





Analysis of economic viability of photovoltaic systems in residential areas considering incentive policies





Saúl Muñoz Vara, Estudiante¹ , José Puma Chávez, Estudiante² , Angel E. Obispo, Dr.³ , y
Joel Villavicencio Gastelu, Dr.⁴ 
^{1,4}Universidad Tecnológica del Perú, Lima, Perú,
aobispo@utp.edu.pe

Abstract— In recent decades, the diffusion of residential photovoltaic systems has been observed in different countries. In most cases, this diffusion occurred because of the implementation of incentive policies. This study presents a methodology for determining economic viability by considering different incentive policies. Viability is analyzed based on economic indicators, such as NPV, IRR, Payback, and LCOE. The results indicate that the installation project of a photovoltaic system located in the city of Lima, Peru, is unviable under the current incentive conditions, resulting in an 18-year payback. However, considering more effective incentive policies made the use of PV systems viable, resulting in a payback period of up to eight years.

Keywords— Photovoltaic systems, economic viability, economic indicators, incentive policies.

Digital Object Identifier: (only for full papers, inserted by LACCEI).
ISSN, ISBN: (to be inserted by LACCEI).
DO NOT REMOVE

Análisis de viabilidad económica del uso de sistemas fotovoltaicos en zonas residenciales considerando políticas de incentivos

Saúl Muñoz Vara, Estudiante¹ , José Puma Chávez, Estudiante² , Angel E. Obispo, Dr.³ , y
Joel Villavicencio Gastelu, Dr.⁴ 
^{1,4} Universidad Tecnológica del Perú, Lima, Perú,
aobispo@utp.edu.pe

Resumen: En las últimas décadas se ha observado la difusión de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios en diferentes países. En la mayoría de los casos, tal difusión tuvo lugar gracias a la aplicación de políticas de incentivo. El presente trabajo presenta una metodología para determinar la viabilidad económica considerando diferentes políticas de incentivo. La viabilidad se analiza a partir de los valores de indicadores económicos, tales como el VAN, TIR, Payback y LCOE. Los resultados indican que el proyecto de instalación de un sistema fotovoltaico ubicado en la ciudad de Lima, Perú, es inviable para las condiciones actuales de incentivo, lo cual resulta en Payback de 18 años. Sin embargo, la consideración de políticas de incentivo más efectivas tornó ese uso del SFV viable, resultando en un Payback de hasta 8 años.

Palabras clave—Sistemas fotovoltaicos, viabilidad económica, indicadores económicos, políticas de incentivos.

I. INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas, la correlación entre el avance tecnológico y el incremento del consumo energético, como documentada en los estudios [1] y [2], ha llevado a un mayor uso de los recursos energéticos primarios y a un incremento en la emisión de dióxido de carbono (CO₂), lo que representa un desafío ambiental significativo. Paralelamente, el costo de la energía también ha experimentado un alza, resaltando la necesidad de explorar alternativas más sostenibles. En este contexto, las tecnologías basadas en recursos energéticos renovables (RER) se presentan como una alternativa prometedora, ofreciendo una ruta hacia la producción de energía más sostenible y eficiente. Sin embargo, el reto reside en lograr que estas opciones sean competitivas en precio para incentivar inversiones. Este esfuerzo busca encontrar un balance entre satisfacer la creciente demanda de energía y comprometerse con la protección del medio ambiente, subrayando la importancia de desarrollar soluciones energéticas que sean tanto económicamente viables como ecológicamente responsables.

A. Contextualización y Planteamiento del Problema

La adopción de Sistemas Fotovoltaicos (SFV) se perfila como una tendencia ascendente en los países desarrollados, en gran medida gracias a políticas económicas favorables que facilitan su implementación. Sin embargo, en Latinoamérica, la situación es distinta; el costo de producción de energía a través de SFV sigue siendo elevado en comparación con otras tecnologías, como se señala en [3]. Este desafío subraya la

necesidad de abordar el incremento en las tarifas eléctricas y la preocupante contaminación global, impulsando tecnologías de energías renovables. Los SFV destacan por su capacidad de generar electricidad aprovechando la energía solar, tanto en grandes centrales de generación como en instalaciones domiciliarias, pero su expansión en el ámbito residencial en Latinoamérica enfrenta obstáculos económicos y técnicos.

Para mitigar estos desafíos y promover una mayor adopción de SFV en Latinoamérica, es crucial implementar políticas económicas y de incentivos adaptadas a las realidades locales. Estas estrategias deberían enfocarse en reducir los costos de implementación y en educar a la población sobre los beneficios a largo plazo de los SFV, mejorando así su viabilidad económica y su aceptación. Mientras los países desarrollados continúan avanzando en la integración de estas tecnologías en su matriz energética, Latinoamérica necesita estrategias específicas que mejoren la accesibilidad y rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos, contribuyendo efectivamente a la sostenibilidad energética de la región.

