

Dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaica que permita satisfacer la demanda de energía eléctrica de una vivienda residencial de estrato medio en la ciudad de Bogotá

Sizing a photovoltaic solar installation to meet the electricity demand of a middle-income residential home in the city of Bogotá

Alexa Dayana Jimenez Aviles¹, Deiver Saavedra Cotrina²

¹<https://orcid.org/0009-0003-8117-4829> Universidad Santo Tomás, Bogotá, Colombia, alexadayana.ja@gmail.com

CvLAC: <https://share.google/JJ3X0MPyPa5NSj52b>

²<https://orcid.org/0000-0001-6720-8103> Universidad Santo Tomás, Bogotá, Colombia, deiversc@gmail.com

CvLAC: https://scienti.minciencias.gov.co/cvlac/visualizador/generarCurriculoCv.do?cod_rh=0001726556

Fecha de recepción: 10 de junio de 2025

Fecha de aprobación: 19 de abril de 2025

Fecha de publicación: 30 de junio de 2025



Esta obra está bajo una licencia de Creative Commons
Reconocimiento-No comercial-SinObraDerivada 4.0 internacional.

DOI: <https://doi.org/10.18041/1794-4953/avances.1.12893>

Citar como: A. D. Jimenez y D. Saavedra, "Dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaica que permita satisfacer la demanda de energía eléctrica de una vivienda residencial de estrato medio en la ciudad de Bogotá," Avances: Investigación en Ingeniería, vol. 22, núm. 1, pp. 33–47, 2025, doi: <https://doi.org/10.18041/1794-4953/avances.1.12893>

Resumen

La investigación analiza la viabilidad económica de implementar un sistema de paneles solares fotovoltaicos en una vivienda de estrato medio en Bogotá. Para ello, se recopiló información detallada sobre el consumo energético del hogar, las condiciones de irradiación solar de la zona y se seleccionaron los componentes adecuados del sistema. Se aplicó un análisis económico completo, considerando la inversión inicial, el tiempo de recuperación y las ganancias proyectadas a 25 años. Los cálculos técnicos se realizaron mediante la metodología del "mes peor", identificando el periodo en el que resulta más difícil satisfacer la demanda energética con energía solar.

Esta metodología permitió comprobar que, mediante la instalación de cuatro paneles conectados a la red eléctrica, es posible suplir la demanda energética de la vivienda. Los resultados evidenciaron que el sistema generaría un ahorro significativo en el consumo de electricidad y reduciría aproximadamente 118 kg anuales de emisiones de CO₂. La inversión inicial, estimada en COP \$5.725.087, se recuperaría en 4,7 años, alcanzando una ganancia proyectada de COP \$225.015.860 en 25 años. Estos resultados demuestran que la implementación del sistema no solo es rentable, sino también ambientalmente sostenible, consolidándose como una alternativa efectiva para reducir costos y mitigar impactos ambientales en sectores residenciales urbanos.

Palabras Clave: Demanda energética, Energía renovable, Energía solar, Residencia estrato medio, Sostenibilidad.

Abstract

The research analyzes the economic feasibility of implementing a photovoltaic solar panel system in a middle-class household in Bogotá. To this end, detailed information was collected on the home's energy consumption, the area's solar irradiation conditions, and the appropriate system components were selected. A comprehensive economic analysis was carried out, considering the initial investment, payback period, and projected profits over 25 years. The technical calculations were performed using the "worst month" methodology, identifying the period in which it is most difficult to meet energy demand with solar energy.

This methodology confirmed that, through the installation of four panels connected to the electrical grid, it is possible to meet the household's energy demand. The results showed that the system would generate significant savings in electricity consumption and reduce CO₂ emissions by approximately 118 kg per year. The initial investment (COP \$ 5.725.087) would be recovered in 4,7 years, reaching a projected profit of COP \$ 225.015.860 over 25 years. These findings demonstrate that the implementation of the system is not only profitable but also environmentally sustainable, establishing itself an effective alternative to reduce costs and mitigate environmental impacts in urban residential sectors.

Keywords: Energy demand, Middle-class residence, Renewable energy, Solar energy, Sustainability.

1. Introducción

La creciente necesidad de promover fuentes de energía renovables ha impulsado el interés hacia la energía solar fotovoltaica como una alternativa viable dentro del entorno urbano [1].

Sin embargo, en Bogotá, la implementación de estos sistemas en hogares de estrato medio presenta barreras significativas que limitan su adopción, a pesar de sus beneficios económicos y ambientales que ofrecen [2].

El problema central identificado en este estudio radica en el desconocimiento sobre la viabilidad económica de los paneles solares dentro de este sector de la población, lo que genera consecuencias como la persistente dependencia de las empresas de servicios de energía, la vulnerabilidad frente al aumento de tarifas y una planificación financiera inadecuada en relación con los gastos energéticos [3].

Esta problemática se ve acentuada por factores como los altos costos iniciales, la desinformación y la resistencia al cambio, reforzados por la falta de incentivos financieros y la circulación de información errónea sobre la tecnología [4].

En este contexto, el proyecto plantea el diseño de un sistema de energía solar fotovoltaica conectado a la red de suministro, dimensionado mediante la metodología del mes peor [5]. Esta técnica permite calcular la capacidad del sistema bajo condiciones críticas de consumo y mínima radiación solar, garantizando así un funcionamiento eficiente durante todo el año [6].

