



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD DE PROYECTOS DE AUTOCONSUMO CON
ENERGÍA SOLAR EN PEQUEÑAS Y MEDIANAS EMPRESAS**

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: Paul Michael Vera De La Cruz

Cristhian Javier Albuja Chaguay

TUTOR: Ing. Gary Omar Ampuño Aviles PhD.

Guayaquil – Ecuador

2026

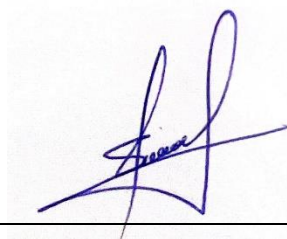
CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Paul Michael Vera De La Cruz con documento de identificación N° 2400213324 y Cristhian Javier Albuja Chaguay con documento de identificación N° 0926836560 manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo y autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Guayaquil, 5 de febrero del año 2026

Atentamente;



Paul Michael Vera De La Cruz
CI: 2400213324



Cristhian Javier Albuja Chaguay
CI: 0926836560


CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Nosotros, Paul Michael Vera De La Cruz con número de identificación N° 2400213324 y Cristhian Javier Albuja Chaguay con número de identificación N° 0926836560, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de lo que somos autores del Proyecto Técnico: “ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD DE PROYECTOS DE AUTOCONSUMO CON ENERGÍA SOLAR EN PEQUEÑAS Y MEDIANAS EMPRESAS”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniero en Electricidad, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en el formato digital a la biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 5 de febrero año 2026

Atentamente;



Paul Michael Vera De La Cruz
CI: 2400213324



Cristhian Javier Albuja Chaguay
CI: 0926836560

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Gary Omar Ampuño Aviles, con documento de identificación N° 0922639752 docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD DE PROYECTOS DE AUTOCONSUMO CON ENERGÍA SOLAR EN PEQUEÑAS Y MEDIANAS EMPRESAS”, realizado por Paul Michael Vera De La Cruz con número de identificación N° 2400213324 y Cristhian Javier Albuja Chaguay con número de identificación N°0926836560, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 5 de febrero del año 2026

Atentamente;

A handwritten signature in blue ink, reading "Gary Omar Ampuño Aviles", written over a horizontal line.

Ing. Gary Omar Ampuño Aviles. PhD
CI: 0922639752

DECICATORIA

(Cristhian Albuja)

Dedico este trabajo, en primer lugar, a Dios Padre Todopoderoso, por bríndame salud, quien con su infinita misericordia me sostuvo en los momentos de duda, fortaleció mi espíritu cuando el cansancio parecía vencer y me concedió la sabiduría necesaria para culminar este importante logro profesional.

De manera especial, dedico esta tesis a mi esposa, por ser mi apoyo incondicional, mi fortaleza en los momentos difíciles y quien creyó en mí incluso cuando yo mismo dudé; su amor y paciencia fueron el impulso silencioso para no renunciar a este sueño.

Finalmente, dedico este logro a mi compañero de tesis, Paul Vera, por su compañerismo, compromiso y esfuerzo compartido, que hicieron posible avanzar juntos y culminar con éxito esta etapa de nuestra formación profesional

(Paul Vera)

Este trabajo de tesis está dedicado, en primer lugar, a Dios, por guiarme con sabiduría y brindarme fortaleza necesaria para culminar mis estudios universitarios.

A mi familia por su apoyo permanente, comprensión y confianza, quienes fueron un respaldo fundamental en cada etapa del proceso académico y una fuente de motivación constante para seguir adelante.

De manera personal a mi compañero de tesis, Cristhian Albuja, por su dedicación, disciplina y trabajo en equipo que permitieron el desarrollo y culminación exitosa de este proyecto.

AGRADECIMIENTO

A Dios, por concederme la fortaleza, la sabiduría y la perseverancia necesarias para culminar una de las metas más importantes de mi vida académica y personal.

A la Universidad Politécnica Salesiana, sede guayaquil por ser el espacio de formación profesional y humana donde adquirí los conocimientos, valores y principios que hoy sustentan mi desarrollo como Ingeniero Eléctrico, y por brindar un entorno académico de exigencia y excelencia.

A mi tutor de tesis, el Ingeniero Gary Ampuño por su guía constante, su valioso conocimiento técnico y su disposición para orientar este trabajo con criterio profesional, responsabilidad y compromiso, aportando de manera significativa a la calidad y rigurosidad del presente estudio.