Por lo tanto, es crucial que los usuarios, o prosumidores, realicen una evaluación metódica de diversos factores antes de tomar una decisión. Esta evaluación debe considerar aspectos económicos y técnicos, así como las políticas de incentivos disponibles en distintos contextos. Solo a través de un análisis detallado, basándose en las evidencias y recomendaciones de estudios previos como se señala en las referencias [4] y [5], los potenciales prosumidores pueden determinar si la inversión en SFV para su hogar representa una oportunidad beneficiosa o si, por el contrario, deberían descartarla.

B. Revisión Literaria

El estudio presentado en [6] examina la aplicabilidad del incentivo de net metering para SFV en residencias en Italia, utilizando el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) como indicadores económicos clave. La estimación de la producción energética de los SFV se basó en datos de irradiación solar proporcionados por el software PVGIS.

Por otro lado, [7] describe una política de incentivos estatales que subsidian entre el 25% y el 50% de la inversión inicial en SFV. Este estudio explora 36 diferentes configuraciones de SFV, diseñadas para satisfacer distintos niveles de demanda energética máxima (5 kW, 7.5 kW y 10

kW), evaluando su viabilidad económica a través del VAN y el tiempo de recuperación de la inversión (Payback).

En Portugal, según se detalla en [8], la evaluación económica de la instalación de SFV en hogares incorporó los indicadores VAN y Payback, considerando restricciones como el tamaño de la carga, el espacio disponible para paneles, la influencia de la sombra y la irradiación solar. Los cálculos se realizaron usando PVGIS y Insight Solar de Autodesk Revit, analizando escenarios con y sin la venta de excedentes de energía.

Finalmente, [9] aborda una política de incentivos basada en la potencia instalada de los SFV, explorando las metodologías de Elección Discreta (DCM) y modelado basado en agentes (ABM) para entender cómo estos incentivos afectan la decisión de los propietarios de viviendas de invertir en SFV.

C. Contribución

La contribución del presente trabajo es identificar políticas de incentivos que promuevan la realización de proyectos de instalación de SFV. En ese sentido, fueron planteados dos escenarios diferentes de incentivos, de los cuales uno de ellos dio resultados optimistas para la ciudad de Lima. Este escenario consistió en el pago por los excedentes inyectados a la red y el pago por el bono de carbono. Este resultado es útil para los tomadores de decisión del gobierno central y local relacionados con la difusión de las energías renovables.

II. METODOLOGÍA

A. Datos de entrada

Para realizar el cálculo de la viabilidad de un SFV domiciliario, se necesitan datos técnicos y económicos. Por la parte técnica se tiene: el índice de irradiación solar en la zona bajo estudio, la cantidad de energía eléctrica generada por los paneles solares y la demanda eléctrica que se desea cubrir. Asimismo, por el lado económico se requiere el valor de la tarifa de energía, los costos de inversión y mantenimiento de los SFV. También son necesarios datos económicos relacionados con políticas de incentivo como, por ejemplo, el pago por excedentes inyectados a la red de distribución. Todos los datos de entrada mencionados son de utilidad para la elaboración del flujo de caja, y consecuente a ello, el cálculo de los indicadores económicos como son el Payback, VAN, TIR y el costo nivelado de energía (LCOE). Estos indicadores nos ayudan a decidir la viabilidad de un proyecto de instalación de SFV.

Con respecto al nivel de irradiación solar, se ha considerado los datos obtenidos en la página web de la NASA [10], donde muestran los valores promedios mensuales desde el año 2001 hasta el año 2020. Además, es importante el ángulo de inclinación en el cual se deben colocar los paneles fotovoltaicos, donde los resultados de irradiación obtenidos facilitan la comparación entre diversos ángulos, permitiendo elegir el que mejor nos permita aprovechar el recurso solar.

En relación con la estimación de la demanda a satisfacer o consumo de energía eléctrica del domicilio bajo análisis, se considera el historial de consumo mensual de la vivienda

proporcionada por la concesionaria de energía local, la cual se encuentra disponible en [11].

La información de generación eléctrica producida por el SFV se obtiene usando (1).

$$P_{fv} = \frac{E_t}{HSP \cdot n_p \cdot f} \quad (1)$$

Donde:

E_t : potencia pico del panel seleccionado.

HSP : hora solar pico.

n_p : factor por pérdida de desvío.

f : factor de corrección adicional si lo hay (normalmente n_p ya incluiría todas las eficiencias y pérdidas del sistema).

Las HSP se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$HSP = \frac{\text{Radiación diaria total} \left(\frac{Wh}{m^2 \cdot día} \right)}{1000 \frac{Wh}{m^2}} \quad (2)$$

Otro aspecto por considerar son los costos asociados al sistema fotovoltaico, que incluyen el costo de los materiales, la mano de obra para la instalación y la puesta en servicio, así como los costos de operación y mantenimiento a lo largo de su vida útil. Los precios de los materiales, que abarcan kits completos de sistemas fotovoltaicos con potencias estándares de mercado, se obtuvieron de la página web de Autosolar [12]. La mano de obra, esencial para la instalación y correcto funcionamiento del SFV, basa su costo en el tarifario de la Federación de Trabajadores en Construcción Civil del Perú [13], que establece los costos diarios netos para un operario y un operario electromecánico. Además, se considera que los costos de operación y mantenimiento representan aproximadamente el 2% anual del costo total del SFV, con una vida útil estimada del sistema de unos 25 años, tal y como se detalla en [14].

