto, se ha obtenido cotizaciones reales y actualizadas hasta julio de 2023 a través de entidades reconocidas por su experiencia en

el diseño, desarrollo, dirección y ejecución de proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes de energía renovable.

Se realiza un análisis de las cotizaciones previamente recopiladas, obteniendo un promedio de los costos de componentes de la central fotovoltaica y otros gastos derivados del proyecto. En la Tabla 2.2 se muestra los valores promedio de los equipos analizados. Cabe destacar que en este análisis se ha aplicado una tasa de IVA del 0 % en el caso de los paneles fotovoltaicos, conforme a la disposición especificada en la referencia [21], como parte de un compromiso con la protección del medio ambiente.

**Tabla 2.2.** Cotización promediada de la central fotovoltaica para la "Plataforma Gubernamental Sur de Desarrollo Social" [20]

<b>COTIZACIÓN EPC PROYECTO FOTOVOLTAICO "PLATAFORMA GUBERNAMENTAL DEL SUR"</b>					
<b>1125 kWp</b>					
<b>Ítem</b>	<b>Detalle</b>	<b>Unidad</b>	<b>Número</b>	<b>Precio Unitario US\$</b>	<b>Precio Total US\$</b>
1	Paneles fotovoltaicos JKM585M-7RL4-V	U	1.924	\$ 128,00	\$ 246.272,00
2	Inversor trifásico SUN2000-185KTL-H1	U	5	\$ 9.800,00	\$ 49.000,00
3	Estructura acero galvanizado	m2	4.800	\$ 22,00	\$ 105.600,00
4	Cable de Continua	GLB	1	\$ 32.600,00	\$ 32.600,00
5	Cable de Alterna	GLB	1	\$ 48.400,00	\$ 48.400,00
6	Protecciones	GLB	1	\$ 24.800,00	\$ 24.800,00
7	Tableros	U	2	\$ 2.800,00	\$ 5.600,00
8	Ingeniería y Diseños	GLB	1	\$ 20.000,00	\$ 20.000,00
9	Mano de Obra Montaje Electromecánico	GLB	1	\$ 216.000,00	\$ 216.000,00
10	Puesta en marcha	GLB	1	\$ 8.300,00	\$ 8.300,00
11	Otros: transporte, administrativos, extra	GLB	1	\$ 21.400,00	\$ 21.400,00
<b>SUBTOTAL</b>					<b>\$ 777.972,00</b>
<b>IVA</b>					<b>\$ 63.804,00</b>
<b>TOTAL</b>					<b>\$ 841.776,00</b>

Si no se logra obtener una cotización real, se puede estimar el costo de inversión consultando en varias páginas web y con los precios ofertados realizar un promedio, considerando lo indicado en [18] que el costo de los paneles solares representa el 30 % a 35% de la inversión total de la central. También se puede aproximar el costo de inversión de una central fotovoltaica considerando que el costo por vatio instalado oscila entre los \$ 0,85 US\$/W y \$ 1,20 US\$/W [22].

## 2.4 Horizonte de proyección

De acuerdo a lo establecido en la REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-001/2021, el tiempo de operación para un SGDA Fotovoltaica es de 25 años [23], por lo tanto ese tiempo será nuestro horizonte de análisis.

## 2.5 Análisis de indicadores económicos

### 2.5.1 Cálculo del VAN y TIR

#### 2.5.1.1 Caso de análisis con recursos propios

Se presenta el ejemplo de cálculo para hallar el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) utilizando la Ecuación 1.5. y Ecuación 1.6. Para este ejemplo de cálculo se utiliza como tasa de descuento el valor de 5,79 %, siendo este un dato obtenido de la Tasa de Interés Pasiva de Referencia 2023, proporcionado por el Banco Central del Ecuador [24]. Este valor de tasa de descuento se aplica debido a que se trata de un proyecto de inversión pública.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{fc}{(1 - 0,0579)^t} - I_0$$

$$VAN = \frac{\$ 119.129,31}{(1 - 0,0579)^{25}} + \$ 596.559,68$$

$$VAN = \$ 625.727,44 [US\$]$$

$$0 = I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{fc}{(1 - TIR)^t}$$

$$0 = -\$ 841.776,00 + \sum_{t=1}^{25} \frac{\$ 108.241,04}{(1 - TIR)^t}$$

$$TIR = 12,536 \%$$

La Tabla 2.3. muestra el resultado anual que permite calcular el VAN y TIR

**Tabla 2.3.** Desarrollo del VAN y TIR con O&M del 1 % de la inversión inicial [Elaboración Propia]

<b>Inversión Inicial</b>	\$ 841.776,00	US\$	Valor obtenido por medio de consulta de cotizaciones				
<b>Periodo de operación</b>	25	años	Dato de la Regulación Nro. ARCERNNR-001/2021				
<b>Tasa de inversión a largo plazo</b>	5,79 %	%	Proveniente de la Tasa Pasiva correspondiente al año 2023 emitida por el Banco Central del Ecuador.				
<b>Ahorro anual</b>	\$ 116.306,26	US\$	Valor estimado mediante generación fotovoltaica				
<b>Operación y mantenimiento</b>	\$ 8.569,02	US\$	Se toma el 1% de la Inversión Inicial				
<b>Año</b>	<b>Inversión inicial US\$</b>	<b>Ahorro anual US\$</b>	<b>Operación y mantenimiento US\$</b>	<b>Balance US\$</b>	<b>VAN US\$</b>		<b>TIR %</b>
0	\$ 841.776,00	\$ 116.306,26	\$ 0,00	-\$ 841.776,00			
1		\$ 116.810,06	\$ 8.569,02	\$ 108.241,04	\$ 102.316,89	-\$ 739.459,11	-87,14 %
2		\$ 117.312,30	\$ 8.590,44	\$ 108.721,86	\$ 97.146,61	-\$ 642.312,50	-57,06 %
3		\$ 117.812,90	\$ 8.611,92	\$ 109.200,99	\$ 92.234,35	-\$ 550.078,15	-35,69 %
4		\$ 118.311,79	\$ 8.633,45	\$ 109.678,34	\$ 87.567,39	-\$ 462.510,76	-21,93 %
5		\$ 118.808,87	\$ 8.655,03	\$ 110.153,84	\$ 83.133,60	-\$ 379.377,16	-12,86 %
6		\$ 119.304,06	\$ 8.676,67	\$ 110.627,40	\$ 78.921,44	-\$ 300.455,72	-6,64 %
7		\$ 119.797,28	\$ 8.698,36	\$ 111.098,92	\$ 74.919,96	-\$ 225.535,77	-2,24 %
8		\$ 120.288,43	\$ 8.720,10	\$ 111.568,33	\$ 71.118,73	-\$ 154.417,04	0,97 %
9		\$ 120.777,42	\$ 8.741,90	\$ 112.035,52	\$ 67.507,83	-\$ 86.909,21	3,38 %

10		\$ 121.264,17	\$ 8.763,76	\$ 112.500,41	\$ 64.077,85	-\$ 22.831,36	5,22 %
11		\$ 121.748,57	\$ 8.785,67	\$ 112.962,90	\$ 60.819,81	\$ 37.988,45	6,65 %
12		\$ 122.230,53	\$ 8.807,63	\$ 113.422,90	\$ 57.725,18	\$ 95.713,63	7,78 %
13		\$ 122.709,96	\$ 8.829,65	\$ 113.880,31	\$ 54.785,87	\$ 150.499,51	8,68 %
14		\$ 123.186,75	\$ 8.851,73	\$ 114.335,02	\$ 51.994,17	\$ 202.493,68	9,41 %
15		\$ 123.660,81	\$ 8.873,86	\$ 114.786,95	\$ 49.342,74	\$ 251.836,42	10,01 %
16		\$ 124.132,03	\$ 8.896,04	\$ 115.235,99	\$ 46.824,62	\$ 298.661,04	10,50 %
17		\$ 124.600,31	\$ 8.918,28	\$ 115.682,03	\$ 44.433,18	\$ 343.094,22	10,91 %
18		\$ 125.065,54	\$ 8.940,58	\$ 116.124,96	\$ 42.162,12	\$ 385.256,34	11,25 %
19		\$ 125.527,61	\$ 8.962,93	\$ 116.564,68	\$ 40.005,46	\$ 425.261,80	11,53 %
20		\$ 125.986,42	\$ 8.985,33	\$ 117.001,09	\$ 37.957,50	\$ 463.219,30	11,77 %
21		\$ 126.441,86	\$ 9.007,80	\$ 117.434,06	\$ 36.012,82	\$ 499.232,12	11,98 %
22		\$ 126.893,80	\$ 9.030,32	\$ 117.863,48	\$ 34.166,28	\$ 533.398,40	12,15 %
23		\$ 127.342,14	\$ 9.052,89	\$ 118.289,24	\$ 32.412,99	\$ 565.811,38	12,30 %
24		\$ 127.786,75	\$ 9.075,53	\$ 118.711,23	\$ 30.748,29	\$ 596.559,68	12,43 %
25		\$ 128.227,53	\$ 9.098,21	\$ 119.129,31	\$ 29.167,77	\$ 625.727,44	12,54 %

**Tabla 2.4.** Desarrollo del VAN y TIR con O&M del 0,33 % de la inversión Inicial [Elaboración Propia]

<b>Inversión Inicial</b>	\$ 841.776,00	US\$	Valor obtenido por medio de consulta de cotizaciones				
<b>Periodo de operación</b>	25	años	Dato de la Regulación Nro. ARCERNNR-001/2021				
<b>Tasa de inversión a largo plazo</b>	5,79 %	%	Obtenido de la tasa Pasiva 2023 del Banco Central del Ecuador				
<b>Ahorro anual</b>	\$ 116.306,26	US\$	Valor estimado mediante generación fotovoltaica				
<b>Operación y mantenimiento</b>	\$ 2.827,78	US\$	Se toma el 1% de la Inversión Inicial				
<b>Año</b>	<b>Inversión inicial US\$</b>	<b>Ahorro anual US\$</b>	<b>Operación y mantenimiento US\$</b>	<b>Balance US\$</b>	<b>VAN US\$</b>		<b>TIR %</b>
0	\$ 841.776,00	\$ 116.306,26	\$ 0,00	-\$841.776,00			
1		\$ 116.810,06	\$ 2.827,78	\$ 113.982,28	\$ 107.743,91	-\$ 734.032,09	-86,46 %
2		\$ 117.312,30	\$ 2.834,85	\$ 114.477,45	\$ 102.289,42	-\$ 631.742,67	-55,74 %
3		\$ 117.812,90	\$ 2.841,93	\$ 114.970,97	\$ 97.107,85	-\$ 534.634,82	-34,22 %
4		\$ 118.311,79	\$ 2.849,04	\$ 115.462,75	\$ 92.185,67	-\$ 442.449,15	-20,48 %
5		\$ 118.808,87	\$ 2.856,16	\$ 115.952,71	\$ 87.510,03	-\$ 354.939,12	-11,47 %
6		\$ 119.304,06	\$ 2.863,30	\$ 116.440,76	\$ 83.068,69	-\$ 271.870,43	-5,34 %
7		\$ 119.797,28	\$ 2.870,46	\$ 116.926,82	\$ 78.850,02	-\$ 193.020,41	-1,00 %
8		\$ 120.288,43	\$ 2.877,63	\$ 117.410,79	\$ 74.842,98	-\$ 118.177,43	2,15 %
9		\$ 120.777,42	\$ 2.884,83	\$ 117.892,59	\$ 71.037,06	-\$ 47.140,37	4,50 %
10		\$ 121.264,17	\$ 2.892,04	\$ 118.372,13	\$ 67.422,26	\$ 20.281,89	6,29 %
11		\$ 121.748,57	\$ 2.899,27	\$ 118.849,30	\$ 63.989,07	\$ 84.270,96	7,68 %

12		\$ 122.230,53	\$ 2.906,52	\$ 119.324,01	\$ 60.728,48	\$ 144.999,45	8,77 %
13		\$ 122.709,96	\$ 2.913,79	\$ 119.796,17	\$ 57.631,90	\$ 202.631,34	9,64 %
14		\$ 123.186,75	\$ 2.921,07	\$ 120.265,68	\$ 54.691,15	\$ 257.322,50	10,34 %
15		\$ 123.660,81	\$ 2.928,37	\$ 120.732,44	\$ 51.898,49	\$ 309.220,98	10,91 %
16		\$ 124.132,03	\$ 2.935,69	\$ 121.196,33	\$ 49.246,53	\$ 358.467,51	11,38 %
17		\$ 124.600,31	\$ 2.943,03	\$ 121.657,27	\$ 46.728,26	\$ 405.195,77	11,77 %
18		\$ 125.065,54	\$ 2.950,39	\$ 122.115,15	\$ 44.337,01	\$ 449.532,78	12,09 %
19		\$ 125.527,61	\$ 2.957,77	\$ 122.569,85	\$ 42.066,46	\$ 491.599,24	12,36 %
20		\$ 125.986,42	\$ 2.965,16	\$ 123.021,26	\$ 39.910,56	\$ 531.509,80	12,58 %
21		\$ 126.441,86	\$ 2.972,57	\$ 123.469,28	\$ 37.863,61	\$ 569.373,40	12,77 %
22		\$ 126.893,80	\$ 2.980,00	\$ 123.913,79	\$ 35.920,14	\$ 605.293,55	12,94 %
23		\$ 127.342,14	\$ 2.987,45	\$ 124.354,68	\$ 34.075,01	\$ 639.368,56	13,07 %
24		\$ 127.786,75	\$ 2.994,92	\$ 124.791,83	\$ 32.323,27	\$ 671.691,83	13,19 %
25		\$ 128.227,53	\$ 3.002,41	\$ 125.225,12	\$ 30.660,27	\$ 702.352,10	13,29 %

### 2.5.1.2 Caso de análisis con financiamiento

El proyecto requiere una inversión inicial de US\$ 841.776,00 para su puesta en marcha. Con el fin de obtener los recursos necesarios, se ha decidido aplicar una combinación de fondos propios y financiamiento externo. En este sentido, se destinará el 30 % del capital necesario proveniente de fondos propios, mientras que el 70 % restante se obtendrá a través de un préstamo solicitado a una entidad bancaria por un monto de US\$ 589.243,20.

Es importante destacar que el préstamo bancario está sujeto a una tasa de interés anual del 8,18%. Dicha tasa se ha obtenido de la Tasa Pasiva referencial del año 2023, proporcionada por el Banco Central del Ecuador y respaldada en el Anexo II del informe [24]. Esta tasa determinará los costos adicionales asociados al financiamiento y deberá ser considerada en el análisis financiero del proyecto.

En cuanto al cálculo de los pagos anuales, se utilizará el sistema de amortización francés, el cual se caracteriza por establecer cuotas iguales durante todo el período de pago. Con un plazo de 10 años para el reembolso del préstamo, la Ecuación 1.3. permitirá determinar las cuotas anuales exactas que deberán ser pagadas.