El sistema diseñado demuestra ser técnica y económicamente viable para cubrir la demanda energética de una vivienda de estrato medio, al tiempo que contribuye significativamente a la reducción de emisiones de gases de efecto

invernadero (GEI), con una disminución estimada de 118 kg CO₂e durante el primer año de operación [7].

Aunque la sombra constituye uno de los principales desafíos para el desempeño de los paneles solares, en este caso no representa una limitación, ya que, al ser instalados en el techo de la vivienda, no existe ningún objeto cercano con la capacidad de proyectar sombra sobre ellos.

La energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una solución clave en la lucha contra el cambio climático, con el potencial de reducir hasta un 50% las emisiones de gases de efecto invernadero [8].

No obstante, en regiones como Colombia, muchas comunidades aún dependen de fuentes tradicionales como la leña o el carbón, lo que afecta la sostenibilidad ambiental y la salud pública [8].

En el contexto nacional, la alta dependencia de la energía hidroeléctrica, que representa aproximadamente el 70% de la capacidad instalada, expone al país a fenómenos climáticos como *El Niño*, los cuales reducen la disponibilidad de agua y comprometen la generación de energía [9].

Por esta razón, diversificar la matriz energética mediante fuentes como la solar no solo constituye una alternativa viable, sino también una necesidad estratégica para fortalecer y estabilizar el sistema energético nacional [9].

Sin embargo, la adopción de esta tecnología enfrenta barreras estructurales y normativas: requiere una amplia superficie por persona [10], y la legislación vigente no contempla subsidios para estratos como el 4, lo cual limita su acceso [11].

Asimismo, existe desinformación incluso entre profesionales del sector [4], lo que refuerza la resistencia al cambio. Promover el uso de la

energía solar implica no solo beneficios ambientales, sino también impactos positivos en la conciencia ciudadana y en la conservación de la biodiversidad [12].

Diversos estudios internacionales han demostrado que los sistemas fotovoltaicos generan ahorros estables bajo distintas condiciones climáticas [13], y que los hogares están dispuestos a invertir en estas tecnologías cuando se relacionan con beneficios económicos y ambientales a largo plazo [14],[15].

2. Metodología

Este estudio se basó en el diseño técnico y la evaluación económica de un sistema fotovoltaico conectado a la red (On-Grid), aplicado a una vivienda residencial de estrato medio en la ciudad de Bogotá.

Para ello, se empleó la metodología del mes peor [5], la cual permite dimensionar el sistema de manera que garantice su correcto funcionamiento incluso bajo las condiciones más desfavorables del año, es decir, cuando la relación entre la radiación solar diaria disponible y el consumo energético de la vivienda alcanza su valor mínimo.

2.1 Cálculo de la demanda energética

Se recopilaron y analizaron las facturas del servicio de energía eléctrica correspondientes al año 2023, con el propósito de determinar el consumo mensual y diario promedio de la vivienda.

El cálculo del consumo diario promedio se realizó dividiendo el consumo mensual (E_m) por el número de días del mes (D_m), conforme se expresa en la Ecuación 1:

$$E_d = \frac{E_m}{D_m} \quad (1)$$

donde,

E_d : Energía diaria total en kWh/día.

E_m : Energía mensual total en kWh/mes (dato de la factura de energía).

D_m : Número de días del mes de cálculo.

Con el fin de considerar posibles incrementos en el consumo energético futuro, se aplicó un factor de seguridad (F_s) sobre la energía consumida. Este factor se expresa como un porcentaje que puede oscilar entre el 10% y el 30%, siendo el 25% el más comúnmente utilizado en proyectos residenciales.

La ecuación 2 muestra la relación empleada para determinar la demanda energética recomendada (E_{dr}), incorporando el factor de seguridad:

$$E_{dr} = E_d \left(1 + \frac{F_s}{100} \right) \quad (2)$$

siendo

E_{dr} : Energía diaria recomendada Wh/día.

E_d : Energía diaria total.

F_s : Factor de seguridad de la instalación expresado en porcentaje (generalmente 25%).

2.2 Evaluación del aporte solar

Para estimar el potencial solar de la zona, se emplearon datos de radiación solar diaria obtenidos de fuentes satelitales confiables, específicamente de la base NASA POWER [16].

Posteriormente, se calculó el cociente entre la radiación incidente (kWh/m²/día) y el consumo energético diario (kWh/día), con el propósito de identificar el mes más desfavorable del año.

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico se basó en dicho mes, de manera que, al satisfacer la demanda bajo las condiciones más críticas, se garantice un desempeño óptimo durante el resto del año.

A partir de los datos de radiación solar incidente (R_s) y de la demanda de energía eléctrica recomendada (E_{dr}), se aplica la ecuación 3, la cual expresa la relación entre estos parámetros y permite determinar el mes más desfavorable (M_{des}).

$$M_{des} = \frac{R_s}{E_{dr}} \quad (3)$$

2.3 Diseño del sistema de captación

Con base en la demanda energética correspondiente al mes peor, se procedió al diseño del sistema de captación solar, considerando los siguientes aspectos técnicos:

Número de paneles solares necesarios (N), determinado mediante la ecuación 4:

$$N = \frac{E_{dr}}{n_{panel} HSP_s P_{ppanel}} \quad (4)$$

donde,

N : Número total de módulos necesarios.

n_{panel} : Rendimiento medio del panel fotovoltaico, generalmente un coeficiente de 0,9.

HSP_s : Horas pico solares para un ángulo de inclinación s.

E_{dr} : Energía diaria recomendada en kWh/día.

P_{ppanel} : Potencia pico del panel FV en kW, según los datos que proporciona el fabricante.