Para calcular el costo del consumo de energía eléctrica, se utiliza la tarifa BT5-B residencial, según especifica la concesionaria ENEL DISTRIBUCIÓN en [15]. Esta tarifa establece diferentes tramos de consumo, aplicando un modelo de cobro escalonado. En el primer tramo, de 0 a 30 kWh, se aplica un cargo fijo mensual más un precio por kWh consumido. Para consumos superiores a 30 kWh, se introduce un nuevo cargo fijo, además de un costo adicional para los primeros 30 kWh, y para el consumo excedente de 30 kWh, el precio por kWh aumenta. Este esquema tarifario asegura que el pago por consumo eléctrico se ajusta al nivel de demanda, con un incremento en el costo unitario del kWh a medida que aumenta el consumo, reflejando una estructura de precios que incentiva la eficiencia en el uso de la energía.

B. Indicadores económicos

El Valor Actual Neto (VAN) se calcula llevando todos los flujos de efectivo futuros a valor presente [7], para evaluar la rentabilidad de una inversión a lo largo del tiempo. Esto se realiza usando la siguiente ecuación

$$VAN = -P_{inv} + \sum_{y=1}^T \frac{R_y}{(1+i_d)^y} \quad (3)$$

Donde:

P_{inv} : inversión inicial.

T : número total de años durante los cuales se espera recibir los flujos de caja del proyecto.

i_d : tasa de descuento (%).

R_y : flujo efectivo neto anual.

La viabilidad del proyecto se determina según:

- $VAN > 0$, incremento de la inversión
- $VAN < 0$, decremento de la inversión
- $VAN = 0$, inversión no incrementa ni disminuye

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de descuento que iguala el VAN de los flujos de caja de un proyecto a cero [6], permitiendo conocer su rentabilidad. El cálculo del TIR viene dado por

$$TIR = 0 = C_0 + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+TIR)^t} \quad (4)$$

Donde:

C_0 : flujo de caja en el año 0, normalmente negativo, debido a la inversión realizada.

C_t : flujo de caja en el periodo t, a partir del año 1 hasta T.

La viabilidad del proyecto se determina según:

- $TIR > k$, aceptar proyecto
- $TIR < k$, rechazar proyecto

Donde k es la tasa de interés referencial determinada por el sistema financiero.

Con respecto al payback, este indicador económico nos informa sobre el tiempo necesario que debe transcurrir para recupera la inversión del proyecto. Por ende, lo que se busca es el menor payback. Para calcular payback, se debe de reunir los flujos de caja hasta igualar la inversión del proyecto.

El indicador LCOE [16], por otro lado, representa el costo de producción de la energía por parte del SFV. Por tanto, permite comparar su valor con la tarifa de energía eléctrica y determinar si es conveniente optar por la implementación de un proyecto de instalación de SFV.

C. Políticas de incentivos

Uno de los incentivos a considerar, es el pago de excedentes de energía inyectada a la red. En el cual, según lo investigado por otro autor de un país vecino [17], en donde tampoco está regulado los pagos por inyección de energía eléctrica a la red, recomienda un valor por kWh en base a factores como son la tasa de descuento, el costo de O&M y el tiempo de vida útil.

Otro incentivo para considerar es el bono por reducción de emisión de CO₂ (BE), respaldado por el Banco Mundial [18], y del cual el Perú es partícipe. Este bono consiste en la retribución

económica por la implementación de sistemas de generación renovables. Se calcula usando

$$BE = E_{gen} (MWh) \cdot FF \text{ del SEIN } (tCO_2e/MWh). \quad (5)$$

Donde:

E_{gen} : cantidad total de energía producida por el SFV en MWh.

$FF \text{ del SEIN}$: factor de emisión del SEIN.

En el caso de Perú, el factor de emisión del SEIN es de 0.612 tCO₂e/MWh.

III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A. Demanda, generación de energía y costos

Para la estimación de la demanda, se toma el resumen de consumo mensual del año 2022 extraído de la página Web oficial de Enel [11]. En la Figura 1, se muestra el consumo mensual extraído de la vivienda analizada, dando como valor promedio 70.1 KWh.