Este enfoque de amortización es ampliamente utilizado debido a su simplicidad y previsibilidad, lo que facilita la planificación financiera a largo plazo. Al tener cuotas iguales, los pagos se distribuyen de manera equitativa a lo largo del tiempo, lo que permite una mejor gestión de los recursos financieros y una mayor certeza en cuanto a los flujos de efectivo futuros.

$$CM = \$ 589.243,20 * \frac{(1 + t)^n * t}{(1 + t)^n - 1}$$

$$CM = \$ 589.243,20 * \frac{(1 + 0,0818)^{10} * 0,0818}{(1 + 0,0818)^{10} - 1}$$

$$CM = US\$ 88.528,89$$

Las cuotas anuales establecidas para este proyecto alcanzarán la cifra de \$ 88.528,89. Este desglose de pagos se detalla minuciosamente en la Tabla 2.5. donde se muestra de manera clara y concisa la distribución de los pagos que se deben realizar, así como el monto total que se espera abonar al final del período de amortización.



**Tabla 2.5.** Plan de pagos anuales del préstamo [Elaboración Propia]

<b>Capital</b>	-\$ 589.243,20	US\$			
<b>Tasa</b>	8,18 %	%			
<b>Plazo</b>	10	años			
<b>Cuota anual</b>	\$ 88.528,89	US\$			
<b>Sistema de Amortización Francés</b>					
<b>N° de Cuota</b>	<b>Capital</b>	<b>Cuota</b>	<b>Interés</b>	<b>Pago Capital</b>	<b>Saldo Capital</b>
<b>1</b>	\$ 589.243,20	\$ 88.528,89	\$ 48.200,09	\$ 40.328,79	\$ 548.914,41
<b>2</b>	\$ 548.914,41	\$ 88.528,89	\$ 44.901,20	\$ 43.627,69	\$ 505.286,72
<b>3</b>	\$ 505.286,72	\$ 88.528,89	\$ 41.332,45	\$ 47.196,43	\$ 458.090,28
<b>4</b>	\$ 458.090,28	\$ 88.528,89	\$ 37.471,79	\$ 51.057,10	\$ 407.033,18
<b>5</b>	\$ 407.033,18	\$ 88.528,89	\$ 33.295,31	\$ 55.233,57	\$ 351.799,60
<b>6</b>	\$ 351.799,60	\$ 88.528,89	\$ 28.777,21	\$ 59.751,68	\$ 292.047,92
<b>7</b>	\$ 292.047,92	\$ 88.528,89	\$ 23.889,52	\$ 64.639,37	\$ 227.408,56
<b>8</b>	\$ 227.408,56	\$ 88.528,89	\$ 18.602,02	\$ 69.926,87	\$ 157.481,69
<b>9</b>	\$ 157.481,69	\$ 88.528,89	\$ 12.882,00	\$ 75.646,89	\$ 81.834,80
<b>10</b>	\$ 81.834,80	\$ 88.528,89	\$ 6.694,09	\$ 81.834,80	\$ 0,00
<b>TOTAL</b>		<b>\$ 885.288,88</b>	<b>\$ 296.045,68</b>	<b>\$ 589.243,20</b>	

Después de establecer los pagos correspondientes al préstamo adquirido, se procede a realizar el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Todos estos cálculos se encuentran presentados de forma detallada en la Tabla 2.6 y Tabla 2.7.

**Tabla 2.6.** Cálculo del VAN y TIR con financiamiento con O&M del 1 % de la inversión Inicial [Elaboración Propia]

<b>Inversión Inicial</b>	\$ 841.776,00	US\$	Valor obtenido por medio de consulta de cotizaciones					
<b>Periodo de operación</b>	25	años	Dato de la Regulación Nro. ARCERNR-001/2021					
<b>Tasa de inversión a largo plazo</b>	5,79 %	%	Obtenido de la tasa Pasiva 2023 del Banco Central del Ecuador					
<b>Ahorro anual</b>	\$ 116.306,26	US\$	Valor estimado mediante generación fotovoltaica					
<b>Operación y mantenimiento</b>	\$ 8.569,02	US\$	Se toma el 1% de la Inversión Inicial					
<b>Año</b>	<b>Inversión inicial US\$</b>	<b>Ahorro anual US\$</b>	<b>Operación y mantenimiento US\$</b>	<b>Pago Préstamo US\$</b>	<b>Balance US\$</b>	<b>VAN US\$</b>		<b>TIR %</b>
0	\$ 252.532,80	\$ 116.306,26	\$ 0,00		-\$252.532,80			
1		\$ 116.810,06	\$ 8.569,02	\$ 88.528,89	\$ 19.712,15	\$ 18.633,28	-\$ 233.899,52	-92,194 %
2		\$ 117.312,30	\$ 8.590,44	\$ 88.528,89	\$ 20.192,97	\$ 18.043,09	-\$ 215.856,43	-67,552 %
3		\$ 117.812,90	\$ 8.611,92	\$ 88.528,89	\$ 20.672,10	\$ 17.460,26	-\$ 198.396,17	-47,402 %
4		\$ 118.311,79	\$ 8.633,45	\$ 88.528,89	\$ 21.149,45	\$ 16.885,76	-\$ 181.510,41	-33,394 %
5		\$ 118.808,87	\$ 8.655,03	\$ 88.528,89	\$ 21.624,95	\$ 16.320,45	-\$ 165.189,96	-23,653 %
6		\$ 119.304,06	\$ 8.676,67	\$ 88.528,89	\$ 22.098,51	\$ 15.765,05	-\$ 149.424,91	-16,701 %
7		\$ 119.797,28	\$ 8.698,36	\$ 88.528,89	\$ 22.570,03	\$ 15.220,18	-\$ 134.204,73	-11,598 %
8		\$ 120.288,43	\$ 8.720,10	\$ 88.528,89	\$ 23.039,44	\$ 14.686,38	-\$ 119.518,35	-7,754 %
9		\$ 120.777,42	\$ 8.741,90	\$ 88.528,89	\$ 23.506,63	\$ 14.164,09	-\$ 105.354,25	-4,793 %
10		\$ 121.264,17	\$ 8.763,76	\$ 88.528,89	\$ 23.971,52	\$ 13.653,67	-\$ 91.700,59	-2,470 %

11		\$ 121.748,57	\$ 8.785,67		\$ 112.962,90	\$ 60.819,81	-\$ 30.880,78	3,815 %
12		\$ 122.230,53	\$ 8.807,63		\$ 113.422,90	\$ 57.725,18	\$ 26.844,41	7,172 %
13		\$ 122.709,96	\$ 8.829,65		\$ 113.880,31	\$ 54.785,87	\$ 81.630,28	9,355 %
14		\$ 123.186,75	\$ 8.851,73		\$ 114.335,02	\$ 51.994,17	\$ 133.624,45	10,893 %
15		\$ 123.660,81	\$ 8.873,86		\$ 114.786,95	\$ 49.342,74	\$ 182.967,19	12,027 %
16		\$ 124.132,03	\$ 8.896,04		\$ 115.235,99	\$ 46.824,62	\$ 229.791,81	12,888 %
17		\$ 124.600,31	\$ 8.918,28		\$ 115.682,03	\$ 44.433,18	\$ 274.224,99	13,557 %
18		\$ 125.065,54	\$ 8.940,58		\$ 116.124,96	\$ 42.162,12	\$ 316.387,11	14,084 %
19		\$ 125.527,61	\$ 8.962,93		\$ 116.564,68	\$ 40.005,46	\$ 356.392,57	14,505 %
20		\$ 125.986,42	\$ 8.985,33		\$ 117.001,09	\$ 37.957,50	\$ 394.350,07	14,844 %
21		\$ 126.441,86	\$ 9.007,80		\$ 117.434,06	\$ 36.012,82	\$ 430.362,89	15,121 %
22		\$ 126.893,80	\$ 9.030,32		\$ 117.863,48	\$ 34.166,28	\$ 464.529,17	15,347 %
23		\$ 127.342,14	\$ 9.052,89		\$ 118.289,24	\$ 32.412,99	\$ 496.942,16	15,534 %
24		\$ 127.786,75	\$ 9.075,53		\$ 118.711,23	\$ 30.748,29	\$ 527.690,45	15,689 %
25		\$ 128.227,53	\$ 9.098,21		\$ 119.129,31	\$ 29.167,77	\$ 556.858,22	15,818 %

**Tabla 2.7.** Cálculo del VAN y TIR con financiamiento con O&M del 0,33 % de la inversión Inicial [Elaboración Propia]

<b>Inversión Inicial</b>	\$ 841.776,00	US\$	Valor obtenido por medio de consulta de cotizaciones					
<b>Periodo de operación</b>	25	años	Dato de la Regulación Nro. ARCERNR-001/2021					
<b>Tasa de inversión a largo plazo</b>	5,79 %	%	Obtenido de la tasa Pasiva 2023 del Banco Central del Ecuador					
<b>Ahorro anual</b>	\$ 116.306,26	US\$	Valor estimado mediante generación fotovoltaica					
<b>Operación y mantenimiento</b>	\$ 2.827,78	US\$	Se toma el 1% de la Inversión Inicial					
<b>Año</b>	<b>Inversión inicial US\$</b>	<b>Ahorro anual US\$</b>	<b>Operación y mantenimiento US\$</b>	<b>Pago Préstamo US\$</b>	<b>Balance US\$</b>	<b>VAN US\$</b>		<b>TIR %</b>
0	\$ 252.532,80	\$ 116.306,26	\$ 0,00		-\$252.532,80			
1		\$ 116.810,06	\$ 2.827,78	\$ 88.528,89	\$ 25.453,39	\$ 24.060,30	-\$ 228.472,50	-89,921 %
2		\$ 117.312,30	\$ 2.834,85	\$ 88.528,89	\$ 25.948,56	\$ 23.185,91	-\$ 205.286,60	-62,511 %
3		\$ 117.812,90	\$ 2.841,93	\$ 88.528,89	\$ 26.442,08	\$ 22.333,76	-\$ 182.952,84	-41,611 %
4		\$ 118.311,79	\$ 2.849,04	\$ 88.528,89	\$ 26.933,86	\$ 21.504,04	-\$ 161.448,79	-27,617 %
5		\$ 118.808,87	\$ 2.856,16	\$ 88.528,89	\$ 27.423,82	\$ 20.696,88	-\$ 140.751,91	-18,133 %
6		\$ 119.304,06	\$ 2.863,30	\$ 88.528,89	\$ 27.911,87	\$ 19.912,29	-\$ 120.839,62	-11,498 %
7		\$ 119.797,28	\$ 2.870,46	\$ 88.528,89	\$ 28.397,93	\$ 19.150,25	-\$ 101.689,37	-6,708 %
8		\$ 120.288,43	\$ 2.877,63	\$ 88.528,89	\$ 28.881,90	\$ 18.410,64	-\$ 83.278,73	-3,152 %
9		\$ 120.777,42	\$ 2.884,83	\$ 88.528,89	\$ 29.363,70	\$ 17.693,32	-\$ 65.585,42	-0,450 %
10		\$ 121.264,17	\$ 2.892,04	\$ 88.528,89	\$ 29.843,24	\$ 16.998,07	-\$ 48.587,34	1,645 %

11		\$ 121.748,57	\$ 2.899,27		\$ 118.849,30	\$ 63.989,07	\$ 15.401,73	6,756 %
12		\$ 122.230,53	\$ 2.906,52		\$ 119.324,01	\$ 60.728,48	\$ 76.130,22	9,673 %
13		\$ 122.709,96	\$ 2.913,79		\$ 119.796,17	\$ 57.631,90	\$ 133.762,12	11,607 %
14		\$ 123.186,75	\$ 2.921,07		\$ 120.265,68	\$ 54.691,15	\$ 188.453,27	12,980 %
15		\$ 123.660,81	\$ 2.928,37		\$ 120.732,44	\$ 51.898,49	\$ 240.351,76	13,994 %
16		\$ 124.132,03	\$ 2.935,69		\$ 121.196,33	\$ 49.246,53	\$ 289.598,28	14,763 %
17		\$ 124.600,31	\$ 2.943,03		\$ 121.657,27	\$ 46.728,26	\$ 336.326,54	15,359 %
18		\$ 125.065,54	\$ 2.950,39		\$ 122.115,15	\$ 44.337,01	\$ 380.663,55	15,826 %
19		\$ 125.527,61	\$ 2.957,77		\$ 122.569,85	\$ 42.066,46	\$ 422.730,01	16,198 %
20		\$ 125.986,42	\$ 2.965,16		\$ 123.021,26	\$ 39.910,56	\$ 462.640,57	16,496 %
21		\$ 126.441,86	\$ 2.972,57		\$ 123.469,28	\$ 37.863,61	\$ 500.504,17	16,738 %
22		\$ 126.893,80	\$ 2.980,00		\$ 123.913,79	\$ 35.920,14	\$ 536.424,32	16,934 %
23		\$ 127.342,14	\$ 2.987,45		\$ 124.354,68	\$ 34.075,01	\$ 570.499,33	17,095 %
24		\$ 127.786,75	\$ 2.994,92		\$ 124.791,83	\$ 32.323,27	\$ 602.822,60	17,228 %
25		\$ 128.227,53	\$ 3.002,41		\$ 125.225,12	\$ 30.660,27	\$ 633.482,87	17,337 %

En base a los resultados obtenidos en la Tabla 2.6 y Tabla 2.7. se nota que el Valor Actual Neto (VAN) durante el período de vida útil de la planta presenta valores negativos hasta el doceavo año, posterior a ello toma valores positivos. Esto indica que, según el análisis financiero realizado, el proyecto si resulta viable al ser financiado en un 70 % a través de préstamos.

Este hallazgo es crucial para la toma de decisiones, ya que indica que el proyecto, en las condiciones y supuestos planteados, si generaran retornos suficientes para ser considerado viable desde una perspectiva financiera.

### 2.5.2 Cálculo del TERI

En la Tabla 2.3. se muestra que la recuperación del proyecto se sitúa entre el décimo y el undécimo año. Para calcular la proporción de tiempo restante, se emplea una proporción directa sencilla, como se indica a continuación:

$$TERI = 10 \text{ años} + T_{faltante}$$

$$T_{faltante} = \frac{22.831,36 * 1}{64.077,85}$$

$$T_{faltante} = 0,3563$$

$$TERI = 10,3563 \text{ años}$$

### 2.5.3 Cálculo del INR

Se muestra el cálculo para determinar el Índice Neto de Rendimiento (INR) utilizando la Ecuación 1.4.

$$INR = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{fc}{(1-r)^t}}{I_o}$$

$$INR = \frac{US\$ 1.467.503,44}{US\$ 841.776,00}$$

$$INR = 1,74$$

Para calcular el numerador, se utiliza el resultado obtenido por el VAN sin considerar la deducción de la inversión inicial.

## 2.5.4 Cálculo del LCOE

### 2.5.4.1 Implementación de métodos del Costo Nivelado de Energía

Para realizar el análisis actual, es fundamental determinar la metodología óptima para calcular este indicador. A continuación, se presentan dos métodos para calcular el LCOE, teniendo en cuenta los componentes del proyecto, como la inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento, los costos de la tarifa eléctrica y cualquier requerimiento extra.