La potencia instalada del campo generador, P_{ins} , expresada en vatios (W), corresponde a la potencia pico total de los paneles solares instalados. Esta se calcula mediante la ecuación 5, como el producto del número total de paneles solares (N) y la potencia pico de cada panel (P_{ppanel}).

$$P_{ins} = N P_{ppanel} \quad (5)$$

Para la selección del inversor, se consideró un margen adicional del 25 % sobre la potencia instalada, con el fin de garantizar la operación eficiente y segura del sistema bajo condiciones de máxima generación.

La potencia del inversor P_{inv} , expresada en vatios (W), se determina mediante la ecuación 6, como una función de la potencia máxima a instalar, P_{ins} , y del factor de seguridad, que en este caso equivale aproximadamente al 25%:

$$P_{inv} = P_{ins} \left(1 + \frac{F_S}{100} \right) \quad (6)$$

Para el cálculo de la sección del cableado monofásico (S), se siguieron los lineamientos establecidos en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), considerando una caída de tensión máxima admisible del 3% [17] y la tensión prevista en la línea bajo condiciones de máxima potencia.

Con base en estos criterios, se emplearon las siguientes expresiones.

La caída de tensión máxima permitida en la línea, ΔU , expresada en voltios (V), se determina mediante la ecuación 7:

$$\Delta U = U \frac{\Delta U \%}{100} \quad (7)$$

Con U como la tensión prevista en la línea a máxima potencia, y $\Delta U \%$ como la caída de tensión máxima permitida en la línea, se procede a calcular el valor de la caída de tensión (ΔU) a partir de la ecuación 7 previamente definida.

Con este valor, es posible determinar la sección del conductor S expresada en milímetros cuadrados mm^2 , mediante la ecuación 8:

$$S = \frac{2LI\cos\phi}{\Delta U \gamma \theta} \quad (8)$$

La sección del conductor (S) se expresa como una función de diversos parámetros eléctricos: la longitud de la línea L, en metros (m); la intensidad prevista en la línea (I), en amperios (A); el factor de potencia de la carga al final de la línea ($\cos\phi$); y la conductividad del material conductor $\gamma\theta$ en metros por ohmio por milímetro cuadrado ($\text{m}/(\Omega/\text{mm}^2)$).

Al tratarse de un sistema fotovoltaico conectado a la red (*On-Grid*), no se incluyeron baterías ni reguladores de carga, dado que la energía generada se consume directamente o se inyecta al sistema eléctrico. Sin embargo, se incorporó un medidor bidireccional, encargado de registrar tanto la energía consumida como la inyectada a la red, permitiendo así el monitoreo preciso del flujo energético y la evaluación del balance neto.

2.4 Evaluación económica del sistema fotovoltaico

Se cuantificó la inversión inicial del sistema fotovoltaico, considerando los costos asociados a componentes, materiales, mano de obra y montaje [18].

El análisis económico incluyó tanto los costos operacionales, estimados en un 1% anual del valor depreciable del sistema, como la depreciación anual (T_D) calculada mediante la ecuación 9:

$$T_D = 1 - \sqrt[n]{\frac{V_R}{V_D}} \quad (9)$$

La depreciación se determinó a partir del valor residual, V_R , el valor despreciable, V_D y el número de años de vida útil del proyecto n, de acuerdo con la relación establecida en la ecuación 9.

Con esta información, se elaboró un flujo de caja proyectado a 25 años.

Finalmente, se calculó el retorno de la inversión (RI) mediante la ecuación 10, la cual relaciona la inversión inicial con los beneficios económicos netos acumulados:

$$RI = \text{Periodo} + \frac{-\text{Saldo}}{\text{FC}} \quad (10)$$

El retorno de la inversión (RI) se estimó con base en el período actual, considerando el último saldo negativo y el primer flujo de caja negativo, FC.

Por otro lado, el Valor Presente Neto (VPN) se calculó mediante la ecuación 11:

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+K)^t} \quad (11)$$

donde: I_0 representa la inversión inicial previa o el monto del desembolso; F_t corresponde a los flujos netos de efectivo que reflejan la diferencia entre los ingresos y gastos obtenidos por la ejecución de un proyecto de inversión a lo largo de su vida útil; K es la tasa de descuento conocida como costo o tasa de oportunidad; n es el número de períodos que dura el proyecto; y t son los períodos en el intervalo de 1 al 25.

Por último, para determinar la Tasa Interna de Retorno (TIR) se empleó la ecuación 12:

$$TIR = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+I)^n} \quad (12)$$

Siendo I el valor de la inversión inicial.

2.5 Evaluación ambiental

Finalmente, se estimó el impacto ambiental positivo derivado de la implementación del sistema fotovoltaico, mediante el cálculo de la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Para ello, se aplicó el factor de emisión oficial del Sistema Interconectado Nacional (SIN), establecido por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en la Resolución 705 de 2024, el cual equivale a 0,112 toneladas de CO₂ equivalente por cada megavatio-hora MWh.

A partir del consumo evitado de energía de la red, se calculó el potencial de mitigación, expresado en toneladas de CO₂eq al año, evidenciando los beneficios ambientales del proyecto [19].

3. Resultados

3.1 Cálculo de la demanda energética

La energía diaria total y la energía diaria recomendada calculadas se muestran en la Tabla 1.

3.2 Evaluación del aporte solar

La vivienda residencial queda en la localidad de Teusaquillo, Bogotá en el barrio de Salitre Alto, más precisamente en la latitud 4,64170 y longitud -74,1061. Estos datos se usaron para determinar la radiación solar incidente que se usó para el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 1. Demanda promedio de energía eléctrica 2023 en kWh/mes.