Asimismo, agradecemos a nuestra familia, por su apoyo, comprensión y motivación permanente a lo largo de este proceso, siendo un respaldo esencial para alcanzar este objetivo académico.

Finalmente, agradecemos a todas aquellas personas que, directa o indirectamente, contribuyeron con su apoyo académico y moral para la culminación exitosa de este proyecto.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	ii
CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR	iii
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN	iv
DECICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE DE CONTENIDO	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	ii
ÍNDICE DE TABLAS	ii
RESUMEN	ii
ABSTRACT.....	iii
ACRONIMOS	ii
CAPITULO I	1
1 TITULO.....	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 INTRODUCCIÓN	2
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	3
1.5 ALCANCE.....	5
1.6 BENEFICIARIOS	5
1.7 OBJETIVOS	7
1.7.1 OBJETIVO GENERAL.....	7
1.7.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	7
CAPITULO II.....	8
2.1 PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DEL EFECTO FOTOVOLTAICO.....	8
2.2 TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS Y EFICIENCIAS	8
2.3 DEGRADACIÓN Y VIDA ÚTIL DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	10
2.4 SISTEMAS DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO.....	10
2.5 COMPONENTES PRINCIPALES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO	12
2.6 VENTAJAS DEL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO PARA EMPRESAS .	14

2.7	ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO DE PROYECTOS FOTVOLTAICOS	15
2.8	INDICADORES DE RENTABILIDAD ECONÓMICA.....	16
2.9	FACTORES QUE AFECTAN LA RENTABILIDAD.....	18
2.10	SOFTWARE DE SIMULACIÓN Y ANÁLISIS	19
2.11	CONTEXTO ENERGÉTICO DE ECUADOR.....	20
CAPITULO III.....		22
3.1	ENFOQUE Y TIPO DE INVESTIGACIÓN	22
3.2	DISEÑO DE INVESTIGACIÓN.....	23
3.3	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y ESTADO DEL ARTE (CUALITATIVA) REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA EXHAUSTIVA.....	23
3.4	IDENTIFICACIÓN DE FACTORES CLAVE DE RENTABILIDAD.....	26
3.5	ENTREVISTAS CON EXPERTOS Y EMPRESARIOS	27
3.6	ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO CUANTITATIVO CARACTERIZACIÓN DE CASOS DE ESTUDIO	30
3.7	CÁLCULO DE COSTOS DE INVERSIÓN Y AHORROS ESPERADOS.....	31
3.8	EVALUACIÓN DE INDICADORES DE RENTABILIDAD	32
3.9	SIMULACIONES Y MODELADO DE ESCENARIOS SIMULACIÓN CON SOFTWARE ESPECIALIZADO.....	33
3.10	EVALUACIÓN DE POLÍTICAS E INCENTIVOS.....	34
3.11	PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	35
CAPITULO IV		36
3.12	CARACTERIZACIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO	36
3.13	CONTEXTO NORMATIVO Y TARIFARIO EN ECUADOR	36
3.14	RESULTADOS DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA PRODUCCIÓN ANUAL Y RENDIMIENTO ESPECÍFICO.....	37
3.15	PERFORMANCE RATIO Y PÉRDIDAS DEL SISTEMA	38
3.16	ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN INICIAL (CAPEX)	44
3.17	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (OPEX).....	45
3.18	INDICADORES DE RENTABILIDAD ECONÓMICA.....	45
3.19	ANÁLISIS FINANCIERO DETALLADO EVOLUCIÓN DE FLUJOS DE CAJA	48
3.20	ESTRUCTURA DE INGRESOS Y GASTOS.....	49
3.21	BALANCE DE EMISIONES DE CO ₂	50

3.22	SÍNTESIS COMPARATIVA DE RESULTADOS.....	51
3.23	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y FACTORES CRÍTICOS.....	53
CAPITULO V.....		54
4.1	CONCLUSIONES	54
4.2	RECOMENDACIONES	56
CAPITULO VI		58
5.1	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	58
5.2	ANEXOS	61
5.2.1	ANEXO 1. ENTREVISTA.....	61