#### Primer Método

Este método utiliza el promedio ponderado de la energía para el cálculo del LCOE, por lo tanto, aplicaremos la Ecuación 2.1. y Ecuación 2.2.

$$B = I_0 * FRC \quad (2.1)$$

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{B + O\&M}{Energía\ GEN} * Energía\ GEN}{\sum_{t=1}^n Energía\ GEN} \quad (2.2)$$

Donde:

**B**: Amortización anual de costos de inversión, US\$/año.

**I<sub>0</sub>**: Inversión inicial, US\$.

**Energía GEN**: Generación de energía eléctrica de la central, kWh/año.

**O&M**: Operación y Mantenimiento, US\$.

**FRC**: Factos de retorno de capital, %.

**n**: periodo de análisis, años.

La Tabla 2.8. muestra el resultado anual de los cálculos que servirá para hallar el LCOE mediante el primer método.

**Tabla 2.8.** Cálculo del LCOE mediante el Primer Método. [Elaboración Propia]

Inversión inicial	\$ 841.776,00	US\$		
CRF	5,79 %	%		
B	\$ 48.738,83	US\$		
Años	Producción kWh	Tarifa US\$/kWh	O&M US\$	B+O&M US\$
0	1.710.386,176	\$ 0,068		
1	1.700.787,070	\$ 0,069	\$ 8.569,02	\$ 57.307,85
2	1.691.187,964	\$ 0,069	\$ 8.590,44	\$ 57.329,27
3	1.681.588,858	\$ 0,070	\$ 8.611,92	\$ 57.350,75
4	1.671.989,751	\$ 0,071	\$ 8.633,45	\$ 57.372,28
5	1.662.390,645	\$ 0,071	\$ 8.655,03	\$ 57.393,86
6	1.652.791,539	\$ 0,072	\$ 8.676,67	\$ 57.415,50
7	1.643.192,433	\$ 0,073	\$ 8.698,36	\$ 57.437,19
8	1.633.593,327	\$ 0,074	\$ 8.720,10	\$ 57.458,93
9	1.623.994,221	\$ 0,074	\$ 8.741,90	\$ 57.480,73
10	1.614.395,115	\$ 0,075	\$ 8.763,76	\$ 57.502,59
11	1.604.796,009	\$ 0,076	\$ 8.785,67	\$ 57.524,50
12	1.595.196,903	\$ 0,077	\$ 8.807,63	\$ 57.546,46
13	1.585.597,797	\$ 0,077	\$ 8.829,65	\$ 57.568,48
14	1.575.998,691	\$ 0,078	\$ 8.851,73	\$ 57.590,56
15	1.566.399,585	\$ 0,079	\$ 8.873,86	\$ 57.612,69
16	1.556.800,478	\$ 0,080	\$ 8.896,04	\$ 57.634,87
17	1.547.201,372	\$ 0,081	\$ 8.918,28	\$ 57.657,11
18	1.537.602,266	\$ 0,081	\$ 8.940,58	\$ 57.679,41
19	1.528.003,160	\$ 0,082	\$ 8.962,93	\$ 57.701,76
20	1.518.404,054	\$ 0,083	\$ 8.985,33	\$ 57.724,16
21	1.508.804,948	\$ 0,084	\$ 9.007,80	\$ 57.746,63
22	1.499.205,842	\$ 0,085	\$ 9.030,32	\$ 57.769,15
23	1.489.606,736	\$ 0,085	\$ 9.052,89	\$ 57.791,72
24	1.480.007,630	\$ 0,086	\$ 9.075,53	\$ 57.814,36
25	1.470.408,524	\$ 0,087	\$ 9.098,21	\$ 57.837,04

Utilizando la sumatoria de la segunda y quinta columna se logra hallar el LCOE, tal como se muestra a continuación:

$$LCOE = 0,03631 \text{ US\$/kWh}$$

### Segundo Método



Para el cálculo del LCOE utilizando este método, no se tiene en cuenta el cambio de inversores por lo tanto aplicaremos la Ecuación 2.3.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{O\&M}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \left( \frac{EGA}{(1+r)^t} \right)} \quad (2.3)$$

Donde:

$I_0$ : Inversión inicial, US\$.

$EGA$ : Generación de energía eléctrica de la central, kWh/año.

$O\&M$ : Operación y Mantenimiento, US\$.

$r$ : Tasa de Retorno, %.

$n$ : periodo de análisis, años.

La Tabla 2.9. muestra el resultado anual de los cálculos que servirá para hallar el LCOE mediante el segundo método.

**Tabla 2.9.** Cálculo del LCOE mediante el Segundo Método. [Elaboración Propia]

Inversión inicial	\$ 841.776,00	US\$				
r	5,79 %	%				
Años	Producción kWh	Tarifa US\$/kWh	O&M US\$	(1+r)^t	O&M en el tiempo US\$	Producción en el tiempo kWh
0	1.710.386,176	\$ 0,068	\$ 0,00			
1	1.700.787,070	\$ 0,069	\$ 8.569,02	1,0579	\$ 8.100,03	1.607.701,172
2	1.691.187,964	\$ 0,069	\$ 8.569,02	1,1192	\$ 7.656,70	1.511.132,844
3	1.681.588,858	\$ 0,070	\$ 8.569,02	1,1840	\$ 7.237,64	1.420.319,238
4	1.671.989,751	\$ 0,071	\$ 8.569,02	1,2525	\$ 6.841,52	1.334.919,701
5	1.662.390,645	\$ 0,071	\$ 8.569,02	1,3250	\$ 6.467,08	1.254.613,628
6	1.652.791,539	\$ 0,072	\$ 8.569,02	1,4017	\$ 6.113,13	1.179.099,291
7	1.643.192,433	\$ 0,073	\$ 8.569,02	1,4829	\$ 5.778,55	1.108.092,732
8	1.633.593,327	\$ 0,074	\$ 8.569,02	1,5688	\$ 5.462,28	1.041.326,723
9	1.623.994,221	\$ 0,074	\$ 8.569,02	1,6596	\$ 5.163,32	978.549,784
10	1.614.395,115	\$ 0,075	\$ 8.569,02	1,7557	\$ 4.880,73	919.525,259
11	1.604.796,009	\$ 0,076	\$ 8.569,02	1,8573	\$ 4.613,60	864.030,448
12	1.595.196,903	\$ 0,077	\$ 8.569,02	1,9649	\$ 4.361,10	811.855,790
13	1.585.597,797	\$ 0,077	\$ 8.569,02	2,0786	\$ 4.122,41	762.804,086

14	1.575.998,691	\$ 0,078	\$ 8.569,02	2,1990	\$ 3.896,78	716.689,782
15	1.566.399,585	\$ 0,079	\$ 8.569,02	2,3263	\$ 3.683,51	673.338,275
16	1.556.800,478	\$ 0,080	\$ 8.569,02	2,4610	\$ 3.481,91	632.585,281
17	1.547.201,372	\$ 0,081	\$ 8.569,02	2,6035	\$ 3.291,34	594.276,218
18	1.537.602,266	\$ 0,081	\$ 8.569,02	2,7542	\$ 3.111,20	558.265,644
19	1.528.003,160	\$ 0,082	\$ 8.569,02	2,9137	\$ 2.940,92	524.416,716
20	1.518.404,054	\$ 0,083	\$ 8.569,02	3,0824	\$ 2.779,96	492.600,686
21	1.508.804,948	\$ 0,084	\$ 8.569,02	3,2609	\$ 2.627,81	462.696,421
22	1.499.205,842	\$ 0,085	\$ 8.569,02	3,4497	\$ 2.483,99	434.589,960
23	1.489.606,736	\$ 0,085	\$ 8.569,02	3,6494	\$ 2.348,04	408.174,090
24	1.480.007,630	\$ 0,086	\$ 8.569,02	3,8607	\$ 2.219,53	383.347,948
25	1.470.408,524	\$ 0,087	\$ 8.569,02	4,0843	\$ 2.098,05	360.016,647

Utilizando la sumatoria de la sexta y séptima columna podemos hallar el LCOE, tal como se indica a continuación:

$$LCOE = 0,04533 \text{ US\$/kWh}$$

## 2.6 Evaluación de Impacto en el Medio Ambiente

La instalación de sistemas fotovoltaicos ofrece numerosos beneficios, siendo uno de los más destacados la contribución a la reducción del consumo energético y, en consecuencia, la reducción de las emisiones de gases causantes del efecto invernadero. Este último aspecto es de suma importancia en el contexto actual de cambio climático y exploración de opciones más respetuosas con el medio ambiente para la producción de energía.

Para evaluar de manera precisa y cuantitativa el impacto ambiental en términos de emisiones de gases de efecto invernadero, se llevará a cabo el cálculo de la huella de carbono antes y después de la implementación del proyecto fotovoltaico. Este análisis se realizará utilizando una ecuación específica que permite calcular la cantidad de CO<sub>2</sub> liberada a la atmósfera debido a las acciones realizadas por las personas.

Para hallar la cantidad de dióxido de carbono que se emite al medio ambiente por producción de energía eléctrica se hace uso de la Ecuación 2.4.

$$GEF_{CO_2} = E_u * EF_{CM} \quad (2.4)$$

Donde:

**$GEF_{CO_2}$** : Gases de Efecto Invernadero, ton  $CO_2$  .

**$E_u$** : Energía, esta puede ser utilizada por la red o generada, MWh.

**$EF_{CM}$** : Factor de emisión de  $CO_2$  con Margen Combinado, ton  $CO_2$ /MWh.

Para el presente análisis se considera el  **$EF_{CM} = 0,2818$**  ton  $CO_2$ /MWh [25].

Con la Ecuación 2.4. se logra hallar la cantidad de  $CO_2$  que se emite al medio ambiente antes y después de instalar la central fotovoltaica.

$$GEF_{CO_2 \text{ antes } FV} = E_u * EF_{CM}$$

$$GEF_{CO_2 \text{ antes } FV} = 2.417,0243 * 0,2818$$

$$GEF_{CO_2 \text{ antes } FV} = \mathbf{681,1174 \text{ ton}_{CO_2}}$$

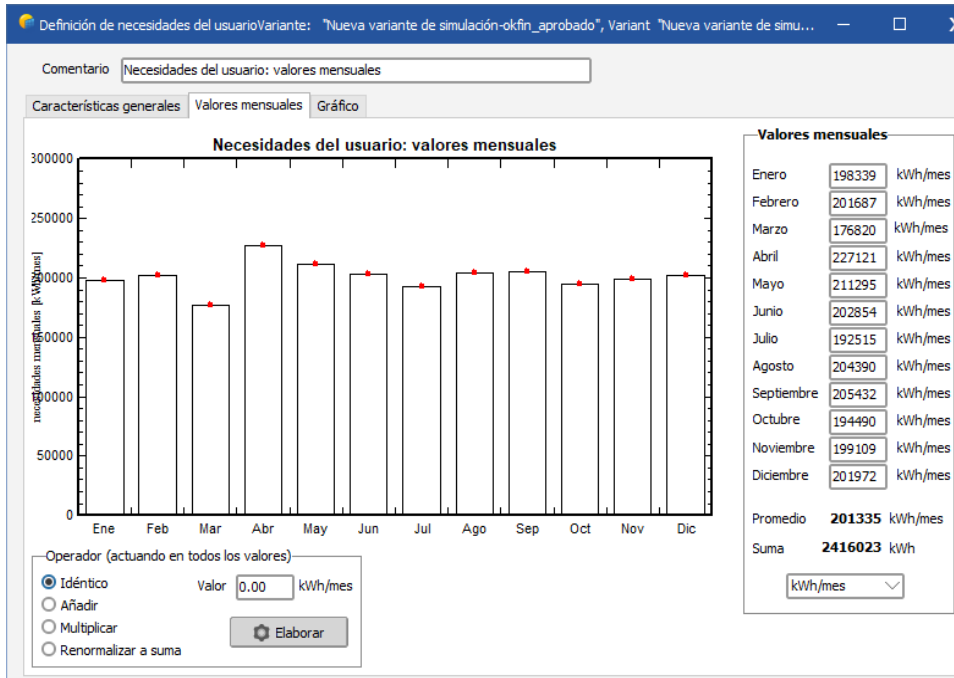
$$GEF_{CO_2 \text{ después } FV} = E_u * EF_{CM}$$

$$GEF_{CO_2 \text{ después } FV} = 1.710,3862 * 0,2818$$

$$GEF_{CO_2 \text{ después } FV} = \mathbf{481,9862 \text{ ton}_{CO_2}}$$

## 2.7 Simulación de la evaluación económica en PVsyst

PVsyst es una herramienta de gran potencia utilizada para dimensionar plantas solares fotovoltaicas. Además de esto, posee la capacidad de realizar una evaluación económica detallada del proyecto propuesto. Para ello, simplemente se requiere ingresar los datos analizados mediante ecuaciones al software PVsyst. A continuación, se presentarán los parámetros que fueron introducidos en PVsyst.



**Figura 2.3.** Consumo eléctrico de la Plataforma Governamental del Sur [Elaboración Propia]

La Figura 2.3. presenta el consumo de energía eléctrica de la Plataforma Governamental, estos datos fueron obtenidos de las planillas de consumo eléctrico perteneciente al periodo junio 2022 a mayo 2023.

Inversión y cargos | Parámetros financieros | Venta de electricidad | Ahorro autoconsumo | Resultados financieros | Balance de carbono

Valores:  Global  por Wp  por m<sup>2</sup> | Moneda: USD - United States Dollar | Tasas

Costes de instalación			
Descripción	Cantidad	Precio unitario	Total
Módulos FV			351880.36 USD
Inversores			49000.00 USD
Otros componentes			111400.00 USD
Estudios y análisis			28300.00 USD
Instalación			237407.48 USD
Seguro			0.00 USD
Costos del terreno			0.00 USD
Cargos bancarios del préstamo	0.00	0.00	0.00 USD
Impuestos			63804.00 USD
<b>Costo total de instalación</b>			<b>841791.84 USD</b>
Activo amortizable			40880.36 USD

Costos de operación (anual)		
Descripción	Costo anual	
Mantenimiento	9800.00	USD
Alquiler de terrenos	0.00	USD
Seguro	0.00	USD
Cargos bancarios	0.00	USD
Administrativo, contabili...	0.00	USD
Impuestos	0.00	USD
Subsidios	-	0.00 USD
<b>Costos de operación (OPEX)</b>		<b>9800.00 USD/año</b>

**Figura 2.4.** Ingreso de la Inversión y cargos [Elaboración Propia]

La ventana correspondiente a la Figura 2.4. solicita ingresar el costo de instalación, los valores fueron obtenidos mediante la cotización de una empresa de proyectos de energía renovable, el costo de mantenimiento que se ingresa corresponde al 1 % de la inversión inicial.