Demandas promedio de energía eléctrica	Mes	E_m [kWh/ mes]	D_m [días]	E_d [kWh/día]	F_s [%]	E_{dr} [kWh/día]
	Ene.	100	32	3,23	25	4,0323
	Feb.	78	28	2,79	25	3,4821
	Mar.	88	28	3,14	25	3,9286
	Abr.	82	29	2,83	25	3,5345
	May.	93	33	2,82	25	3,5227
	Jun.	84	29	2,90	25	3,6207
	Jul.	87	31	2,81	25	3,5081
	Ago.	62	28	2,21	25	2,7679
	Sep.	100	33	3,03	25	3,7879
	Oct.	162	30	5,40	25	6,7500
	Nov.	23	33	0,70	25	0,8712
	Dic.	93	33	2,82	25	3,5227
	ANUAL	1052			25	1315,00000

La Tabla 1 muestra el consumo mensual y diario de energía durante el 2023, al cual se le adiciona un factor de seguridad del 25% para considerar posibles consumos futuros, obteniéndose una demanda anual ajustada de 1315 kWh.

Tabla 2. Radiación promedio mensual en una superficie inclinada en (kWh/m²día).

Radiación solar incidente sobre una superficie inclinada orientada hacia el ecuador (kWh/m²día)													
Parámetro	Pro.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
SI_EF_TILTED_SURFACE_HORIZONTAL	4,59	4,91	4,82	4,43	4,36	4,41	4,45	4,53	4,56	4,78	4,65	4,48	4,64
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_MINUS15	4,49	4,55	4,59	4,34	4,36	4,48	4,56	4,63	4,6	4,72	4,5	4,24	4,3
SI_EF_TILTED_SURFACE_LATITUDE	4,60	5,03	4,88	4,44	4,34	4,35	4,37	4,45	4,51	4,77	4,69	4,56	4,75
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_PLUS15	4,49	5,26	4,94	4,34	4,12	4,05	4	4,08	4,22	4,6	4,67	4,67	4,98
SI_EF_TILTED_SURFACE_VERTICAL	2,10	3,14	2,49	1,83	1,58	1,65	1,64	1,61	1,6	1,69	2,21	2,64	3,08
SI_EF_OPTIMAL	4,71	5,28	4,94	4,44	4,37	4,48	4,57	4,64	4,6	4,78	4,7	4,67	5,01
SI_EF_OPTIMAL_ANG	0,54	22	12	3	-9,5	-15,5	-21	-19,5	-11	-0,5	6,5	16,5	23,5
SI_EF_OPTIMAL_ANG_ORT	S	S	S	S	N	N	N	N	N	N	S	S	S
SI_EF_TRACKER	5,63	6,08	5,38	5,57	5,18	5,41	5,69	5,92	5,84	5,74	5,42	5,59	5,78
HSP	4,60	5,03	4,88	4,44	4,34	4,35	4,37	4,45	4,51	4,77	4,69	4,56	4,75

Fuente: Adaptado de "POWERDataAccessViewer", por NASA, 2024,

Disponible en: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

La Tabla 2 presenta la radiación solar promedio mensual sobre diferentes superficies y condiciones de inclinación, destacando el valor de horas sol pico (HSP), que alcanza un promedio anual de 4,6 h/día, con máximos en enero (5,03 h/día) y mínimos en abril (4,34 h/día).

Tabla 3. Cálculo del mes desfavorable (M_{des}).

Relación Mes Radiación/Consumo R_e / E_d													
Mes	M_{des}	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
R_s / E_{dr}	0,695	1,247	1,401	1,130	1,228	1,235	1,207	1,269	1,629	1,259	0,695	5,234	1,348
HSP	4,69	5,03	4,88	4,44	4,34	4,35	4,37	4,45	4,51	4,77	4,69	4,56	4,75
E_{dr}	6,75	4,03	3,48	3,93	3,53	3,52	3,62	3,51	2,77	3,79	6,75	0,87	3,52

3.3 Diseño del sistema de captación

A partir de los cálculos realizados, se determinó que el mes de octubre corresponde al mes más desfavorable, ya que el resultado del cociente R_s/E_{dr} presentó el valor más bajo, con un resultado de 0,6948 como se muestra previamente en la Tabla 3.

Con base en esta información, se procedió al diseño y selección de los componentes del sistema fotovoltaico.

Para el campo generador se optó por utilizar un panel JAM66S30-495/MR (de 495 W) diseñado con celdas solares monocristalinas tipo PERC, cuyas características técnicas se presentan en la Tabla 4:

Tabla 4. Especificaciones panel JAM66S30-495/MR.

Parámetro	Valor
Potencia máxima (P_{max}) [W]	495
Voltaje en circuito abierto (V_{oc}) [V]	45,46
Voltaje a máxima potencia (V_{mp}) [V]	38,17
Corriente de cortocircuito (I_{sc}) [A]	13,86
Corriente a máxima potencia (I_{mp}) [A]	12,97
Eficiencia del módulo [%]	20,9

Con respecto al número total de módulos necesarios, se hizo el cálculo con respecto a la ecuación 4, la potencia pico del panel FV de 0,495 kW según el fabricante [20].

$$N = \left(\frac{6,75 \text{ kWh/dia}}{0,9 \times 4,69 \times 0,495 \text{ kW}} \right) = 3,2 \approx 4 \text{ paneles}$$

El resultado obtenido fue de 3,2 módulos, lo que equivale a la instalación de 4 paneles solares conectados en serie, para garantizar el cumplimiento de la demanda energética estimada.