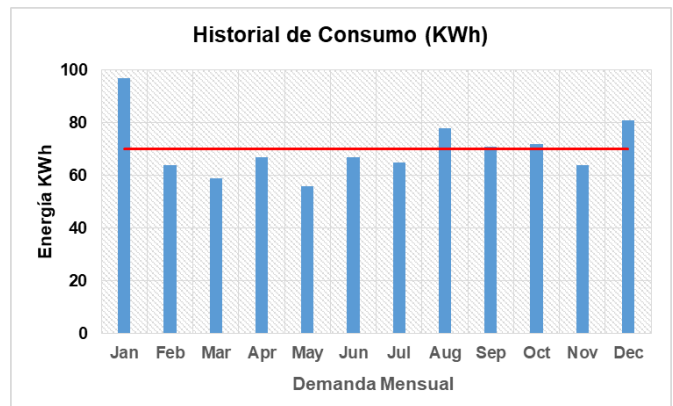


Fig. 1 Historial de consumo eléctrico mensual del año 2022

El dimensionamiento del SFV, se realiza a partir del historial del consumo anual mostrado en la Figura 1, donde nos permite visualizar y realizar el análisis del comportamiento de la máxima demanda anual. Esta evaluación, permite gestionar de manera eficiente los equipos que se necesitan para cubrir la demanda del usuario o según sea la proyección del SFV.

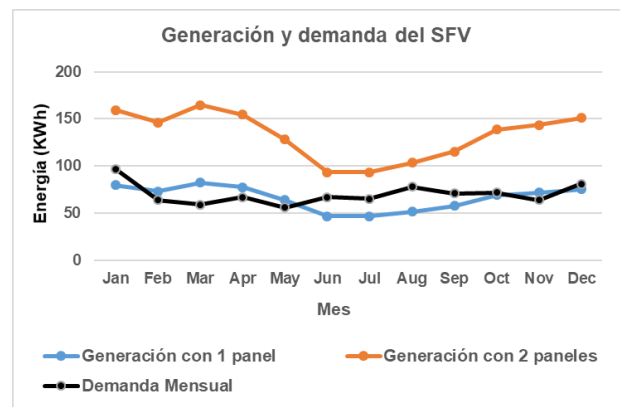


Fig. 2 Generación fotovoltaica con 1 y 2 paneles, también la tendencia de la demanda.

En la Figura 2, se observan las curvas de generación eléctrica para sistemas fotovoltaicos equipados con uno y dos paneles solares, influenciadas por variaciones en la irradiación solar que oscilan entre 3.4 y 5.99 kWh/m² por día, los cuales varían de acuerdo con las temporadas del año y posición de la tierra con respecto al sol. Estos datos, obtenidos de la página web oficial de la NASA [10], corresponden a las coordenadas geográficas de latitud -11.924 y longitud -77.06, ubicadas en el distrito de Comas, en Lima, Perú.

Adicionalmente, se distinguen dos configuraciones para el sistema fotovoltaico (SFV): una orientada a satisfacer la demanda energética de manera casi exacta, empleando un único panel solar; y otra configuración diseñada para producir energía en exceso respecto a la demanda, utilizando dos paneles solares. Este excedente de energía se inyecta a la red de la concesionaria, ya que se está considerando el pago por la venta de los excedentes.

Los costos asociados al sistema fotovoltaico considerado se detallan en la siguiente tabla:

TABLA I
RESUMEN DE COSTOS PARA EL SISTEMA FV

Concepto	Generación Exacta	Generación Excedente
KIT	S/4,339.47	S/5,148.74
Instalación	S/684.00	S/684.00
O&M anual	S/100.47	S/116.65
Total	S/5,123.94	S/5,949.39

La Tabla I resume los costos asociados a cada configuración del SFV. Para el sistema de generación exacta, se especifica el uso del Kit de Panel Solar Fotovoltaico Aislado 1000W 24V 4500Wh/día, con un costo de S/ 4,339.47. El costo de instalación se estima en S/ 684.00, según se cita en [15], y los gastos por operación y mantenimiento anual se calculan en S/ 100.47, de acuerdo con [14], sumando un total de S/ 5,123.94.

En cuanto al sistema diseñado para generar un excedente energético, que contempla la adición de un panel adicional, el costo total asciende a S/ 5,949.39, reflejando así la estrategia de aumentar la capacidad de generación para beneficiarse de la venta de energía sobrante a la red.

B. Indicadores económicos sin considerar políticas de incentivo

Antes de proceder a los indicadores económicos, es crucial preparar el flujo de caja, que debe incluir todos los costos mencionados previamente, junto con el ahorro generado por el consumo eléctrico evitado, acorde a la tarifa BT5-B de la empresa concesionaria de energía [15].

La Figura 3 presenta los resultados para dos escenarios distintos: el primero, con una generación de energía que cubre precisamente la demanda (Escenario 1), y el segundo, con una generación de energía que excede la demanda (Escenario 2), ambos sin considerar políticas de incentivo.

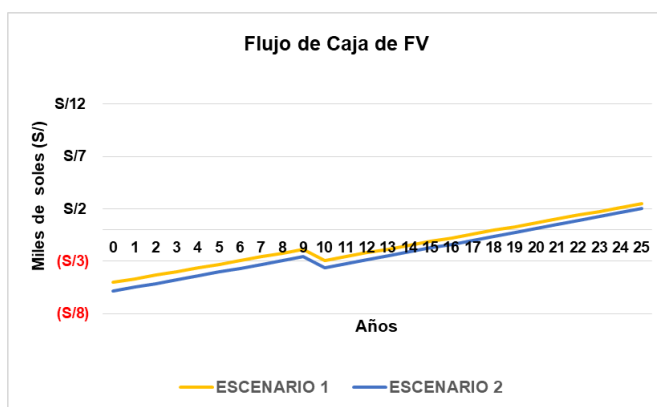


Fig. 3 Flujo de caja de la generación fotovoltaica.