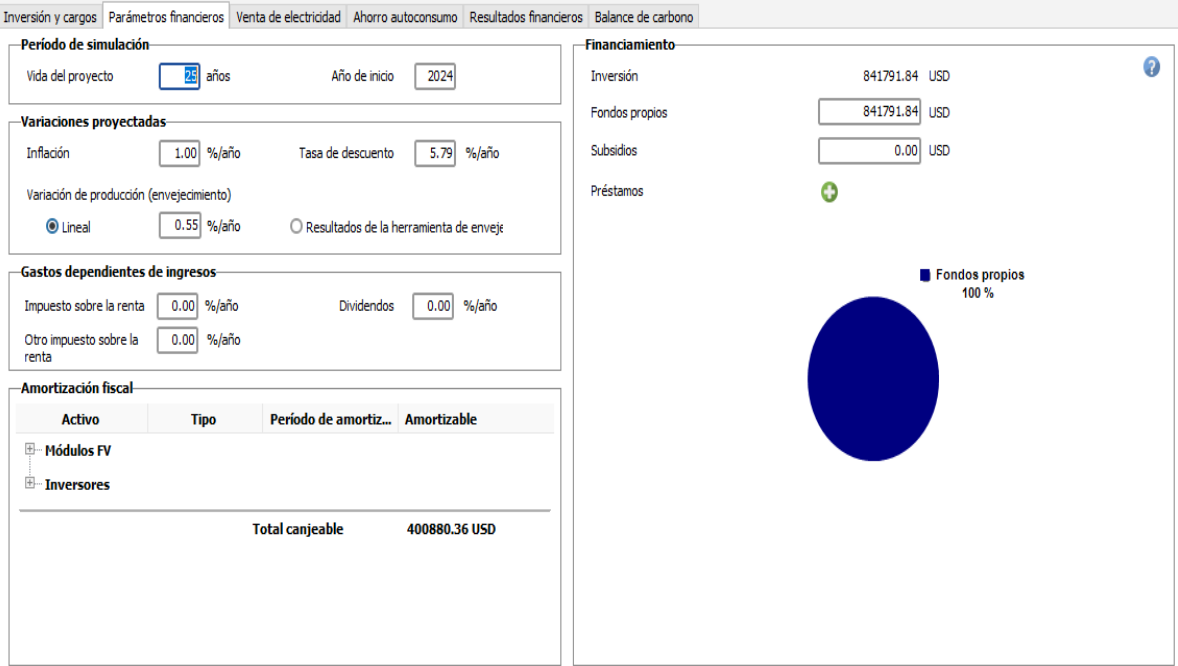


Figura 2.5. Ingreso de los parámetros financieros [Elaboración Propia]

La ventana correspondiente a la Figura 2.5. solicita ingresar los parámetros financieros, los puntos más importantes fueron el periodo de simulación, las variaciones proyectadas y el financiamiento, el mismo que es 100 % fondos propios.



Figura 2.6. Ingreso del ahorro por autoconsumo [Elaboración Propia]

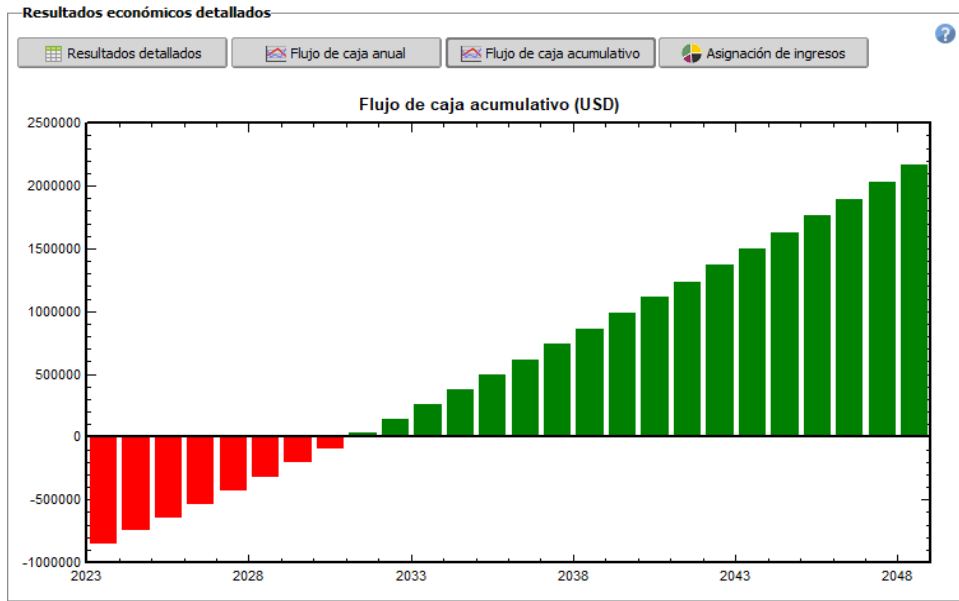
La ventana correspondiente a la Figura 2.6. solicita ingresar el tipo de tarifa, para más facilidad el costo de la tarifa será fija, además me solicita ingresar la tarifa de consumo eléctrico, este dato se obtiene del pliego tarifario elaborado por la ARC, además se indica que hay un incremento anual de la tarifa del 1 %.

Inversión y cargos	Parámetros financieros	Venta de electricidad	Ahorro
<b>Costes de instalación (CAPEX)</b>			
Costo total de instalación		841791.84 USD	
Activo amortizable		400880.36 USD	
<b>Financiamiento</b>			
Fondos propios		841791.84 USD	
Subsidios		0.00 USD	
Préstamos		0.00 USD	
<b>Total</b>		<b>841791.84 USD</b>	
<b>Gastos</b>			
Costos de operación(OPEX)		11071.33 USD/año	
Anualidades del préstamo		0.00 USD/año	
<b>Total</b>		<b>11071.33 USD/año</b>	
LCOE		<b>0.0386 USD/kWh</b>	
<b>Retorno de la inversión</b>			
Valor presente neto (VPN)		<b>679212.41 USD</b>	
Tasa de rendimiento interno (TRI)		<b>12.77 %</b>	
Período de recuperación		<b>10.4 años</b>	
Retorno de la inversión (ROI)		<b>80.7 %</b>	

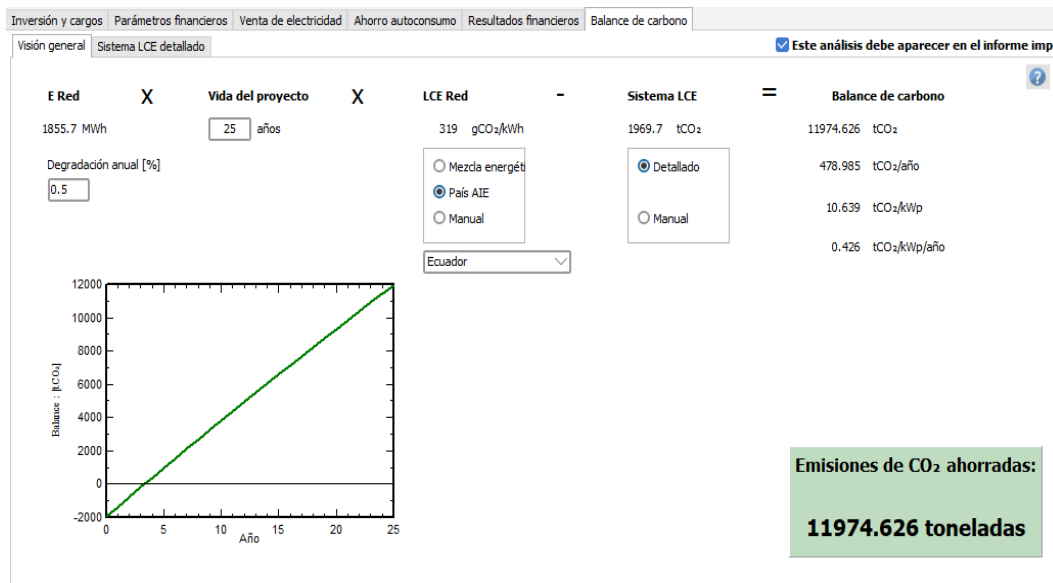
**Figura 2.7.** Resultados Financieros [Elaboración Propia]

Al ingresar los datos y al ajustar los parámetros, el programa automáticamente proporciona un resumen con los resultados financieros, tal como se presenta en la Figura 2.7. Los resultados muestran que la implementación de la central fotovoltaica es viable, ya que los indicadores financieros cumplen con los requisitos establecidos. Por ejemplo, el Valor Actual Neto (VAN) es positivo y alto, al igual que la Tasa Interna de Retorno (TIR). El período de recuperación de la inversión está entre el décimo y el undécimo año. La implementación de la central fotovoltaica genera grandes expectativas, ya que el Costo Nivelado de Energía (LCOE) es de 0,0386 US\$/kWh, un valor muy favorable, ya que es inferior al costo de la tarifa eléctrica de la EEQ.

La Figura 2.8. muestra el flujo de caja acumulativo durante todo el período de vida del proyecto, donde las barras representan la recuperación de la inversión realizada, donde cerca del año 2031 se produce la recuperación completa de la inversión realizada.



**Figura 2.8.** Flujo de caja acumulativo [Elaboración Propia]



**Figura 2.9.** Balance de carbono [Elaboración Propia]

La ventana correspondiente a la Figura 2.9. permite estimar el ahorro de la emisión de carbono al medio ambiente donde a lo largo de la vida útil de la central fotovoltaica, donde se plantea una reducción de la producción de energía eléctrica de 0,55 %, dando un ahorro de 11.974,626 toneladas de carbono enviadas al medio ambiente.

El Anexo III presenta el informe detallado que realiza el programa PVsyst.

### 3 RESULTADOS

En esta sección, se mostrarán los resultados logrados tras completar el detallado procedimiento de recolección y organización de información. A partir de estos resultados, daremos paso a un análisis exhaustivo con el objetivo primordial de evaluar la viabilidad de implementar una central fotovoltaica en el edificio Plataforma Gubernamental de Desarrollo Social.

Durante el proceso de recopilación de datos, se utilizaron diferentes herramientas para procesar la información obtenida. Entre ellas se incluyen el uso de tablas y diagramas de barras, los cuales permitieron una representación visual clara y concisa de los datos recopilados.

#### 3.1 Resultado de los Indicadores Económicos.

Para este evento se realizaron dos casos de estudio, el primero con fondos propios y el segundo con financiamiento del 70 %, dando los siguientes resultados:

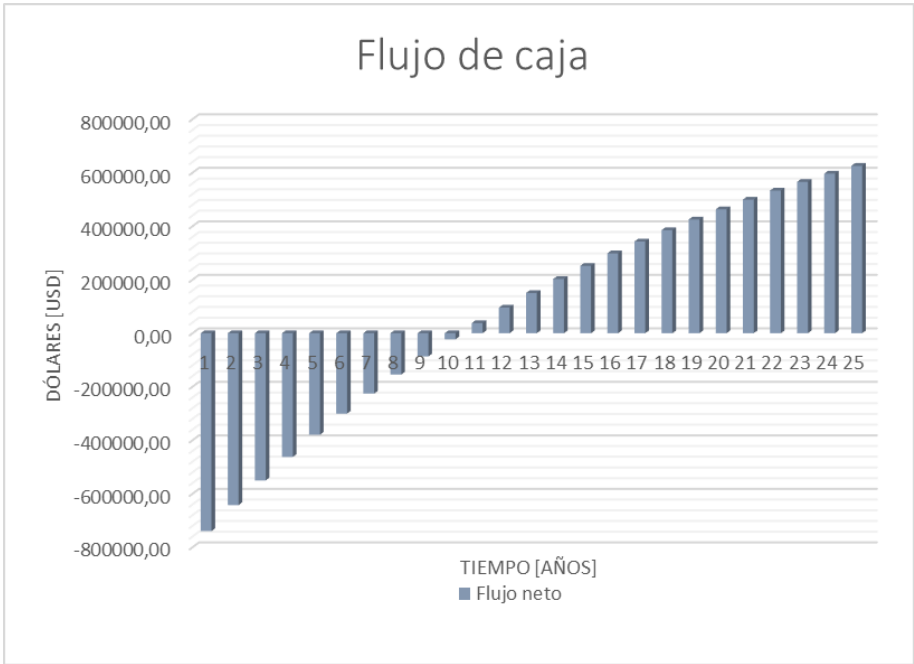


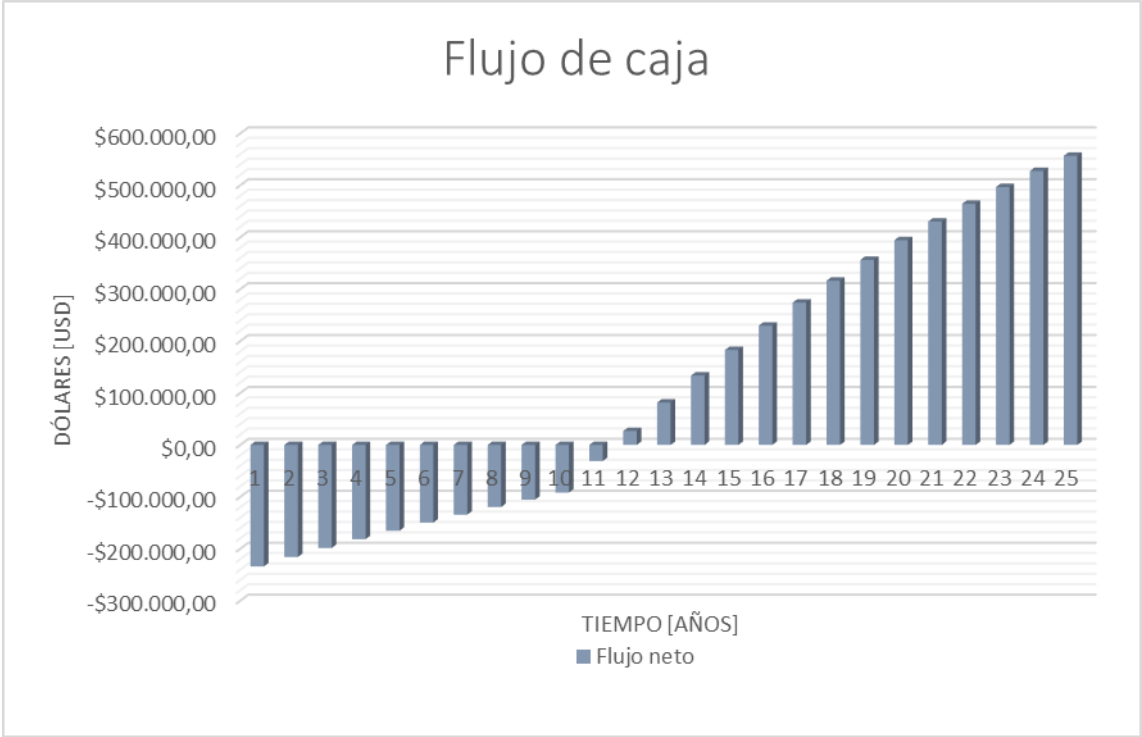
Figura 3.1. Flujo de Fondos con fondos propios. [Elaboración Propia]



La Figura 3.1. muestra un diagrama de barras detallando el flujo de fondos que se genera durante el período de funcionamiento total de la planta fotovoltaica. Este diagrama permite visualizar de manera clara cómo se desarrollan las corrientes monetarias a lo largo del tiempo.