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Tipos de células fotovoltaicas	9
Figura 2. Sistemas de autoconsumo fotovoltaico.....	11
Figura 3. Componentes de un Sistema Fotovoltaico.....	14
Figura 4. Indicadores de rentabilidad	18
Figura 5. Distribución mensual de la producción en la empresa 2	40
Figura 6. Distribución mensual de la producción en la empresa 3	41
Figura 7. Flujo de energía desde la irradiación solar hasta la energía inyectada a la red Empresa 242	
Figura 8. Flujo de energía desde la irradiación solar hasta la energía inyectada a la red Empresa 343	
Figura 9. Evolución de las utilidades netas anuales Empresa 2.....	49

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Balances mensuales y resultados principales - Empresa 2.....	39
Tabla 2. Balances mensuales y resultados principales - Empresa 3.....	41
Tabla 3. Estructura de costos de inversión (CAPEX).....	44
Tabla 4. Análisis financiero detallado - Empresa 2 (primeros 10 años)	48
Tabla 5. Resumen comparativo de indicadores técnico-económicos.....	53

RESUMEN

El presente estudio investiga la rentabilidad de proyectos de autoconsumo mediante energía solar fotovoltaica en pequeñas y medianas empresas ecuatorianas, utilizando un enfoque metodológico mixto que integra revisión bibliográfica, análisis cuantitativo de indicadores económicos y simulaciones técnicas a partir del software especializado PVsyst. Se estudian tres casos representativos de PYMEs con sistemas fotovoltaicos de 52.2 kWp de potencia instalada que se hallan ubicadas en distintas zonas geográficas con variaciones en el recurso solar y las tarifas eléctricas.

Los resultados muestran viabilidad económica probada; así se obtienen períodos de recuperación de entre 6.7 y 8.1 años, tasas internas de retorno superiores al 17% y valores actuales netos superiores a 31000 USD. El costo nivelado de energía (LCOE) se sitúa entre 0.059 y 0.074 USD/kWh, generando ahorros de entre 18% y 41% respecto a tarifas eléctricas de red. El análisis comparativo demuestra que el binomio recurso solar-tarifa eléctrica es el factor determinante de la rentabilidad.

Del mismo modo también se evidencian barreras de consideración como la falta de esquemas de medición neta, limitaciones de financiamiento y carencia de incentivos gubernamentales. Las recomendaciones son implementar programas de financiamiento a partir de tasas preferenciales (4-6%), desarrollar un marco regulatorio favorable, establecer incentivos fiscales escalonados y crear programas de formación especializada para las PYMEs.

Palabras Clave: Energía solar fotovoltaica, autoconsumo, PYMEs, rentabilidad, indicadores financieros, Ecuador, generación distribuida, sostenibilidad empresarial.

ABSTRACT

The present study investigates the profitability of self-consumption projects based on solar photovoltaic energy in small and medium-sized Ecuadorian enterprises, using a mixed methodological approach that integrates a literature review, quantitative analysis of economic indicators, and technical simulations conducted with the specialized software PVsyst. Three representative SME case studies are examined, each with photovoltaic systems of 52.2 kWp of installed capacity, located in different geographical zones with variations in solar resource availability and electricity tariffs.

The results demonstrate proven economic viability, with payback periods ranging from 6.7 to 8.1 years, internal rates of return exceeding 17%, and net present values above USD 31000. The levelized cost of energy (LCOE) ranges between USD 0.059 and USD 0.074 per kWh, generating savings of between 18% and 41% compared to grid electricity tariffs. The comparative analysis shows that the solar resource–electricity tariff combination is the determining factor for profitability.

Likewise, significant barriers are identified, including the absence of net metering schemes, financing constraints, and a lack of government incentives. The recommendations include implementing financing programs with preferential interest rates (4–6%), developing a favorable regulatory framework, establishing graduated tax incentives, and creating specialized training programs for SMEs.

Keywords: Solar photovoltaic energy, self-consumption, SMEs, profitability, financial indicators, Ecuador, distributed generation, business sustainability.