Para evaluar la viabilidad de proyectos de sistemas fotovoltaicos, se consideran los siguientes criterios, expresados en la tabla a continuación

TABLA II
CRITERIOS DE VIABILIDAD ECONÓMICA

Criterio	Condición
Valor Actual Neto	VAN > 0
Tasa Interna de Retorno	TIR > 7.25%
Costo Nivelado de Energía	LCOE < 0.1354 \$/KWh
Período de Recuperación de la Inversión	Payback < 10 años

C. Indicadores económicos considerando políticas de incentivo

El análisis de la inclusión de las políticas de incentivo se realiza considerando los siguientes escenarios.

- **Escenario 1:** sin considerar políticas de incentivos y un solo panel (generación exacta).
- **Escenario 2:** Implementación de políticas de incentivos, como la venta de excedentes de generación FV (2 paneles).
- **Escenario 3:** Implementación de políticas de incentivos, considerando el “Bono de Carbono” y venta de excedentes (2 paneles).

En todos los escenarios, se toman en cuenta los criterios de viabilidad expuestos en la Tabla II.

Para el Escenario 1, se realiza el flujo de caja independiente. La Figura 4 muestra la línea de tendencia en el cual se ha considerado lo siguiente: El ingreso por el consumo evitado, la degradación del panel de 0.55% anual según [19], el costo de O&M de 2% anual, la inflación anual de tarifas residenciales de 0.18% anual de acuerdo con [20], y el cambio del inversor a los 10 años después de la instalación.

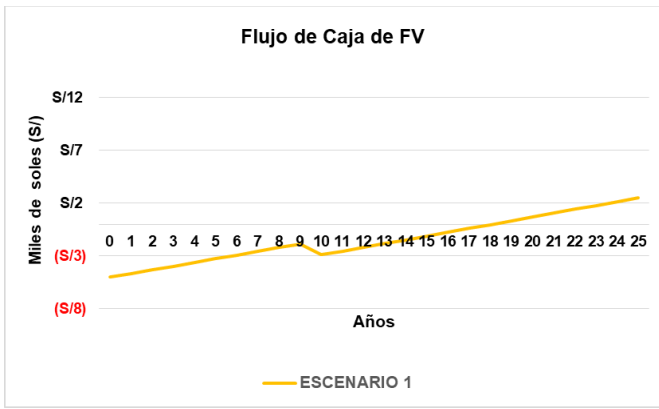


Fig. 4 Flujo de caja - Escenario 1

Se observa que el escenario da resultados pesimistas, ya que se obtiene un payback de 18 años. Este escenario representa la situación actual de la política existente para los proyectos fotovoltaicos domiciliarios en la ciudad de Lima.

Asimismo, el VAN obtenido tiene un valor negativo de S/. -1,683.67 que resalta inviabilidad del proyecto de instalación de SFV. Con respecto al TIR, se encontró un valor de 3%, representando un valor muy inferior a la tasa de interés de 7.25%, establecida por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) [21]. Por último, se obtuvo un LCOE de 0.1350 \$/KWh, cuyo valor es muy cercano al aplicado por la concesionaria de energía (0.1354 \$/KWh). Todos estos resultados muestran que este primer escenario es inviable económicamente.

Los resultados del flujo de caja para el Escenario 2 se muestran en la Figura 5.

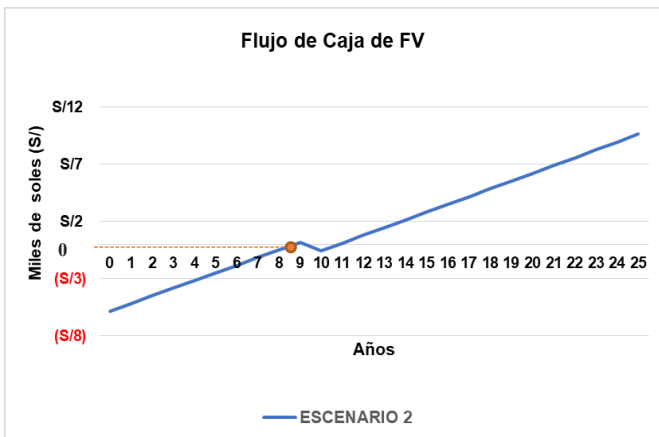


Fig. 5 Flujo de caja Escenario 2 (generación con exceso)

Este escenario se muestra optimista debido a que el payback, según el flujo de caja mostrado en la figura, es de 8 años. Lo obtenido, es un resultado factible en comparación al primero, porque la recuperación de la inversión se realiza en un tiempo menor al máximo establecido de 10 años.