Uno de los aspectos más relevantes que se observa en el diagrama es el momento en que se recupera la inversión realizada. En el caso específico de este estudio, se evidencia que la recuperación de la inversión tiene lugar entre el año 10 y el año 11. Esto implica que, a partir de ese punto, los ingresos generados por la central fotovoltaica superan los costos asociados, lo que indica un flujo positivo de beneficios económicos.

Este hito es crucial, ya que una vez que se ha logrado la recuperación de la inversión, se abre la posibilidad de realizar un análisis más detallado de los indicadores económicos asociados al proyecto. Esto incluye aspectos como la tasa interna de retorno (TIR), el valor actual neto (VAN) y otros indicadores financieros relevantes.



**Figura 3.2.** Flujo de Fondos con financiamiento del 70%. [Elaboración Propia]

La Figura 3.2. presenta el flujo de fondos a lo largo del periodo de vida útil de la central fotovoltaica. Un aspecto destacado es el análisis del escenario en el cual se realiza la

inversión con un financiamiento del 70 %. En este caso específico, se evidencia que si se logra la recuperación de la inversión dentro del periodo de vida útil de la central fotovoltaica. Esta situación implica que los ingresos generados por el proyecto son suficientes para cubrir los costos asociados.

Dado este escenario, se visualiza que si es viable llevar a cabo el proyecto de implementación de la central fotovoltaica con un financiamiento del 70 %.

**Tabla 3.1.** Resultados obtenidos de los indicadores [Elaboración Propia].

<b>ANÁLISIS ECONÓMICO</b>		
<b>Indicadores</b>	<b>Sin Financiamiento</b>	<b>Con Financiamiento</b>
<b>VAN</b>	\$ 625.727,44	\$ 556.868,22
<b>TIR</b>	12,536 %	15,818 %
<b>INR</b>	1,74	-
<b>TERI</b>	10,3563	-

La Figura 3.2, indica que realizar el proyecto con financiamiento si conduce a la recuperación deseada a lo largo de la vida útil de la central fotovoltaica. Este hecho se ve reflejado en la Tabla 3.1, donde el Valor Actual Neto (VAN) con financiamiento arroja un valor positivo de US\$ 556.866,22. Este resultado indica que es viable desarrollar el proyecto.

Por otro lado, cuando se realiza la inversión con fondos propios, se obtienen perspectivas favorables para llevar a cabo el proyecto. La recuperación de la inversión se produce entre el décimo y el undécimo año, como se muestra en el indicador de Tasa de Retorno Interna (TERI) de la Tabla 3.1. Esto implica que habrá aproximadamente catorce años para obtener ganancias. Sin embargo, debido a las normativas vigentes del país, las ganancias no se reflejarán de forma monetaria, ya que se aplica el método del Net Metering, que implica un balance entre la energía consumida y la energía inyectada a la red. Estos beneficios se traducirán en una reducción en el pago de la factura eléctrica. A lo largo de los 14 años en la Plataforma Gubernamental, se estima un ahorro de US\$ 625.727,44 en el pago de la factura eléctrica, como se evidencia en el indicador de VAN.

Además, la Tabla 3.1, indica que la Tasa Interna de Retorno (TIR) es del 12,536 % sin financiamiento y 15,818 % con financiamiento. Este valor además de ser positivo, indica una cifra considerablemente alta que favorece la viabilidad del proyecto. Asimismo, en la

misma tabla el Índice Neto de Rentabilidad tiene un valor de 1,74 el cual además de ser positivo, supera el valor de uno. Estos resultados son indicativos de buenas perspectivas para la implementación de la central fotovoltaica.

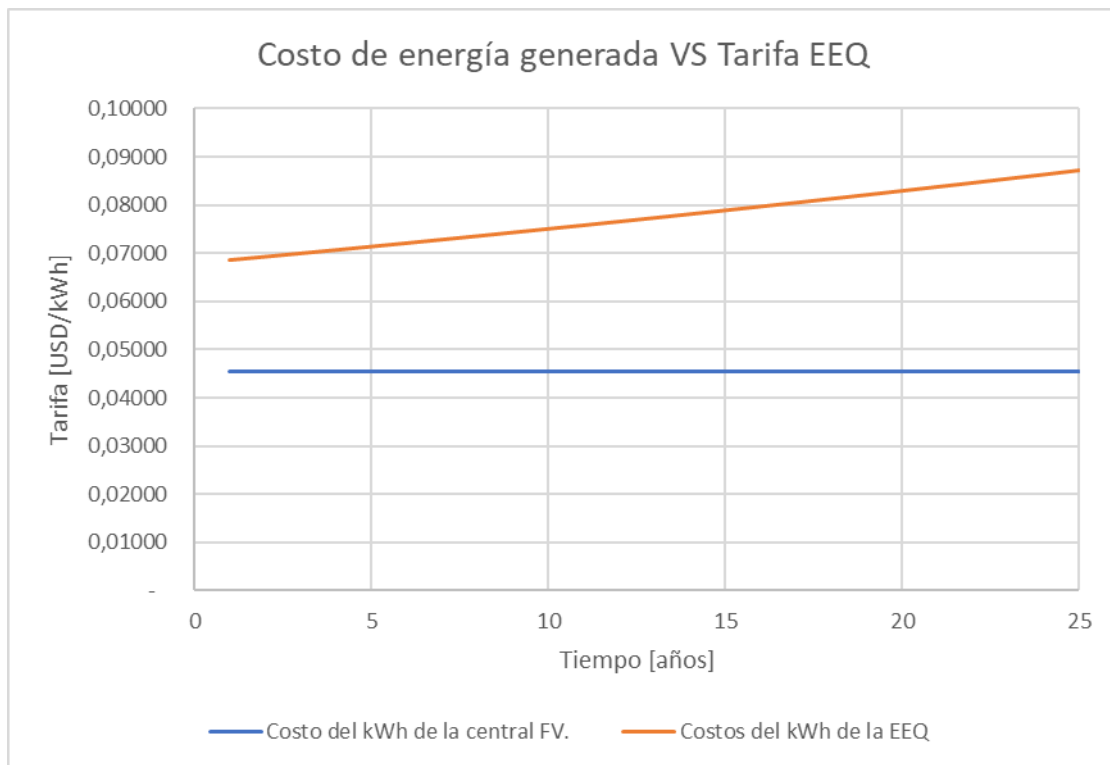
En resumen, los resultados obtenidos muestran que realizar la inversión con fondos propios es una opción más factible desde una perspectiva financiera. El proyecto presenta una recuperación de la inversión en un plazo razonable y los indicadores como el VAN, la TIR y el Índice Neto de Rentabilidad respaldan la factibilidad del proyecto.

**Tabla 3.2.** Análisis del LCOE [Elaboración Propia]

RESULTADOS		
<b>Método 1</b>	0,03631	US\$/kWh
<b>Método 2</b>	0,04533	US\$/kWh

Una vez se ha verificado que existe la factibilidad para llevar a cabo el proyecto, se procede a realizar un análisis exhaustivo del Costo Nivelado de Energía (LCOE). En este análisis, se empleó dos métodos diferentes, tal como se muestra en la Tabla 3.2. En el primer método, se presenta un costo de generación de energía eléctrica de 0,03631 US\$/kWh, mientras que, en el segundo método, el costo se incrementó a 0,04533 US\$/kWh. A pesar de la ligera diferencia entre los valores obtenidos por cada método, se puede concluir que el costo real de generación de energía eléctrica del sistema fotovoltaico se encuentra en ese rango.

En cuanto al análisis de la Paridad de Red, es prudente utilizar el segundo método como referencia. Esta elección se basa en dos consideraciones principales. Por un lado, el segundo método representa el peor escenario, ya que implica el mayor costo de generación de energía y, por otro lado, la ecuación utilizada en este método toma en cuenta variables como la energía generada y el gasto de operación y mantenimiento a lo largo del tiempo. Esto permite ajustar los valores a su equivalente en el presente, lo cual resulta crucial para una evaluación precisa de la Paridad de Red. En contraste, el primer método no toma en cuenta dichos ajustes temporales en las variables.



**Figura 3.3.** Análisis de Paridad de Red [Elaboración Propia]

La Figura 3.3. constituye una representación visual de gran importancia, ya que muestra la Paridad de Red, es decir, el punto en el cual el costo de generación de energía eléctrica a través de una fuente renovable se iguala al costo de la tarifa de energía eléctrica proporcionada por la red de distribución de la Empresa Eléctrica Quito.

De forma implícita destaca los beneficios significativos de instalar sistemas fotovoltaicos. Por un lado, se evidencia que llegará un momento en el que el costo de generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables será igual o incluso inferior al costo de la energía generada por fuentes convencionales. Este hecho es de gran relevancia, ya que demuestra la competitividad económica y financiera de las fuentes renovables en comparación con las fuentes convencionales.

Por otro lado, la instalación de sistemas fotovoltaicos permite reducir considerablemente la dependencia de los combustibles fósiles utilizados en las centrales térmicas. Esta reducción se logra gracias a la disminución notable en la demanda de energía proveniente de fuentes convencionales, lo que contribuye a la reducción de los efectos ambientales relacionados con la producción de energía mediante el uso de combustibles fósiles.

## 3.2 Análisis de reducción de CO2

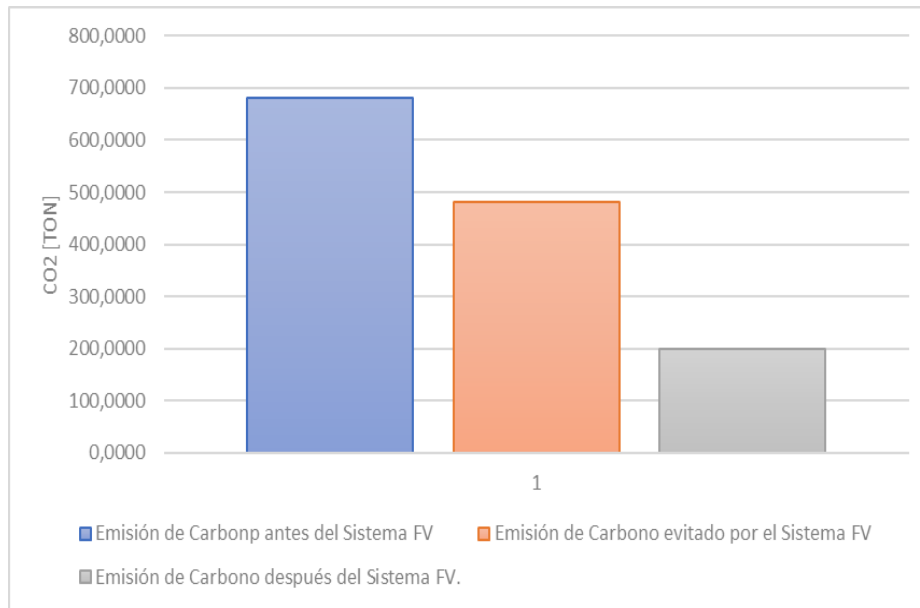
**Tabla 3.3.** Recopilación de resultados de la reducción de la contaminación [Elaboración Propia]

Descripción	Cantidad	Unidad
Factor de emisión de CO2	0,2818	[ton CO2/MWh]
Consumo de energía anual	2.417,024	[MWh]
Emisión de Carbono antes del Sistema FV	681,117	[ton CO2]
Energía Generada por el Sistema FV	1.710,386	[MWh]
Emisión de Carbono evitado por el Sistema FV	481,9868	[ton CO2]
Emisión de Carbono después del Sistema FV	199,1306	[ton CO2]
Reducción de Emisión de Carbono	70,7641	[%]

Un aspecto de suma importancia al considerar la implementación de centrales fotovoltaicas es evaluar el impacto que tendrán en el medio ambiente. Con este propósito, la Tabla 3.3. recopila datos relevantes sobre la disminución de la liberación de gases de efecto invernadero que se lograría con la instalación de esta central.

Antes de la instalación de la central fotovoltaica, la emisión de carbono alcanzaba las 681,1174 toneladas. Sin embargo, gracias a la implementación de esta central fotovoltaica, se evita enviar alrededor de 481,9868 toneladas de carbono al medio ambiente. Esto se traduce en una impresionante reducción del 70,7641 % de las emisiones de carbono que se hubieran producido sin la instalación de la central.

Es importante destacar que este porcentaje representa una cifra significativa de reducción de emisiones de carbono. Al evitar la liberación de una cantidad tan considerable de carbono, se contribuye de manera notable a la protección del medio ambiente y a la mitigación del cambio climático. Este resultado demuestra que la instalación de una central fotovoltaica tiene un impacto positivo en la reducción de la contaminación y el fomento de una economía más sostenible.



**Figura 3.4.** Representación de la reducción de emisión de CO2 al medio ambiente [Elaboración Propia]

Con el fin de proporcionar una visualización más clara de la reducción de emisiones de carbono asociadas a la instalación de la central fotovoltaica, se empleará la Figura 3.4, que es un resumen de la información contenida en la Tabla 3.3.

En esta figura, se representan las barras de colores para visualizar de manera efectiva los diferentes aspectos relacionados con la emisión de carbono. La barra de color azul refleja la cantidad de carbono emitida antes de la instalación de la central fotovoltaica, mientras que la barra de color rosado muestra la cantidad de carbono que se evita enviar al medio ambiente gracias a la implementación de la central fotovoltaica. Por último, la barra de color gris representa la emisión de carbono posterior a la instalación de la central fotovoltaica.

Al examinar la Figura 3.4. se aprecia claramente la significativa reducción en la emisión de carbono después de la instalación de la central fotovoltaica. La barra de color azul, que representa la emisión inicial de carbono, es notablemente más alta en comparación con la barra de color gris, que muestra la emisión de carbono después de la implementación de la central fotovoltaica. Esto indica que se ha logrado una disminución considerable en las emisiones de carbono, lo que directamente ayuda a contrarrestar el cambio climático y preservar el entorno ambiental.

### 3.3 Comparación de los resultados manuales y con la simulación

**Tabla 3.4.** Comparación entre el análisis manual y el simulado [Elaboración Propia]

<b>Comparación</b>		
<b>Indicadores</b>	<b>Manual</b>	<b>Simulación</b>
<b>VAN</b>	\$ 625.727,44	\$ 679.212,41
<b>TIR</b>	12,536%	12,770%
<b>TERI</b>	10,3563	10,4
<b>LCOE</b>	0,04533	0,0386
<b>Carbono [Ton]</b>	12.049,671	11.974,626

La Tabla 3.4. indica que los resultados obtenidos mediante el cálculo manual de los indicadores utilizando ecuaciones y a través de la simulación en PVsyst son prácticamente similares. Por ejemplo, el Valor Actual Neto (VAN) en ambos casos se sitúa superior a los US\$ 600.000. Esta variación se debe a que en el cálculo manual se consideraron ciertos aspectos que no fueron requeridos en la simulación. En cuanto a la Tasa Interna de Retorno (TIR), los valores son cercanos entre sí en ambas metodologías. Asimismo, se observa que el Tiempo de Recuperación de la Inversión (TERI) se encuentra aproximadamente en la mitad del décimo año.