ACRONIMOS

AIE - Agencia Internacional de Energía

ARCERNNR - Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables

CA - Corriente Alterna

CAPEX - Capital Expenditure (Gastos de Capital)

CC - Corriente Continua

CNEL EP - Corporación Nacional de Electricidad - Empresa Pública

CO₂ - Dióxido de Carbono

HSP - Horas Solar Pico

LCOE - Levelized Cost of Energy (Costo Nivelado de Energía)

MPPT - Maximum Power Point Tracking (Seguimiento del Punto de Máxima Potencia)

NREL - National Renewable Energy Laboratory (Laboratorio Nacional de Energías Renovables)

O&M - Operación y Mantenimiento

OPEX - Operational Expenditure (Gastos Operacionales)

PR - Performance Ratio (Ratio de Rendimiento)

PYMEs - Pequeñas y Medianas Empresas

ROI - Return on Investment (Retorno sobre la Inversión)

TIR - Tasa Interna de Retorno

VAN - Valor Actual Neto

Wp - Watt-pico

CAPITULO I

1 TITULO

Análisis de la rentabilidad de proyectos de autoconsumo con energía solar en pequeñas y medianas empresas

1.1 ANTECEDENTES

En los últimos tiempos el cambio energético hacia las energías renovables se ha convertido en una prioridad mundial. Esto se debe a la necesidad de reducir significativamente las emisiones de gases invernadero promoviendo la sostenibilidad energética [1]. La energía solar fotovoltaica ha sido una alternativa muy importante y atractiva debido a su factor económico para múltiples sectores productivos con especial énfasis en las pequeñas y medianas empresas (PYMEs), pues tienen como objetivo disminuir los costos de operación y mejorar la competitividad [2].

Las instalaciones fotovoltaicas han tenido un crecimiento considerable en Ecuador en los últimos años, en gran parte a políticas públicas que buscan fomentar la generación distribuida y el autoconsumo [3]. Sin embargo, las PYMEs enfrentan situaciones particulares en este contexto relacionado a la adopción de tecnologías renovables que pueden estar ligadas a dificultades financieras, carencia de información técnica, y dudas respecto a la rentabilidad [4]. En estudios recientes se ha demostrado que la viabilidad técnico-económica de los sistemas fotovoltaicos está determinada por varios factores asociados al consumo energético, tarifas eléctricas, radiación solar disponible e incentivos ofrecidos por el propio estado [5]. La evaluación de la rentabilidad de los proyectos de autoconsumo solar requiere un proceso de análisis integral que integre aspectos cualitativos y cuantitativos. A este respecto, las investigaciones revelan que calcular los indicadores financieros de retorno de la inversión (ROI) y de período de recuperación del capital invertido permiten determinar la viabilidad económica de los proyectos de autoconsumo solar [6]. También, la experiencia de empresas con sistemas de energía fotovoltaica hace del conocimiento un recurso que aporta información útil sobre los beneficios exigidos y sobre aquellos encontrados al operar a partir

de esto [7]. Por lo tanto, se abre la necesidad de hacer investigación en torno al autoconsumo solar para el contexto ecuatoriano, donde las PYMEs puedan llegar a la toma de decisiones, en relación al autoconsumo solar, considerando los aspectos técnicos, económicos y legales del Ecuador [8].

1.2 INTRODUCCIÓN

La energía solar fotovoltaica se vuelve una de las tecnologías del mundo que más está creciendo. En 2023 alcanzó una potencia instalada de 510 GW, un aumento de 75% sobre todo por el sistema solar [9]. En América Latina el mercado fotovoltaico es uno de aquellos que está creciendo de manera considerable, con un crecimiento del 13.4% anual hasta 2030 donde Brasil, Chile y México lideran el crecimiento del mercado [9]. Esta situación del contexto regional contribuye en gran medida a la oportunidad de desarrollo para las pequeñas y medianas empresas (PYMEs) que buscan reducir costos y mejorar su competitividad a través de sistemas de autoconsumo solar [10].

Ecuador, que se encuentra situado en la línea del ecuador, donde tiene aproximadamente 12 horas de luz solar cada día a lo largo de todo el año, tiene un potencial solar valorado en 660 MW fotovoltaicos. Sin embargo, para el año 2023, de acuerdo con IRENA [11], el país tiene solo 31 MW de capacidad fotovoltaica instalada. Tal cifra muestra un diferencial muy grande entre el potencial y la explotación real del mismo. Las PYMEs en Ecuador tienen retos para adaptarse a la tecnología fotovoltaica, en el que entran estrategias poco claras por la falta de políticas energéticas, financiamiento escaso, mala información sobre la remediación de la inversión, subsidios a combustibles fósiles que son distorsionadores de la competitividad de las energías renovables [12].