Respecto a los indicadores económicos se obtuvo lo siguiente: payback de 8.92 años, VAN de S/. 888.95, TIR de

8,94%, y un LCOE de 0.0734 \$/KWh. El valor del LCOE evidencia que el costo de generación considerando políticas de incentivo es mucho menor al de la concesionaria de energía (0.1354 \$/KWh). Todos los indicadores muestran que el segundo escenario es viable económicamente, ya que son favorables y superiores a los valores de los indicadores tomados como referencia.

Por último, en el tercer escenario se agrega el Bono De Carbono como incentivo. La Figura 6 muestra el flujo de caja del escenario 3.

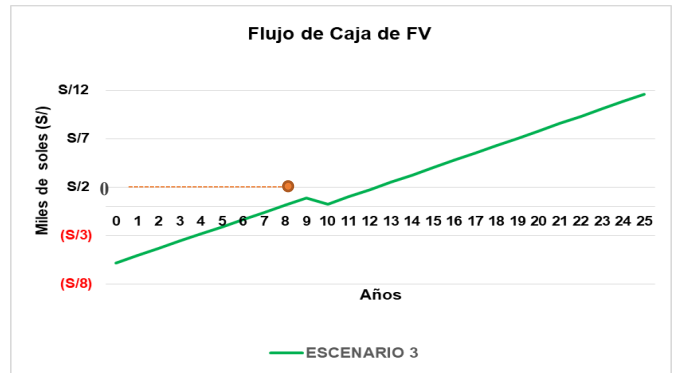


Fig. 6 Flujo de caja Escenario 3 (generación con exceso más Bono de Carbono)

Este escenario se muestra optimista debido a que el tiempo de recuperación de la inversión según el flujo de caja hallado es de casi 8 años. Se obtuvieron los siguientes resultados: payback 7.97 años, VAN = S/. 1,780.71 y TIR = 10,57%. Estos resultados también reflejan la viabilidad económica de este escenario. En la siguiente figura, se aprecia una línea de referencia cortando a la recta en aproximadamente 8 años. Por tanto, si se sigue la tendencia de la recta, se puede observar que el resto del tiempo es de beneficio para el inversionista.

A continuación, se presenta el resumen del flujo de caja de los tres escenarios.

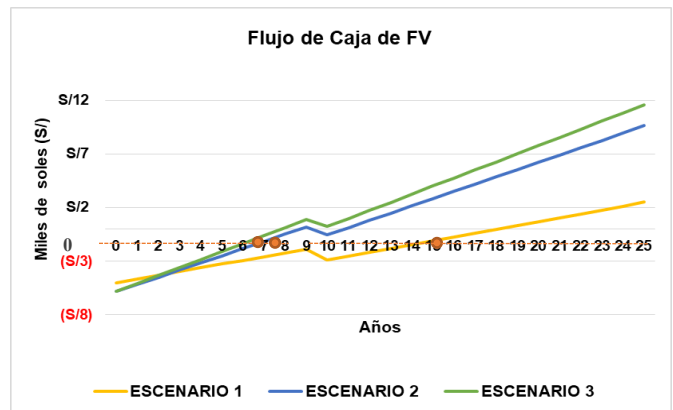


Fig. 7 Flujo de caja de los 3 escenarios

La Figura 7 muestra que la consideración de políticas de incentivo torna viable los proyectos de instalación de SFV residenciales.

En la Figura 8 se presenta un comparativo de los valores obtenidos en el cálculo del VAN de los tres escenarios estudiados. En esta figura, los valores que aparecen en color rojo indican cantidades negativas, lo que sugiere que esos escenarios específicos resultan en un VAN negativo.

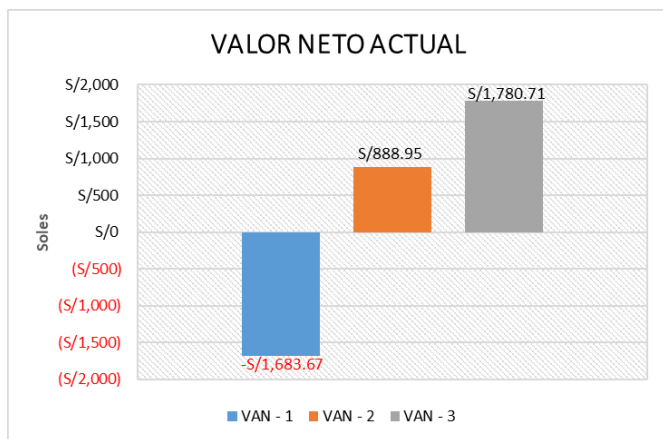


Fig. 8 Variación del VAN según los escenarios.

En la figura mencionada anteriormente, se observa que solo los escenarios 2 y 3 resultan ser viables desde la perspectiva del VAN, indicando una rentabilidad financiera positiva para estos casos. Por otro lado, el escenario 1 muestra un VAN negativo, lo cual señala que, bajo las condiciones y supuestos considerados para este escenario, no representa una inversión financieramente viable.