La potencia instalada del campo generador depende de la cantidad de paneles solares y sus potencias pico conforme a la ecuación 5.

$$P_{ins} = 4 \times 0,495 \text{ kW} = 1,98 \text{ kW} = 1980 \text{ W}$$

Para el cálculo del inversor fotovoltaico, se consideró la potencia máxima instalada del sistema multiplicada por un factor de seguridad del 25 %, de acuerdo con la ecuación 6:

$$P_{inv} = 1980 \text{ W} (1 + 0,25) = 2475 \text{ W}$$

Una vez calculado el sistema de captación, se procedió a la selección del inversor Growatt MIN 3000 TL- X cuyas características técnicas se encuentran especificadas por el fabricante [21],

Este inversor es monofásico y está diseñado para sistemas conectados a la red (On-Grid), con una capacidad nominal para soportar al menos 2475 W de potencia, alcanzando 3000 W para mayor eficiencia.

Las características técnicas del inversor se pueden observar en la Tabla 5:

Tabla 5. Especificaciones Inversor Growatt MIN 3000 TL-X.

Parámetro	Valor
Máxima potencia FV recomendada [W]	4200
Máxima tensión DC [V]	500
Tensión de arranque DC [V]	100
Mínima tensión del MPPT [V]	80
Máxima tensión del MPPT [V]	500
Tensión nominal [V]	360
Corriente máxima MPPT 1 [A]	13
Corriente de cortocircuito MPPT 1 [A]	16
Corriente máxima MPPT 2 [A]	13
Corriente de cortocircuito MPPT 2 [A]	16
Potencia nominal de salida AC [W]	3000
Tensión nominal AC [V]	120
Corriente máxima de salida AC [A]	13,6
Factor de potencia	0,88
Eficiencia máxima [%]	98,2

En este proyecto no se instalan protecciones adicionales, debido a que el sistema está conformado por un único string de cuatro módulos en serie (ver Figura 1) con una corriente máxima de 13,86 A, valor que se encuentra dentro de la capacidad del inversor Growatt MIN 3000 TL-X, el cual admite hasta 16 A por entrada MPPT.

Además, el propio inversor integra protecciones clave como interruptor DC, protección de polaridad inversa, protección contra sobretensiones

Tipo II DC y Tipo III AC, monitoreo de falla a tierra, anti-isla y RCMU, lo cual hace innecesario adicionar fusibles de string u otros dispositivos externos.

De esta manera, se cumple con los requisitos de seguridad sin sobredimensionar la protección del sistema.

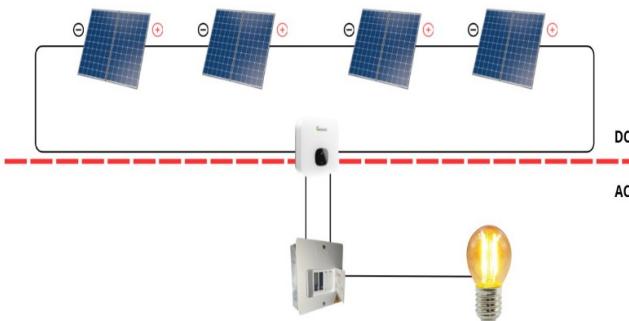


Figura 1. Esquema del sistema fotovoltaico.

El sistema fotovoltaico está conformado por cuatro paneles solares de 495 W cada uno, conectados en serie. En esta configuración, la tensión se multiplica por el número de paneles, mientras que la corriente se mantiene constante, al no existir paneles en paralelo.

Cada panel tiene una tensión a máxima potencia (V_{mp}) de 38,17 V y una tensión en circuito abierto (V_{oc}) de 45,46 V, por lo que el arreglo completo alcanza un V_{mp} total de 153 V y un V_{oc} de 182 V.

En cuanto a la corriente, cada panel presenta una corriente en cortocircuito (I_{sc}) de 13,86 A y una corriente a máxima potencia (I_{mp}) de 12,97 A, valores que se mantienen sin multiplicarse en la conexión en serie.

Para el cálculo de la sección del cableado se tuvo en cuenta una longitud de 8 m entre la caja de conexiones y el inversor, seguida de otros 2 m entre el inversor y el tablero monofásico. En cada uno de estos tramos, se calcula la caída de tensión máxima permitida en la línea con la ecuación 7, mientras que la sección transversal con la ecuación 8.

Tramo: Caja de conexiones – Inversor

$$\Delta U = \frac{153V \times 3\%}{100} = 4,58V$$

$$S = \frac{2 \times 8m \times 13,9A \times 1}{4,58V \times 45,49m/\Omega/mm^2} = 1,06mm^2$$

Tramo: Inversor – Tablero monofásico

$$\Delta U = \frac{120V \times 1,5\%}{100} = 1,8V$$

$$S = \frac{2 \times 2m \times 13,6A \times 1}{1,8V \times 48,47m/\Omega/mm^2} = 0,62mm^2$$

Tabla 6. Equivalencias entre secciones de conductores en mm² y American Wire Gauge (AWG).