Con relación a los beneficios medioambientales, se estima que la central fotovoltaica evita la emisión de alrededor de 12.000 toneladas de carbono a lo largo de su vida útil. Por último, tanto en el cálculo manual como en la simulación, el Costo Nivelado de Energía (LCOE) se sitúa alrededor de los 0,04 US\$/kWh.

Este análisis respalda la viabilidad financiera y medioambiental de la implementación de la central fotovoltaica.

## 4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 Conclusiones

Tras realizar un análisis económico-financiero exhaustivo, se logró confirmar la viabilidad de instalar una central fotovoltaica en la terraza del edificio Plataforma Gubernamental Sur de Desarrollo Social ya que los indicadores económicos obtenidos a través de este riguroso análisis fueron positivos y presentaron valores considerablemente altos.

A través del análisis realizado, se logró observar que la recuperación de la inversión se alcanza en el décimo año, lo cual representa un período prolongado, ya que generalmente se espera recuperar la inversión en aproximadamente cinco años. Esta extensión en el tiempo se debe a que, al tratarse de una entidad pública, el costo de la tarifa eléctrica por kWh es bajo (0,068 centavos), en comparación con otros tipos de clientes de la EEQ, lo que resulta en un ingreso reducido por la venta de energía eléctrica a la red.

Tras el análisis llevado a cabo, se pudo concluir que la opción más favorable para invertir en el proyecto es utilizando fondos propios. En este escenario, se obtuvo un Valor Actual Neto (VAN) positivo, lo que implica que los ingresos de efectivo generados por el proyecto son mayores que el gasto inicial de inversión. Por otro lado, al considerar un esquema de financiamiento de 70/30 %, los resultados fueron un poco menos favorables.

Se pudo confirmar la consistencia entre los resultados obtenidos mediante ecuaciones y los generados por el software de simulación PVSyst. Ambos resultados fueron muy similares, lo que valida la precisión y confiabilidad del programa de simulación.

El análisis del Costo Nivelado de Energía (LCOE) se realizó mediante dos métodos que tuvieron en cuenta diferentes variables. Los resultados obtenidos fueron cercanos y bajos, lo que indica que se cumple con la Paridad de Red. Esto significa que el costo de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables es inferior al costo de generación utilizando fuentes convencionales.

A través del análisis del impacto ambiental, se pudo constatar que la implementación de la central fotovoltaica tiene un efecto significativo en la disminución de la huella de carbono. A lo la, se evitan aproximadamente 12.000 toneladas de emisiones de carbono al medio ambiente.



## **4.2 Recomendaciones**

Es recomendable realizar el análisis económico-financiero utilizando costos reales de los equipos para obtener resultados confiables y verificables. Esto implica considerar los precios actuales y actualizados de los equipos y componentes involucrados en el proyecto. Al utilizar costos reales, se garantiza una mayor precisión en los cálculos y se facilita la validación de los resultados obtenidos.

Basándonos en el estudio de viabilidad económica y financiera llevado a cabo, se sugiere realizar el proyecto, ya que los resultados de los indicadores económicos respaldan su implementación. Además, dado que se trata de un edificio público, este proyecto conlleva una serie de ventajas significativas, como la reducción de costos, estabilidad en los precios, fomento de la sostenibilidad, disminución de la huella de carbono, oportunidades educativas y de concientización, así como la obtención de independencia energética.

## 5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] K. V. Itaz Alcuacer, "Estudio de factibilidad de un sistema de generación fotovoltaico para brindar servicio al edificio sede de la Organización Latinoamericana de Energía", bachelorThesis, Quiot, 2017., 2017. Consultado: el 4 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19000>
- [2] M. P. Andrade Marín, "Estudio para la implementación de generación fotovoltaica para autoabastecimiento en la empresa industrial 'Tornasol'", bachelorThesis, Quito, 2021, 2021. Consultado: el 3 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21733>
- [3] "Costos de generación de energía renovable en 2021", el 13 de julio de 2022. <https://www.irena.org/Publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021-ES> (consultado el 6 de agosto de 2023).
- [4] "La inversión en energía fotovoltaica se cuadruplicará en Ecuador hasta 2023". <https://www.lahora.com.ec/pais/solar-fotovoltaica-inversion-ecuador/> (consultado el 6 de agosto de 2023).
- [5] O. A. R. Rojas, "Didáctica Crítica de la Matemática Financiera", *SAPIENS*, vol. 11, núm. 2, p. 20, oct. 2010.
- [6] "Ingresos y Egresos - Contabilidad | Excel Para Todos", el 21 de mayo de 2023. <https://excelparatodos.com/ingresos-y-egresos/> (consultado el 3 de julio de 2023).
- [7] J. Mejía, "Conceptos Ingeniería Industrial: Diagrama de Flujo en Caja o Flujo de Efectivo", *Conceptos Ingeniería Industrial*, el 1 de abril de 2015. <http://conceptosingindustrial.blogspot.com/2015/04/diagrama-de-flujo-en-caja-o-flujo-de.html> (consultado el 3 de julio de 2023).
- [8] B. Herrera García, "Acerca de la tasa de descuento en proyectos", *Quipukamayoc*, vol. 15, núm. 29, p. 101, mar. 2014, doi: 10.15381/quipu.v15i29.5284.
- [9] R. V. Burguillo, "Tasa de descuento - Definición, qué es y concepto", *Economipedia*. <https://economipedia.com/definiciones/tasa-descuento.html> (consultado el 3 de julio de 2023).

- [10]R. P. Angos Guevara, "Determinación del Costo Nivelado de Energía (LCOE) para distintos tipos de centrales de generación del Ecuador.", bachelorThesis, Quito, 2021, 2021. Consultado: el 1 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21741>
- [11]V. Codena y W. Javier, "Estudio para el suministro de energía eléctrica mediante un sistema fotovoltaico para el 'Mercado San Roque'", bachelorThesis, Quito, 2021, 2021. Consultado: el 3 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21569>
- [12]J. E. Bastidas y G. L. Mera, "Análisis financiero para mejorar la toma de decisiones de la empresa Importextil de la ciudad de Otavalo", bachelorThesis, Otavalo: Universidad de Otavalo, 2019, 2019. Consultado: el 5 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.uotavalo.edu.ec/handle/52000/191>
- [13]J. A. Naranjo Aguirre y C. D. Suárez Villavicencio, "Diseño de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía eléctrica para sistemas agrícolas aislados.", bachelorThesis, Quito : EPN, 2022., 2022. Consultado: el 27 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/22884>
- [14]G. S. Salazar Pérez, "Análisis Técnico y Económico de la Implementación del Net Metering para diferentes tipos de Consumidores de Electricidad en el Ecuador", bachelorThesis, Quito, 2020., 2020. Consultado: el 3 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20937>
- [15]H. Huilco, "Calculo de paridad de red fotovoltaica para saber si te conviene producir la energia que consumis o comprarsela a la eléctrica", *Steemit*, el 3 de diciembre de 2018. <https://steemit.com/stem-espanol/@huilco/calculo-de-paridad-de-red-fotovoltaica-para-saber-si-te-conviene-producir-la-energia-que-consumis-o-comprarsela-a-la-electrica> (consultado el 7 de agosto de 2023).
- [16]"De casa a la red y de la red a casa – Agencia TSS". <https://www.unsam.edu.ar/tss/una-solucion-renovable-al-problema-energetico/> (consultado el 7 de agosto de 2023).
- [17]"Net metering y net billing: esquemas de interconexión en México", *Enlight*, el 17 de junio de 2020. <https://www.enlight.mx/blog/conoce-los-esquemas-de-interconexion-que-existen-en-mexico> (consultado el 10 de julio de 2023).

- [18] J. X. Iza Quishpe, "Diseño de una central fotovoltaica para abastecimiento de energía eléctrica del Campus de la Escuela Politécnica Nacional", bachelorThesis, Quito, 2020., 2020. Consultado: el 28 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20749>
- [19] G. Gpsccc, "PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE Código: ENERGÍA ELÉCTRICA", núm. 03, 2023.
- [20] "Acerca – SolarTeam". <https://solarteam.energy/acerca-de/> (consultado el 8 de julio de 2023).
- [21] "Ley Orgánica para el Desarrollo Económico y Sostenibilidad Fiscal tras la Pandemia COVID-19 – Secretaría General de Comunicación de la Presidencia". <https://www.comunicacion.gob.ec/hemos-escuchado-y-conversado-con-los-sectores-sociales/> (consultado el 8 de julio de 2023).
- [22] "Paneles solares en Ecuador - Genera Renovables". <https://generarenovables.com/paneles-solares/> (consultado el 28 de junio de 2023).
- [23] "resolucion\_nro.\_arcernnr-013-2021ed.pdf". Consultado: el 28 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: [https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/09/resolucion\\_nro.\\_arcernnr-013-2021ed.pdf](https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/09/resolucion_nro._arcernnr-013-2021ed.pdf)
- [24] "TASAS DE INTERÉS ACTIVAS EFECTIVAS REFERENCIALES", julio de 2023. <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indicador.htm> (consultado el 9 de julio de 2023).
- [25] L. Estrella Haro, "Ecuador avanza hacia la disminución de emisiones de CO2 en el sector eléctrico – Ministerio de Energía y Minas", el 30 de diciembre de 2022. <https://www.recursosyenergia.gob.ec/ecuador-avanza-hacia-la-disminucion-de-emisiones-de-co2-en-el-sector-electrico/> (consultado el 11 de julio de 2023).

## **6 ANEXOS**

En la siguiente sección se presentan los Anexos con información utilizada para el desarrollo del Trabajo de Integración Curricular.

ANEXO I. Pliego tarifario correspondiente a la Empresa Eléctrica Quito S.A.

ANEXO II. Tasa Pasiva 2023 del Banco Central del Ecuador.

ANEXO III. Informe de resultados obtenidos de PVsyst.

## ANEXO I. Pliego tarifario correspondiente a la Empresa Eléctrica Quito S.A.



AGENCIA DE REGULACION Y CONTROL  
DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES  
NO RENOVABLES

PERIODO: ENERO - DICIEMBRE

### EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.

#### CARGOS TARIFARIOS

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGIA (USD/kWh)	COMERCIALIZACION (USD/Consumidor)
<b>NIVEL VOLTAJE</b>	<b>MEDIO VOLTAJE CON DEMANDA</b>		
	<b>COMERCIALES</b>		1,414
	4,129	0,095	
	<b>INDUSTRIALES</b>		
	4,129	0,081	
	<b>E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES</b>		
	4,129	0,068	
	<b>BOMBEO AGUA</b>		
	4,129	0,058	
<b>NIVEL VOLTAJE</b>	<b>MEDIO VOLTAJE CON DEMANDA HORARIA</b>		
	<b>COMERCIALES</b>		1,414
08:00 hasta 22:00 horas 22:00 hasta 08:00 horas	4,129	0,095 0,077	
	<b>E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES</b>		
08:00 hasta 22:00 horas 22:00 hasta 08:00 horas	4,129	0,068 0,056	

## ANEXO II. Tasa Pasiva 2023 del Banco Central del Ecuador.

<b>Julio 2023</b>	
<p>Cumpliendo las funciones establecidas en el Artículo 36, numeral 8 del Código Orgánico y Financiero; el BCE realiza el "Monitoreo de las tasas de interés con fines estadísticos". El establecimiento del sistema de tasas de interés para las operaciones activas y pasivas del sistema financiero nacional y las demás tasas de interés requeridas por la ley corresponden a la Junta de Política y Regulación Financiera, conforme lo indica el mismo COMF en el artículo 14.1</p>	
<p><b>1. TASAS DE INTERÉS ACTIVAS EFECTIVAS REFERENCIALES VIGENTES PARA EL SECTOR FINANCIERO PRIVADO, PÚBLICO Y, POPULAR Y SOLIDARIO</b></p>	
<b>Tasas de Interés Activas Referenciales<sup>1</sup></b>	
Segmentos de Crédito <sup>2</sup>	% anual
Productivo Corporativo	9,02
Productivo Empresarial	10,04
Productivo PYMES	10,66
Consumo	16,24
Educativo	8,61
Educativo Social	5,49
Vivienda de Interés Público	4,99
Vivienda de Interés Social	4,98
Inmobiliario	9,55
Microcrédito Minorista	20,56
Microcrédito de Acumulación Simple	20,40
Microcrédito de Acumulación Ampliada	19,71
Inversión Pública	8,18
<p><b>DEFINICIONES:</b> Tasa de Interés Activa Efectiva Referencial por Segmento (TAR), para cada uno de los segmentos de la cartera de crédito, corresponden al promedio ponderado por monto de las tasas de interés efectivas pactadas en las operaciones de crédito concedidas por las entidades financieras. Mayor información, diríjase a:  <a href="https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Met_TasasReferenciales.pdf">https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Met_TasasReferenciales.pdf</a></p>	

## ANEXO III. Informe de resultados obtenidos de PVsyst.



Version 7.3.1

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: Proyecto 1 Mario (575W, 175kW) ok\_ aprobado

Variant: Nueva variante de simulación-okfin\_ aprobado

No 3D scene defined, no shadings

System power: 1126 kWp

La Concordia Número Uno - Ecuador





## Project: Proyecto 1 Mario (575W, 175kW) ok\_ aprobado

Variant: Nueva variante de simulación-okfin\_ aprobado

### PVsyst V7.3.1

VC5, Simulation date:  
15/07/23 21:39  
with v7.3.1

### Project summary

<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>	
<b>La Concordia Número Uno</b>		Latitude	-0.29 °S	Albedo	0.20
Ecuador		Longitude	-78.55 °W		
		Altitude	2893 m		
		Time zone	UTC-5		
<b>Meteo data</b>					
La Concordia Número Uno					
Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético					

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>		<b>No 3D scene defined, no shadings</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Fixed planes	2 orientations	No Shadings		Monthly values	
Tilts/azimuths	10 / 30 °				
	10 / -150 °				
<b>System information</b>					
<b>PV Array</b>					
Nb. of modules	1924 units	<b>Inverters</b>		5 units	
Pnom total	1126 kWp	Nb. of units		925 kWac	
		Pnom total		1.217	
		Pnom ratio			

### Results summary

Produced Energy	1855623 kWh/year	Specific production	1649 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.77 %
Used Energy	2416023 kWh/year			Solar Fraction SF	38.59 %

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8
Cost of the system	9
Financial analysis	10
CO <sub>2</sub> Emission Balance	13