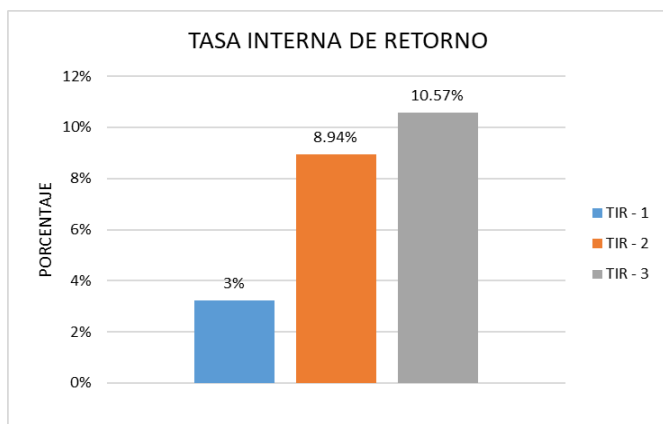


Fig. 9 variación del TIR según los escenarios.

La Figura 9 destaca la variación del Tasa Interna de Retorno (TIR) entre los tres escenarios analizados, evidenciando nuevamente el impacto beneficioso de las políticas de incentivos en los escenarios 2 y 3, los cuales presentan una TIR de 8.94% y 10.57% respectivamente. Esto contrasta con el escenario 1, que muestra un TIR más bajo, de solo 3%, indicando una rentabilidad significativamente menor sin los incentivos propuestos.

Asimismo, en la Figura 10 se presenta la variación del payback, según los escenarios planteados.

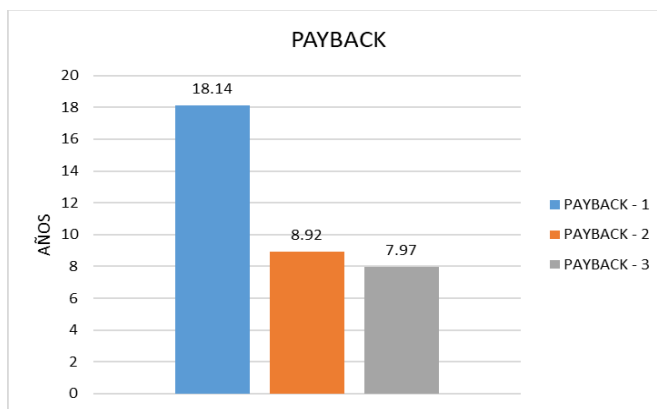


Fig. 10 PAYBACK, años de retorno de inversión.

Nuevamente, se obtiene resultados optimistas (debajo del valor de la tarifa de energía de la concesionaria) como resultado de la aplicación de las políticas de incentivo.

Por otra parte, el LCOE se ha obtenido de los dos primeros escenarios, ya que los gastos totales y la generación eléctrica total, los cuales solo se vieron afecto en los escenarios 1 y 2.

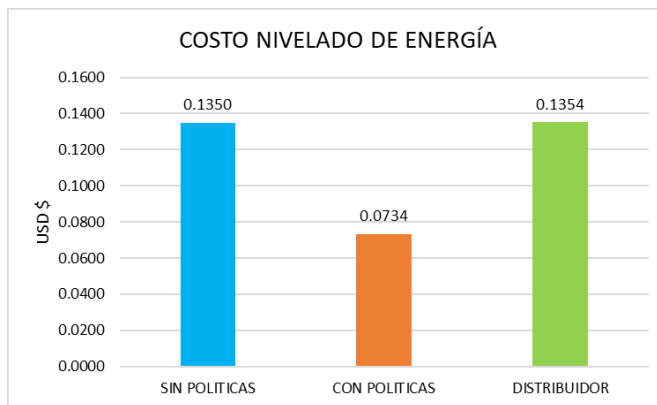


Fig. 11 Comparación del LCOE.

Con respecto a los tres LCOE mostrados en la Figura 11, se observa la diferencia de precios entre un escenario sin considerar políticas, otro considerando políticas y un tercero que es el precio de venta del rango más bajo ofrecido por el distribuidor.

IV. CONCLUSIONES

Respecto a los resultados obtenidos en los tres análisis del Payback, se concluye que, en los escenarios donde se consideró las políticas de incentivos se tuvieron tiempos de recuperación de la inversión de hasta la mitad de los años de aquellos donde no se consideran incentivos. Con relación a los resultados del VAN en los tres escenarios, se concluye que, solo en el escenario donde no se consideran los incentivos se obtiene un VAN negativo, el cual demuestra que sin políticas de incentivos estos proyectos no son viables económicamente. Al analizar los diferentes resultados del TIR, podemos concluir que, en los

escenarios donde se obtiene un valor superior al TIR de referencia, son aquellos en donde se consideran las políticas de incentivos. Con respecto al LCOE, se puede concluir que, bajo la influencia de las políticas de incentivos, un SFV puede ser muy atractivo para la inversión debido a los bajos costos en la producción de energía eléctrica con relación a la tarifa comercial vigente. Por tanto, las condiciones de incentivo planteadas pueden impulsar el uso de los SFV.