AWG	Sección real mm ²	Sección Comercial mm ²
22	0,325	0,5
20	0,517	0,75
18	0,821	1
16	1,31	1,5
14	2,08	2,5
12	3,31	4
10	5,26	6
8	8,37	10
6	13,3	16
4	21,2	25
2	33,6	35
1	42,4	50
1/0	53,3	70
2/0	67,4	70
3/0	85,0	95
4/0	107,2	120

Para la selección de los conductores eléctricos, se utilizó la Tabla 6 de equivalencias entre secciones en milímetros cuadrados (mm²) y calibres AWG, comúnmente empleada en Colombia.

Para la sección calculada de 1,06 mm², se seleccionó el calibre 16 AWG (1,31 mm²) y para la sección calculada de 0,62 mm², se eligió el calibre 18 AWG (0,821 mm²).

3.4 Evaluación económica del sistema fotovoltaico

En la Tabla 7 se detalla la inversión inicial necesaria para implementar el sistema fotovoltaico, con precios obtenidos a partir de cotizaciones reales de empresas especializadas en el suministro e instalación de estos equipos.

Tabla 7. Inversión Inicial.

Descripción	Cantidad	Precio Unitario Sin IVA COP \$	Precio Total COP \$
Generación			
Panel Solar 495W Deep Blue 3.0 JA Solar monocristalino	4	346.154	1.384.616
Medidor bidireccional SDM-Modbus Monofásico	1	294.990	294.990
Inversor Red Growatt MIN 3000TL-X	1	2.295.095	2.295.095
Cableado			
Cable 4 mm ² de 12 AWG (8 m * 2 cables)	16	6.900	110.400
Cable 12 AWG Cable Desnudo Puesta a Tierra (8 m * 1 cable)	8	1.827	14.616
Cable 2,5 mm ² de 14AWG (2 m * 2 cables)	4	1.793	7.172
14 AWG Alambre Desnudo (2 m * 1 cable)	2	1.186	2.372
Estructura			
Soporte para Paneles Solares+piezas	1	695.826	695.826
Subtotal Depreciable			4.805.087
Mano de Obra			
Especialista jornal (1 * 5jornales)	2	200.000	400.000
Técnicos de instalación jornal (2 * 5jornales)	4	130.000	520.000
Valor Total de la Inversión			5.725.087

Se identificó un subtotal correspondiente a los elementos depreciables, los cuales también están exentos del impuesto al valor agregado (IVA). Esta clasificación es clave para calcular correctamente los costos operacionales y aplicar los incentivos tributarios disponibles.

En este proyecto, el inversionista asumió el 100% de la inversión inicial, lo que elimina la necesidad de recurrir a financiamiento bancario y, por consiguiente, se excluye la depreciación de la inversión en el análisis económico.

Tabla 8. Ahorro anual por año.

Año	Ahorro Anual COP \$	Ahorro Acumulado COP \$
1	1.055.417	1.055.417
2	1.216.896	2.272.313
3	1.403.081	3.675.395
4	1.617.753	5.293.147
5	1.865.269	7.158.416
6	2.150.655	9.309.071
7	2.479.705	11.788.776
8	2.859.100	14.647.876
9	3.296.542	17.944.419
10	3.800.913	21.745.332
11	4.382.453	26.127.785
12	5.052.968	31.180.753
13	5.826.073	37.006.826
14	6.717.462	43.724.287
15	7.745.233	51.469.521
16	8.930.254	60.399.774
17	10.296.583	70.696.357
18	11.871.960	82.568.317
19	13.688.370	96.256.687
20	15.782.690	112.039.377
21	18.197.442	130.236.819
22	20.981.651	151.218.470
23	24.191.843	175.410.313
24	27.893.195	203.303.508
25	32.160.854	235.464.362

La Tabla 8 presenta una proyección a 25 años, basada en el ahorro anual generado por el sistema fotovoltaico al sustituir el consumo de energía proveniente de la red eléctrica.

El análisis parte de un consumo anual de 1.052 kWh y una tarifa inicial de COP \$ 870 por kWh para un costo total anual (2023) de COP \$ 915.366, con un incremento estimado del 15,3% cada año. Esto permite calcular cuánto se dejaría de pagar por energía en cada periodo [22].

A lo largo de la vida útil del sistema (25 años), el ahorro acumulado alcanza COP \$ 235.464.362, lo que respalda la viabilidad económica del proyecto.

Los costos de operación y mantenimiento (O&M) se estimaron como el 1% del valor depreciable del sistema, equivalente a COP \$ 4.805.087, con un incremento anual del 9,28% conforme al Índice de Precios al Consumidor (IPC). En consecuencia, el O&M inicial fue de COP \$ 48.051 y asciende a COP \$ 404.276 en el año 2025.

La depreciación se estimó con una tasa del 2,73%, considerando un valor residual del 50%, es decir, COP \$ 2.402.544. En el primer año, la depreciación fue de COP \$ 131.395 y COP \$ 2.402.544 en el año 25, cuando el valor neto del sistema llega a cero.

Estos resultados permiten evaluar con precisión los costos reales del sistema durante toda su vida útil, mayores detalles del flujo de caja se ven en la Tabla 9 evidenciando su rentabilidad y sostenibilidad a largo plazo.

Los detalles completos del flujo de caja se presentan en la Tabla 9.

Tabla 9. Evaluación de la inversión.