El trabajo tiene por objetivo hacer un análisis práctico de la rentabilidad de proyectos de autoconsumo solar en PYMEs ecuatorianas. Para ello, de forma mixta se combina análisis bibliográfico, valoraciones cuantitativas y simulaciones económicas para aportar información del tipo, técnico-financiera, que ayude a la toma de decisiones de las empresas y sirva para la transición energética del sector productivo nacional [13].

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Ecuador presenta una situación energética paradójica cuenta con un recurso solar de 660 MW con algo más de doce horas de luz diarios todo el año [2], pero su capacidad fotovoltaica instalada es sólo de 31 MW. Esta cifra se vuelve preocupante si tenemos en cuenta que el país también ha vivido recurrentes crisis eléctricas que en total han generado pérdidas industriales superiores a los USD 4000 millones y de USD 3500 millones en el comercio durante 2024 [14].

Las pequeñas y medianas empresas, comúnmente abreviadas como PYMEs, han sido las más afectadas, determinando que el 50% de dicho grupo reseñan problemas por los apagones [15]. Las grandes empresas, a diferencia de las PYMEs, pueden contar con recursos para invertir en sistemas de respaldo, lo que les permite ser menos vulnerables, tanto desde el punto de vista energético como económico [14]. Si bien el precio medio al por menor se define en torno a los USD 0.10 por kWh para los sectores comerciales e industriales [16], el precio real de la generación de energía, por su parte, está muy por encima, de USD 0.15 por kWh, lo que pone de manifiesto una estructura tarifaria subsidiada que no ayuda a ser competitivos con respecto a las alternativas renovables.

Por lo que se puede concluir que la necesidad de evaluar la rentabilidad de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo para las PYMEs ecuatorianas es urgente y debe ser estudiada en profundidad, puesto que necesita factores técnicos, económicos y regulatorios propios del país que permitan a las mismas tomar decisiones sobre inversiones en energía solar.

1.4 JUSTIFICACIÓN

Las PYMEs suponen un 93.67% de las empresas activas en Ecuador y, a la vez, contribuyen con aproximadamente un 80% del Producto Interno Bruto (PIB) y generan el 70% de los empleos a nivel nacional [17]. Pero, este tipo de empresas se encuentra confrontando críticas problemáticas vinculadas a su propia sostenibilidad operativa y competitividad; ésto ha llevado a una crisis del suministro eléctrico a consecuencia de la cual las PYMEs han comenzado a sufrir pérdidas por encima de los USD 7500 millones durante el año 2024 [14].

La crisis de la energía colapsó, por lo que se evidenció entonces la vulnerabilidad de las PYMEs del Ecuador en la medida en la que el 50% las PYMEs, en su respuesta, reportaron impactos severos producto de los cortes programados en el servicio [15]. De alguna forma esta crisis aprendió a aprovechar la oportunidad de evaluar la viabilidad de los autoconsumos con sistemas fotovoltaicos, como solución al mediano y largo plazo, dado que Ecuador posee un potencial solar de 660 MW en el año y que el país recibe aproximadamente 12 horas de días de radiación solar durante el año. Sin embargo, a pesar de estas condiciones favorables, en 2024 el país cuenta con 31 MW instalados de energía fotovoltaica, lo que significa un uso muy por debajo del potencial existente [11].

Desde la óptica económica, la instalación de sistemas fotovoltaicos en las PYMEs permitiría disminuir los costes de la energía operativa, que se encuentran en un rango que va desde el 15% hasta el 30% de los costes totales en sectores como la manufactura y el comercio [10]. La literatura internacional señala que los sistemas de autoconsumo solar tienen periodos de retorno de la inversión que pueden ir de los 5 a los 10 años, pudiendo alargarse sus efectos económicos durante más de 25 años, que es la vida útil de los paneles fotovoltaicos [13]. Por otro lado, se aprecia una crítica falta de análisis concretos que evalúen estos indicadores en el marco ecuatoriano de este tipo de análisis, para lograr tener en cuenta los aspectos regulatorios, tarifarios y climáticos del país presente en su construcción práctica.