Se recomienda al Estado, la pronta consideración de políticas de incentivos, que repercutan en los proyectos de implementación en corto, mediano y largo plazo. Asimismo, a las empresas privadas, la coordinación con el Estado sobre la implementación de políticas incentivos, para la obtención de beneficios para los consumidores finales (la población), teniendo como referencia a los países de la región como Chile, Brasil, Colombia y México.

REFERENCIAS

- [1] A. S. G. Andrae, "Hypotheses for primary energy use, electricity use and CO2 emissions of global computing and its shares of the total between 2020 and 2030", *WSEAS Transactions on Power Systems*, vol. 15, pp. 50–59, mar. 2020.
- [2] N. K. Almarzooqi, F. F. Ahmad, A. K. Hamid, C. Ghenai, M. M. Farag, y T. Salameh, "Experimental investigation of the effect of optical filters on the performance of the solar photovoltaic system», *Energy Reports*, vol. 9, may 2023.
- [3] A. Hołuj, M. Ilba, P. Lityński, K. Majewski, M. Semczuk, y P. Serafin, "Photovoltaic solar energy from urban sprawl: Potential for Poland", *Energies (Basel)*, vol. 14, n.o 24, dic. 2021.
- [4] Diahovchenko y L. Petrichenko, "Comparative Analysis of Power Distribution Systems with Individual Prosumers Owing Photovoltaic Installations and Solar Energy Communities in Terms of Profitability and Hosting Capacity", *Energies (Basel)*, vol. 15, n.o 23, dic. 2022.
- [5] T. T. D. Tran y A. D. Smith, "Thermoeconomic analysis of residential rooftop photovoltaic systems with integrated energy storage and resulting impacts on electrical distribution networks", *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 29, pp. 92-105, oct. 2018.
- [6] A. Ciocia et al., "Self-Consumption and Self-Sufficiency in Photovoltaic Systems: Effect of Grid Limitation and Storage Installation", *Energies (Basel)*, vol. 14, n.o 6, mar. 2021.
- [7] Diahovchenko y L. Petrichenko, "Comparative Analysis of Power Distribution Systems with Individual Prosumers Owing Photovoltaic Installations and Solar Energy Communities in Terms of Profitability and Hosting Capacity", *Energies (Basel)*, vol. 15, n.o 23, dic. 2022.
- [8] C. Pinho Correia Valério Bernardo, R. A. Marques Lameirinhas, J. P. Neto Torres, y A. Baptista, "The Shading Influence on the Economic Viability of a Real Photovoltaic System Project", *Energies (Basel)*, vol. 16, núm. 6, mar. 2023
- [9] R. Danielis, M. Scorrano, A. Massi Pavan, y N. Blasuttigh, "Simulating the Diffusion of Residential Rooftop Photovoltaic, Battery Storage Systems and Electric Cars in Italy. An Exploratory Study Combining a Discrete Choice and Agent-Based Modelling Approach", *Energies (Basel)*, vol. 16, n.o 1, ene. 2023.
- [10] NASA, NASA (Online), Available: <https://power.larc.nasa.gov/>
- [11] ENEL, ENEL (Online), Available: <https://www.enel.pe/es/personas.html>
- [12] Autosolar, Autosolar (Online), Available: https://autosolar.pe/?gclid=aw.ds&gad=1&gclid=EA1aIqobChMIvWj36Xq_wIVEUBIAB1bgwMeEAAAYASAAEglaUPD_BwE&gclid=aw.ds
- [13] Federación de Trabajadores en Construcción Civil del Perú, "Tabla de salarios y beneficios sociales para el régimen de construcción civil", Federación de Trabajadores en Construcción Civil del Perú, 2023.
- [14] Y. Krishna, M. F. Fauzan, y N. B. M. N. Gan, "Design and simulation of a rooftop PV System in Taylor's University Lakeside Campus", en *Journal of Physics: Conference Series*, IOP Publishing Ltd, dic. 2021.
- [15] ENEL DISTRIBUCIÓN PERÚ S.A.A., "Tarifa para la venta de energía eléctrica", ENEL DISTRIBUCIÓN PERÚ S.A.A., ago. 2023.
- [16] D. Schmerler, et. Al., "Energías renovables: experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética", OSINERGMIN, nov. 2019.
- [17] J. P. Muñoz-Vizhñay, M. V. Rojas-Moncayo, y C. R. Barreto-Calle, "Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador", *Ingenius*, no 19, pp. 60–68, ene. 2018.
- [18] Ministerio del Ambiente, "Guía práctica para desarrolladores de proyectos MDL", MINAM, 2011.
- [19] JASolar, 470W MBB Half-Cell Module JAM72S20 455-470/MR, Available: <https://www.jasolar.com/index.php?m=content&c=index&a=lists&catid=464>.
- [20] OSINERGMIN, "Tarifas y Mercado Eléctrico", OSINERGMIN, marzo, 2022.
- [21] Banco Central de Reserva del Perú, BCRP (Online), Available: <https://www.bcrp.gob.pe/>