Project: Proyecto 1 Mario (575W, 175kW) ok\_aprobado

Variant: Nueva variante de simulación-okfin\_aprobado

**PVsyst V7.3.1**

VC5, Simulation date:  
15/07/23 21:39  
with v7.3.1

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>						<b>No 3D scene defined, no shadings</b>							
<b>PV Field Orientation</b>						<b>Sheds configuration</b>			<b>Models used</b>				
Orientation						No 3D scene defined			Transposition Perez				
Fixed planes 2 orientations									Diffuse Perez, Meteonom				
Tilts/azimuths 10 / 30 °									Circumsolar separate				
10 / -150 °													
<b>Horizon</b>						<b>Near Shadings</b>			<b>User's needs</b>				
Free Horizon						No Shadings			Monthly values				
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
198	202	177	227	211	203	193	204	205	194	199	202	2416	MWh/mth

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JKM585M-7RL4-V	Model	SUN2000-185KTL-H1.m
(Original PVsyst database)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	585 Wp	Unit Nom. Power	185 kWac
Number of PV modules	1924 units	Number of inverters	5 units
Nominal (STC)	1126 kWp	Total power	925 kWac
Modules	74 Strings x 26 In series	Operating voltage	550-1500 V
<b>At operating cond. (40°C)</b>		Max. power (=>25°C)	185 kWac
Pmpp	1067 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.22
U mpp	1088 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	980 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	1126 kWp	Total power	925 kWac
Total	1924 modules	Number of inverters	5 units
Module area	5260 m²	Pnom ratio	1.22

**Array losses**

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>				
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	18 mΩ			
		Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>		<b>Strings Mismatch loss</b>				
Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %			
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



Project: Proyecto 1 Mario (575W, 175kW) ok\_aprobado

Variant: Nueva variante de simulación-okfin\_aprobado

**PVsyst V7.3.1**

VC5, Simulation date:  
15/07/23 21:39  
with v7.3.1

**Array losses**

<b>Spectral correction</b>						
FirstSolar model						
Precipitable water estimated from relative humidity						
Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781



Project: Proyecto 1 Mario (575W, 175kW) ok\_ aprobado

Variant: Nueva variante de simulación-okfin\_ aprobado

PVsyst V7.3.1

VC5, Simulation date:  
15/07/23 21:39  
with v7.3.1

Main results

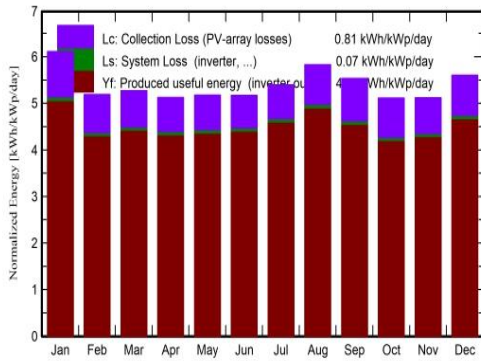
System Production

Produced Energy	1855623 kWh/year	Specific production	1649 kWh/kWp/year
Used Energy	2416023 kWh/year	Performance Ratio PR	83.77 %
		Solar Fraction SF	38.59 %

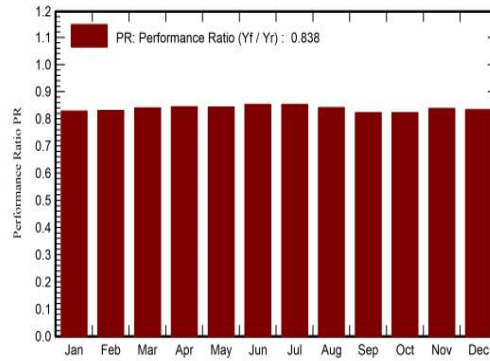
Economic evaluation

<b>Investment</b>		<b>Yearly cost</b>		<b>LCOE</b>	
Global	841791.84 USD	Annuities	0.00 USD/yr	Energy cost	0.04 USD/kWh
Specific	0.75 USD/Wp	Run. costs	11071.33 USD/yr		
		Payback period	10.4 years		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	180.6	63.85	14.12	189.6	183.3	179429	198339	79640	97163	118699
February	141.8	60.00	14.03	145.3	140.5	137805	201687	73189	62615	128498
March	164.8	78.76	14.01	163.4	157.5	156800	176820	71123	83430	105697
April	159.9	71.59	13.74	153.9	148.1	148433	227121	84406	61867	142715
May	171.3	68.88	14.07	160.6	154.4	154698	211295	79506	72915	131789
June	168.9	58.00	13.82	155.1	148.6	151160	202854	77950	71004	124904
July	180.5	64.24	13.96	167.4	160.5	163109	192515	78044	82702	114470
August	191.0	61.02	14.32	180.8	174.2	173882	204390	82461	88858	121929
September	167.7	75.00	14.09	166.1	160.5	156165	205432	78889	74983	126543
October	156.0	73.10	14.13	158.6	153.1	149155	194490	73127	73838	121363
November	147.5	70.14	13.73	153.6	148.2	147004	199109	75087	69767	124022
December	165.4	80.22	13.91	173.8	167.9	165469	201972	78948	84111	123025
Year	1995.3	824.81	13.99	1968.1	1896.8	1883110	2416023	932371	923252	1483652

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid



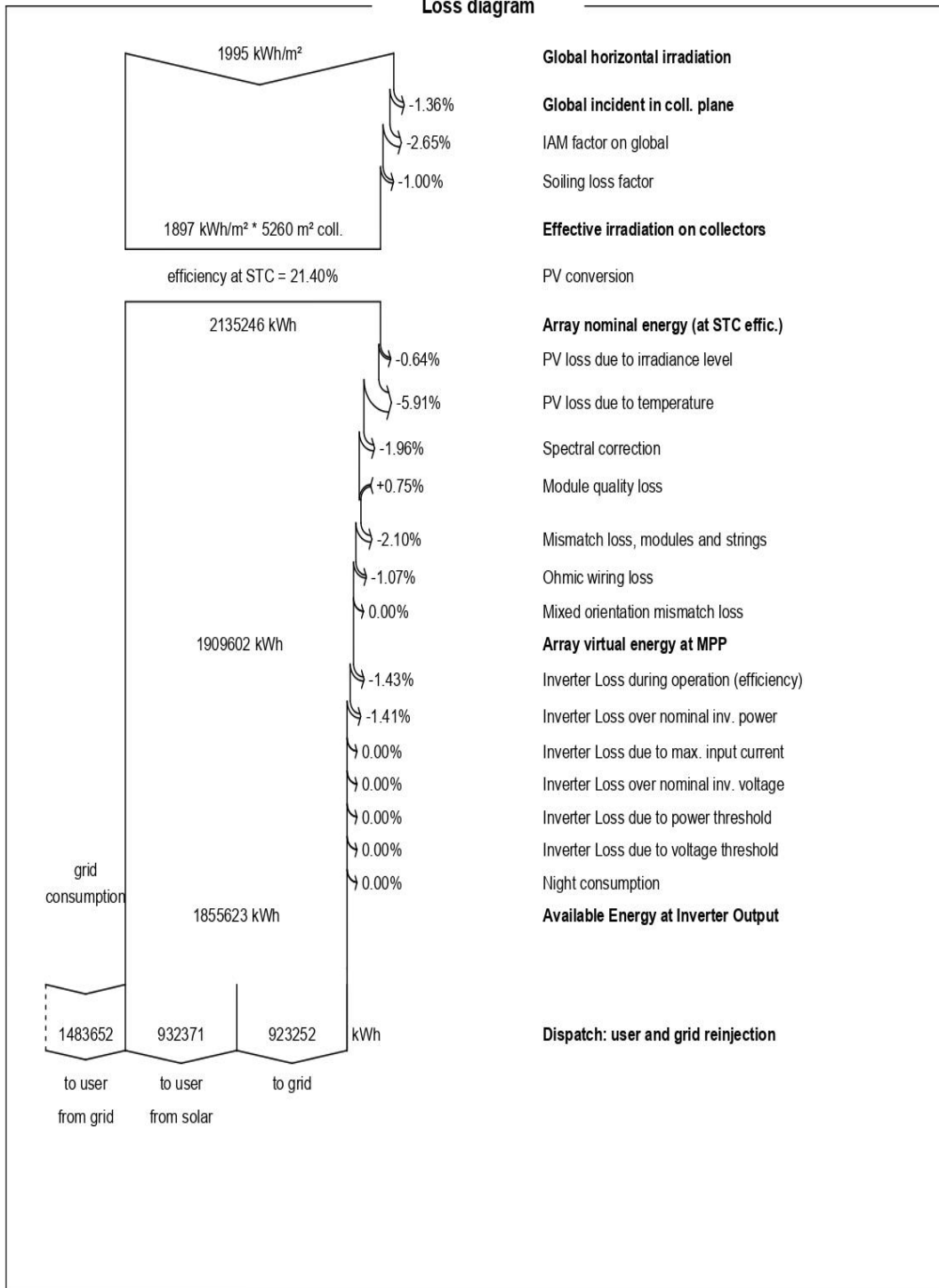
Project: Proyecto 1 Mario (575W, 175kW) ok\_aprobado