Periodo	Flujo de Caja COP \$	Saldo COP \$
0	- 5.725.087	
1	875.971	- 4.849.116
2	1.036.584	- 3.812.532
3	1.221.391	- 2.591.141
4	1.434.136	- 1.157.005
5	1.679.139	522.134
6	1.961.382	2.483.516
7	2.286.611	4.770.127
8	2.661.453	7.431.580
9	3.093.556	10.525.136
10	3.591.736	14.116.871
11	4.166.164	18.283.035
12	4.828.572	23.111.607
13	5.592.489	28.704.095
14	6.473.520	35.177.615
15	7.489.662	42.667.277
16	8.661.674	51.328.952
17	10.013.494	61.342.446
18	11.572.731	72.915.177
19	13.371.226	86.286.402
20	15.445.699	101.732.102
21	17.838.500	119.570.602
22	20.598.466	140.169.068
23	23.781.918	163.950.985
24	27.453.807	191.404.792
25	31.689.034	223.093.826
Retorno de La Inversión - RI (Años)		4,7
Valor Presente Neto - VPN (COP \$)		47.394.602
Tasa Interna de Retorno - (TIR) (%), E_a		31,3

3.5 Cálculo de reducción de GEI del sistema fotovoltaico

Para estimar la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) asociada al proyecto, se utilizó el factor oficial de emisión de 0,112 toneladas CO₂eq/MWh, establecido por la Resolución 705 de 2024 de la UPME [19].

A partir del consumo anual evitado de 1052 kWh, se calculó una reducción de 117,8 kg de CO₂ equivalente por año. Este valor, proyectado durante los 25 años de vida útil del sistema, permite estimar una disminución total de emisiones cercana a 2,94 toneladas de CO₂ equivalente, contribuyendo así a la mitigación del cambio climático.

4. Análisis y Discusión

Los resultados obtenidos a partir del diseño y evaluación del sistema fotovoltaico demuestran una alta viabilidad técnica y económica para su implementación en una vivienda de estrato medio en la ciudad de Bogotá.

Estos hallazgos son consistentes con lo investigaciones y proyectos similares desarrollados en la ciudad [5], donde igualmente se ha comprobado la factibilidad técnica y financiera de los sistemas fotovoltaicos residenciales en sectores urbanos de nivel socioeconómico medio.

La aplicación de la metodología del “mes peor” permitió dimensionar un sistema capaz de satisfacer la demanda energética bajo condiciones críticas, garantizando un rendimiento estable durante todo el año.

El sistema diseñado, conformado por cuatro paneles solares y un inversor On Grid con una potencia recomendada de 2475 W, garantizó una capacidad instalada de 1980 W, ajustada con un margen de seguridad del 25%.

En términos económicos, el análisis de flujo de caja evidenció un periodo de retorno de la inversión en 4,7 años, sin requerir financiamiento bancario, dado que el propietario asumió la totalidad de la inversión inicial. Esto permitió simplificar el análisis financiero al excluir amortizaciones e intereses.

Durante la vida útil del sistema (25 años), el ahorro acumulado se estimó en más de COP \$235 millones, con un Valor Presente Neto (VPN) positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 31,3%, indicadores que confirman la rentabilidad y sostenibilidad económica del proyecto.

Estas métricas financieras son comparables con las registradas en proyectos de referencia implementados en Bogotá [5], los cuales presentan períodos de retorno y tasas de rentabilidad en rangos similares.

En términos ambientales, la reducción anual estimada de 117,8 kg CO₂eq/año, proyectada a lo largo de 25 años, representa una mitigación total cercana a 2,94 toneladas de CO₂ equivalente, evidenciando la contribución del sistema fotovoltaico a la mitigación del cambio climático y su alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) 7 y 13.

5. Conclusiones

El presente estudio demuestra que la implementación de un sistema solar fotovoltaico On Grid en una vivienda de estrato medio en Bogotá constituye una alternativa técnica, económica y ambientalmente viable.

La aplicación de la metodología del mes peor permitió diseñar un sistema eficiente y adaptado a las condiciones reales de consumo y radiación solar del área de estudio, garantizando un rendimiento estable y sostenido a lo largo del año.

La cobertura total de la inversión por parte del propietario facilitó la evaluación financiera, permitiendo demostrar que la tecnología no solo permite importantes ahorros económicos, sino que también reduce significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero, consolidándose como una solución sostenible y de largo plazo.

Este tipo de proyectos se posiciona como una estrategia fundamental dentro de la transición energética en entornos urbanos residenciales, promoviendo la autonomía energética y la conciencia ambiental ciudadana en el contexto colombiano.

Referencias

- [1] P. Velasquez, C. Herrera, y A. Santis, "Simulation of the Effect of the Angle of Incidence on the Solar Panel for Three Solar Photovoltaic (PV) Systems in the Bogotá Savanna-Subparamo", *Chemical Engineering Transactions*, vol. 86, pp. 739–744, jun. 2021, doi: [10.3303/CET2186124](https://doi.org/10.3303/CET2186124).
- [2] C. Particulares, J. J. Ramírez, y F. Santamaría, "Un modelo de propiedad de activos diferente, energía limpia a través de paneles solares en casas particulares", Universidad EIA, 2025. [En línea]. <https://repository.eia.edu.co/handle/11190/7056>
- [3] N. Daiana, G. Galindo, C. Andrés, F. Susatama, E. Janier, y O. Bonilla, "Análisis de las razones detrás del bajo uso o desconocimiento de las fuentes no convencionales de energía renovable en Colombia", Universidad EAN, jun. 2024. [En línea]. <http://hdl.handle.net/10882/14026>
- [4] J. M. Hernández, B. D. C. Alonso, M. C. V. Nochebuena, y J. S. Oliver, "Integración de sistemas de energía solar fotovoltaica en el edificio de oficinas del ZAE en