Variant: Nueva variante de simulación-okfin\_aprobado

PVsyst V7.3.1

VC5, Simulation date:  
15/07/23 21:39  
with v7.3.1

Loss diagram

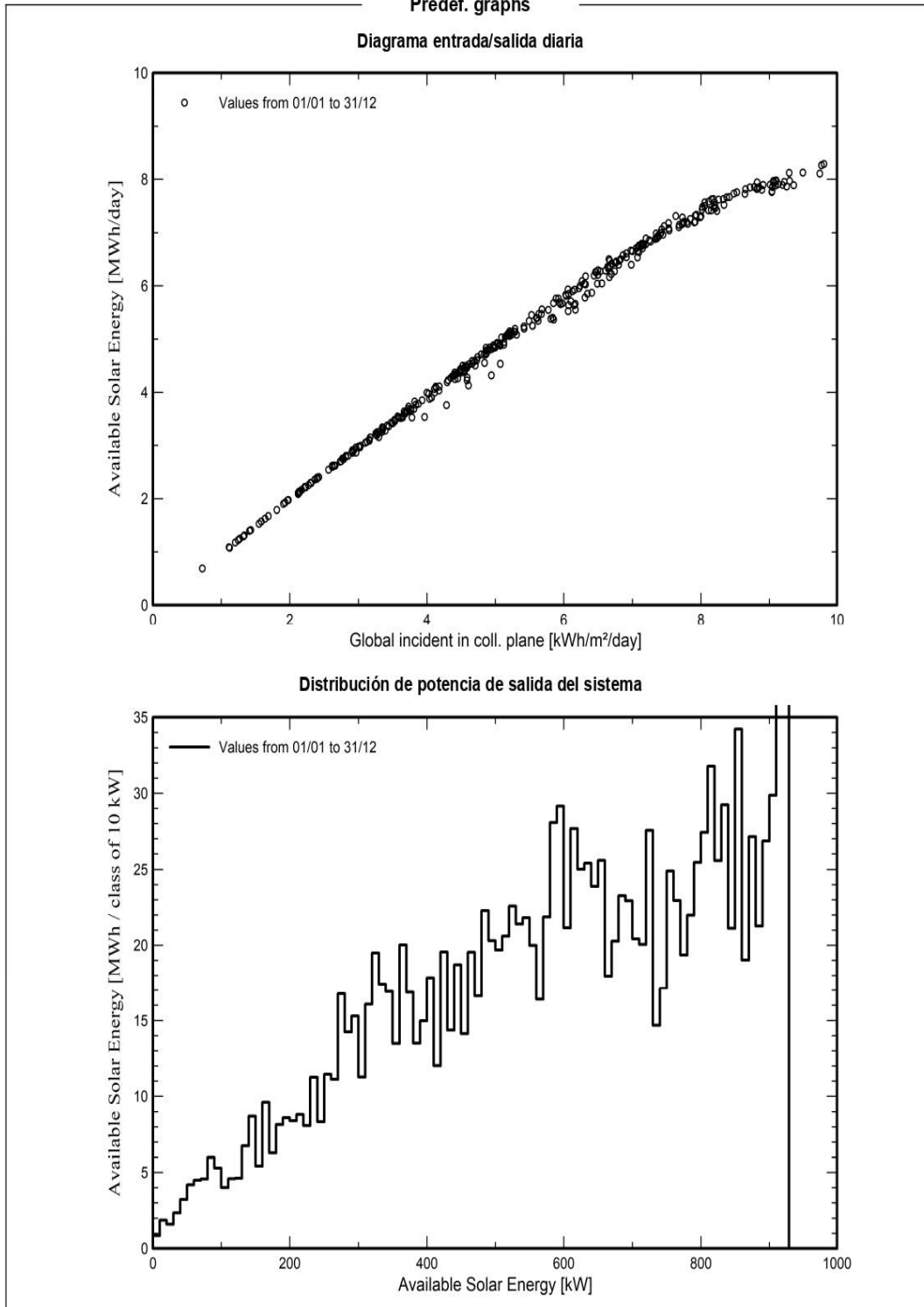


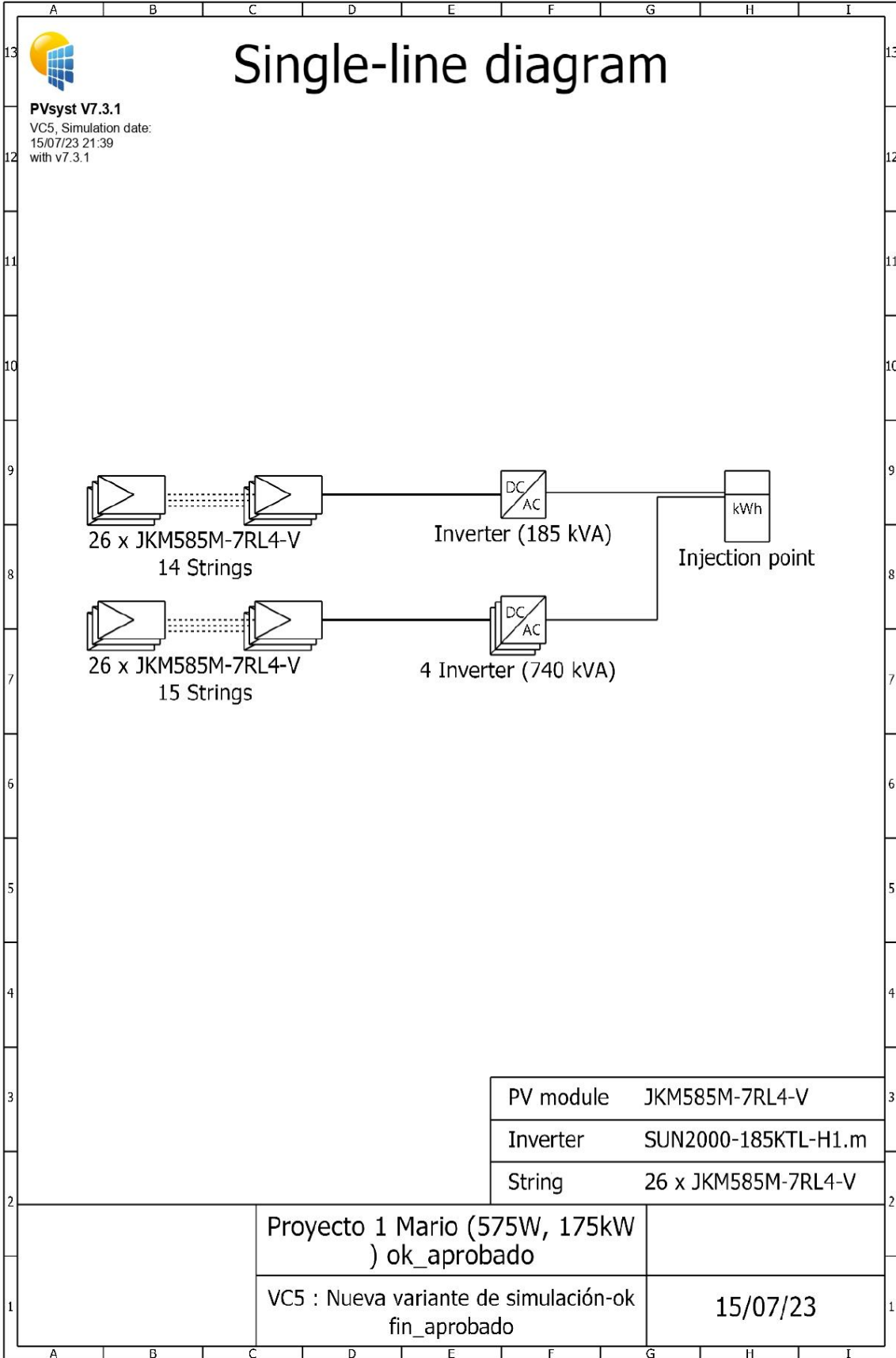


PVsyst V7.3.1

VC5, Simulation date:  
15/07/23 21:39  
with v7.3.1

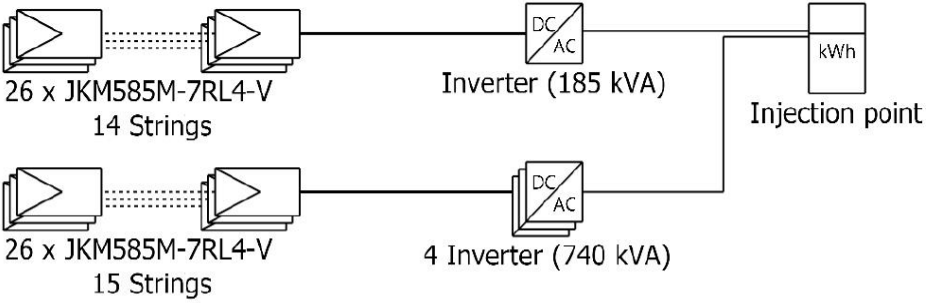
Predef. graphs





**PVsyst V7.3.1**  
 VC5, Simulation date:  
 15/07/23 21:39  
 with v7.3.1

# Single-line diagram



PV module	JKM585M-7RL4-V
Inverter	SUN2000-185KTL-H1.m
String	26 x JKM585M-7RL4-V

Proyecto 1 Mario (575W, 175kW ) ok_aprobado	
VC5 : Nueva variante de simulación-ok fin_aprobado	15/07/23



Project: Proyecto 1 Mario (575W, 175kW) ok\_aprobado

Variant: Nueva variante de simulación-okfin\_aprobado

**PVsyst V7.3.1**

VC5, Simulation date:  
15/07/23 21:39  
with v7.3.1

**Cost of the system**

**Installation costs**

Item	Quantity units	Cost USD	Total USD
<b>PV modules</b>			
JKM585M-7RL4-V	1924	128.00	246272.00
Supports for modules	1924	54.89	105608.36
<b>Inverters</b>			
SUN2000-185KTL-H1.m	5	9800.00	49000.00
<b>Other components</b>			
Wiring	1	81000.00	81000.00
Combiner box	2	2800.00	5600.00
Surge arrester	1	24800.00	24800.00
<b>Studies and analysis</b>			
Engineering	1	20000.00	20000.00
Permitting and other admin. Fees	1	8300.00	8300.00
<b>Installation</b>			
Global installation cost per module	1924	112.27	216007.48
Transport	1	21400.00	21400.00
<b>Taxes</b>			
VAT	1	0.00	63804.00
		Total	841791.84
		Depreciable asset	400880.36

**Operating costs**

Item	Total USD/year
<b>Maintenance</b>	
Provision for inverter replacement	9800.00
Total (OPEX)	9800.00
Including inflation (1.00%)	11071.33

**System summary**

Total installation cost	841791.84 USD
Operating costs (incl. inflation 1.00%/year)	11071.33 USD/year
Unused energy	932 MWh/year
Energy sold to the grid	923 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.039 USD/kWh



Project: Proyecto 1 Mario (575W, 175kW) ok\_aprobado

Variant: Nueva variante de simulación-okfin\_aprobado

**PVsyst V7.3.1**

VC5, Simulation date:  
15/07/23 21:39  
with v7.3.1

**Financial analysis**

**Simulation period**

Project lifetime 25 years Start year 2024

**Income variation over time**

Inflation 1.00 %/year  
Production variation (aging) 0.55 %/year  
Discount rate 5.79 %/year

**Income dependent expenses**

Income tax rate 0.00 %/year  
Other income tax 0.00 %/year  
Dividends 0.00 %/year

**Depreciable assets**

Asset	Depreciation method	Depreciation period (years)	Salvage value (USD)	Depreciable (USD)
PV modules				
JKM585M-7RL4-V	Straight-line	25	0.00	246272.00
Supports for modules	Straight-line	25	0.00	105608.36
Inverters				
SUN2000-185KTL-H1.m	Straight-line	25	0.00	49000.00
		Total	0.00	400880.36

**Financing**

Own funds 841791.84 USD

**Electricity sale**

Feed-in tariff 0.0555 USD/kWh  
Duration of tariff warranty 25 years  
Annual connection tax 0.00 USD/kWh  
Annual tariff variation 0.0 %/year  
Feed-in tariff decrease after warranty 0.00 %

**Self-consumption**

Consumption tariff 0.0680 USD/kWh  
Tariff evolution +1.0 %/year

**Return on investment**

Payback period 10.4 years  
Net present value (NPV) 679212.41 USD  
Internal rate of return (IRR) 12.77 %  
Return on investment (ROI) 80.7 %





Project: Proyecto 1 Mario (575W, 175kW) ok\_ aprobado

Variant: Nueva variante de simulación-okfin\_ aprobado

PVsyst V7.3.1

VC5, Simulation date:  
15/07/23 21:39  
with v7.3.1

Financial analysis

Detailed economic results (USD)

Year	Electricity sale	Own funds	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
0	0	841792	0	0	0	0	0	0	-841792	0.0%
1	51245	0	9800	16035	25410	0	41445	63401	-742684	11.8%
2	51527	0	9898	16035	25594	0	41629	64387	-647955	23.0%
3	51810	0	9997	16035	25778	0	41813	65389	-557409	33.8%
4	52095	0	10097	16035	25963	0	41998	66406	-470858	44.1%
5	52382	0	10198	16035	26149	0	42184	67439	-388126	53.9%
6	52670	0	10300	16035	26335	0	42370	68488	-309040	63.3%
7	52959	0	10403	16035	26521	0	42557	69553	-233438	72.3%
8	53251	0	10507	16035	26709	0	42744	70635	-161165	80.9%
9	53544	0	10612	16035	26896	0	42932	71734	-92072	89.1%
10	53838	0	10718	16035	27085	0	43120	72850	-26018	96.9%
11	54134	0	10825	16035	27274	0	43309	73983	37133	104.4%
12	54432	0	10934	16035	27463	0	43498	75134	97509	111.6%
13	54731	0	11043	16035	27653	0	43688	76303	155235	118.4%
14	55032	0	11153	16035	27844	0	43879	77489	210427	125.0%
15	55335	0	11265	16035	28035	0	44070	78695	263200	131.3%
16	55639	0	11377	16035	28227	0	44262	79919	313659	137.3%
17	55945	0	11491	16035	28419	0	44454	81162	361908	143.0%
18	56253	0	11606	16035	28612	0	44647	82425	408044	148.5%
19	56563	0	11722	16035	28805	0	44840	83707	452162	153.7%
20	56874	0	11839	16035	28999	0	45034	85009	494351	158.7%
21	57186	0	11958	16035	29193	0	45229	86331	534695	163.5%
22	57501	0	12077	16035	29388	0	45423	87674	573277	168.1%
23	57817	0	12198	16035	29584	0	45619	89038	610175	172.5%
24	58135	0	12320	16035	29780	0	45815	90423	645463	176.7%
25	58455	0	12443	16035	29976	0	46012	91829	679212	180.7%
<b>Total</b>	<b>1369354</b>	<b>841792</b>	<b>276783</b>	<b>400880</b>	<b>691691</b>	<b>0</b>	<b>1092571</b>	<b>1919403</b>	<b>679212</b>	<b>180.7%</b>

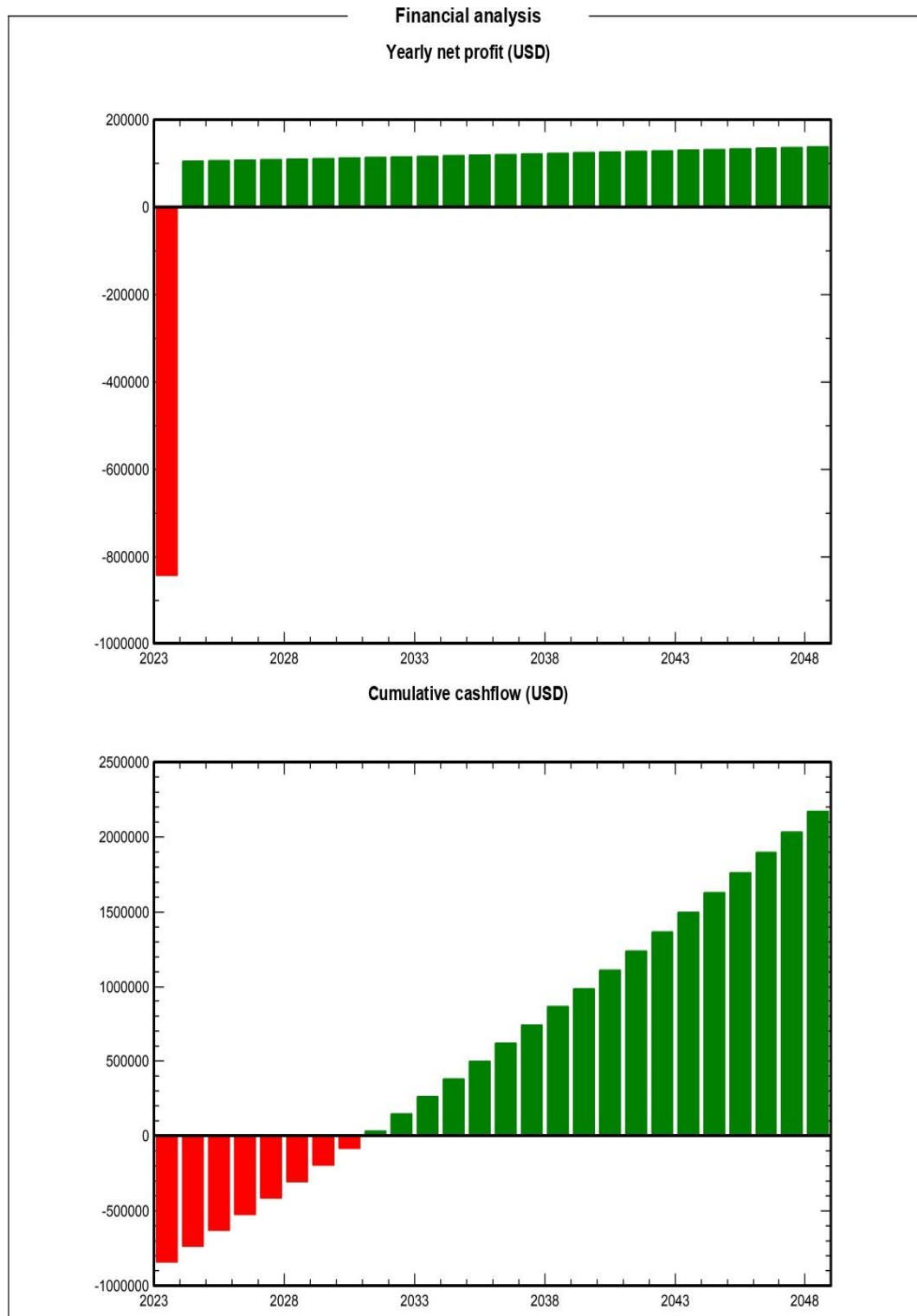


Project: Proyecto 1 Mario (575W, 175kW) ok\_aprobado

Variant: Nueva variante de simulación-okfin\_aprobado

PVsyst V7.3.1

VC5, Simulation date:  
15/07/23 21:39  
with v7.3.1





Project: Proyecto 1 Mario (575W, 175kW) ok\_ aprobado

Variant: Nueva variante de simulación-okfin\_ aprobado

**PVsyst V7.3.1**

VC5, Simulation date:  
15/07/23 21:39  
with v7.3.1

**CO<sub>2</sub> Emission Balance**

Total: 11974.6 tCO<sub>2</sub>

**Generated emissions**

Total: 1969.73 tCO<sub>2</sub>

Source: Detailed calculation from table below:

**Replaced Emissions**

Total: 14799.2 tCO<sub>2</sub>

System production: 1855.70 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 319 gCO<sub>2</sub>/kWh

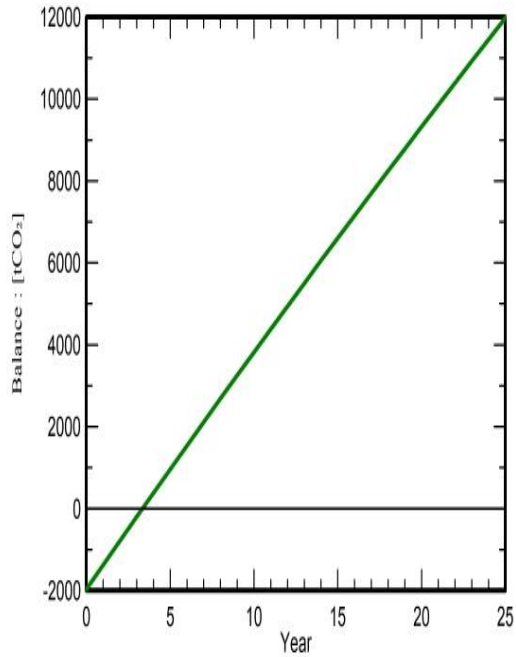
Source: IEA List

Country: Ecuador

Lifetime: 25 years

Annual degradation: 0.5 %

**Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time**



**System Lifecycle Emissions Details**

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	1126 kWp	1927735
Supports	2.13 kgCO <sub>2</sub> /kg	19240 kg	40938
Inverters	211 kgCO <sub>2</sub> /units	5.00 units	1054