- Alemania”, Hábitat Sustentable, vol. 2, núm. 2, pp. 59–72, dic. 2012. [En línea]. <https://revis tas.ubiobio.cl/index.php/RHS/article/view/421>
- [5] D. Saavedra Cotrina, “Diseño de un sistema fotovoltaico para abastecer parcialmente de energía eléctrica a un conjunto residencial ubicado al sur de Bogotá, Colombia”, TEC-CIENCIA, vol. 17, núm. 32, p. 115, ene. 2022, doi: [10.18180/TECCIENCIA.2022.32.10](https://doi.org/10.18180/TECCIENCIA.2022.32.10).
- [6] E. R. Consuegra Mite y O. J. Villao Miranda, “Dimensionamiento óptimo de un sistema fotovoltaico a través de herramientas computacionales en zonas aisladas”, 2021, [En línea]. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/21324>
- [7] N. H. Macias Meza y H. D. Apolo Loayza, “Vialidad de un sistema solar fotovoltaico, como alternativa de mitigación de gases de efecto invernadero en la generación eléctrica de motores a diésel en una camaronera del puerto del morro en la provincia del guayas,” Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), 2022. [En línea]. <http://www.dspsa.ce.espol.edu.ec/handle/123456789/53775>
- [8] D. N. G. Villamizar, O. M. D. Suárez, y J. A. G. Camperos, “Technical and economic analysis of a photovoltaic solar system in Norte de Santander, Colombia”, Journal of Applied Engineering Science, vol. 21, núm. 1, pp. 275–284, 2023, doi: [10.5937/JAESO-40308](https://doi.org/10.5937/JAESO-40308).
- [9] M. N. Bohórquez Mora y J. A. Padilla Gómez, “Revisión documental de los modelos de transición energética y su implementación en Colombia, aspectos técnicos, ambientales, económicos y sociales Universidad Tecnológica de Santander, ago. 2023. [En línea]. <http://repositorio.uts.edu.co:8080/xmlui/handle/123456789/13399>
- [10] A. Katepalli, Y. Wang, and D. Shi, “Solar harvesting through multiple semi-transparent cadmium telluride solar panels for collective energy generation”, Solar Energy, vol. 264, p. 112047, nov. 2023, doi: [10.1016/J.SOLENER.2023.112047](https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2023.112047)
- [11] L. Cadavid, K. S. Serna, A. V. Arias, y C. J. Franco, “Las ciudades y el sol: Paridad de red de la generación de electricidad con sistemas fotovoltaicos en los hogares en Colombia,” ACE: Arquitectura, Ciudad y Entorno, vol. 15, núm. 43, pp. 1–23, jun. 2020, doi: [10.5821/ACE.15.43.8772](https://doi.org/10.5821/ACE.15.43.8772).
- [12] H. J. H. Belaides, “Beneficios de la energía solar en la conservación del medio ambiente mediante su uso en centros comerciales de Barranquilla,” Sapiendus, vol. 1, núm. 1, pp. 1–14, ene. 2025, doi: [10.70335/SAPIENDUS.1.1](https://doi.org/10.70335/SAPIENDUS.1.1).
- [13] A. Sedaghat et al., “Integrating solar PV systems for energy efficiency in portable cabins: A case study in Kuwait,” Solar Energy, vol. 277, p. 112715, jul. 2024, doi: [10.1016/J.SOLENER.2024.112715](https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2024.112715).
- [14] M. del Mar Lamilla-Trujillo y D. F. Sendo ya-Losada, “Design of a photovoltaic solar system tied grid for the economy and administration building at the surcolombiana university,” ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, vol. 16, núm. 22, 2025. [En línea]. www.apnjournals.com
- [15] S. B. Badole, S. Bird, M. D. Heintzelman, y L. Legault, “Willingness to pay for solar adoption: Economic, ideological, motivational, and demographic factors”, Energy Econ, vol. 136, p. 107703, ago. 2024, doi: [10.1016/J.ENEKO.2024.107703](https://doi.org/10.1016/J.ENEKO.2024.107703).

- [16] NASA, NASA POWER | Prediction Of Worldwide Energy Resources," [En línea]. <https://power.larc.nasa.gov/>
- [17] Ministerio de Minas y Energía, "Resolución_40117_de_2024," 2024. [En línea]. https://www.minenergia.gov.co/documents/11563/Resolución_40117_de_2024.pdf
- [18] C. M. Espitia, "Guía metodológica para la implementación de sistemas fotovoltaicos a pequeña escala en Colombia," Universidad de Santander (UDES), 2017. [En línea]. <https://repositorio.udes.edu.co/entities/publication/bba079d1-50c8-48ca-b314-615045a7b975>
- [19] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), "Resolución No. 705 de 2024," 2024, [En línea]. https://www1.upme.gov.co/Normatividad/705_2024.pdf
- [20] AutoSolar, "Panel solar 500W Deep Blue 3.0 JA Solar," [En línea]. <https://autosolar.co/paneles-solares/panel-solar-500w-deep-blue-30-ja-solar>
- [21] AutoSolar, "Inversor On Grid Growatt MIN 2500TL-X," [En línea]. <https://autosolar.co/inversores-on-grid-bifasicos/inversor-on-grid-growatt-min-2500tl-x>
- [22] Corficolombiana Investigaciones Económicas, "Informe Semanal Una mirada a la evolución tarifaria de la energía," sep. 2024, [En línea]. https://investigaciones.corfi.com/macroeconomia-y-mercados/informe-semanal/una-mirada-a-la-evolucion-tarifaria-de-la-energia/informe_1546328