Desde un punto de vista medioambiental, la adopción de energía solar fotovoltaica por las PYMEs facilita cumplir los compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero presentes tanto en acuerdos internacionales como en la agenda nacional de transición energética [12]. Desde el punto de vista social, el fortalecimiento de las PYMEs a través de soluciones energéticas sostenibles incidiría positivamente en la generación de empleo, sobre el hecho de que este sector representa el 70% de la población económicamente activa [17]. De este modo, el presente estudio tendrá información técnico-financiera indispensable para que empresarios, tomadores de decisiones y organizaciones financieras evalúen la viabilidad de proyectos fotovoltaicos y, de esta manera, contribuir a promover la transición energética del sector productivo ecuatoriano.

1.5 ALCANCE

El presente estudio investiga la viabilidad retributiva de sistemas de energía fotovoltaica de consumo propio en tres empresas pequeñas y medianas ecuatorianas distribuidas en las principales dentro de la ciudad de Guayaquil. El estudio investiga sistemas con capacidades instaladas entre 20 kW y 200 kW, rango típico de instalaciones en PYMEs de distintos sectores productivos como la agroindustria, la manufactura, el comercio.

La variante territorial que se contempla la Provincia del Guayas en la ciudad de Guayaquil donde la radiación solar media se situaría entre 4.3 y 5.5 kWh/m²/día según la normativa Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC). Asimismo, se consideran las diversas estructuras tarifarias del mercado eléctrico ecuatoriano, cuyo valor variaría entre USD 0.10 y USD 0.13 por kWh en función de la clasificación del consumidor y su ubicación según Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCONEL) y aplicadas por la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP).

La metodología tiene una fase cualitativa a favor de la revisión bibliográfica, y de entrevistas a expertos del sector energético, que es seguida de una fase cuantitativa, que evalúa variables económicas como el periodo de recuperación (Payback), el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el ahorro anual de forma proyectada. Las simulaciones técnico-económicas se realizan a través de software especializado llamado PVsyst en la que se modelan 3 escenarios de inversión donde esta variable es de 30000 a 45000 \$. Se estudian variables críticas como el consumo energético específico de cada sector, la producción fotovoltaica estimada, el ahorro de emisiones de CO₂; se estima, además, la viabilidad financiera de acuerdo a las particularidades del marco regulador ecuatoriano. Los resultados dan lugar a resultados técnicos-financieros en los que se puede valorar la inversión empresarial para la adopción de autoconsumo fotovoltaico.

1.6 BENEFICIARIOS

Los beneficiarios directos e indirectos del presente proyecto técnico se dividen entre los tres siguientes sectores.

- La Universidad Politécnica Salesiana Aporta un proyecto técnico de investigación aplicada, la cual refuerza al mismo tiempo su línea de trabajo en el campo de las energías renovables y sostenibilidad, contenido que aporta al sector eléctrico ecuatoriano y que permite afianzar aquellos ámbitos de formación de los/las profesionales que después se especializan en la transición energética.
- Las pequeñas y medianas empresas (PYMES) Obtienen información técnica y financiera debidamente sustentada a partir de la cual evalúan la viabilidad de llevar adelante inversiones en sistemas fotovoltaicos de autoconsumo. De este modo, pueden tomar decisiones adecuadas que los lleven a poder reducir costes de explotación, mejorar su nivel de competitividad y fomentar su sostenibilidad económica, en una época en la cual la crisis energética nacional se ha puesto de manifiesto.
- El sector energético y la sociedad ecuatoriana Le otorga la instancia aplicada para el desarrollo de líneas de políticas públicas y para el desarrollo de estrategias encaminadas a la transición energética, tanto para poder diversificar la matriz eléctrica, reducir los niveles de emisión de CO₂ y fortalecer el tejido empresarial que genera un 70% del empleo nacional.

1.7 OBJETIVOS

1.7.1 OBJETIVO GENERAL

- Evaluar la rentabilidad de los proyectos de autoconsumo con energía solar fotovoltaica en pequeñas y medianas empresas, considerando su viabilidad financiera, impacto a largo plazo y beneficios para la sostenibilidad empresarial.

1.7.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar el estado del arte sobre la adhesión de sistemas fotovoltaicos en pequeñas y grandes empresas, e identificar las tecnologías que se emplean con continuidad, los principales factores que afectan la rentabilidad y los resultados de estudios previos en contextos similares.
- Identificar los factores clave que influyen en la rentabilidad de autoconsumo fotovoltaico en pequeñas y medianas empresas que no superan los 100 MW, así como el tamaño del sistema, el consumo energético, el coste de instalación, los incentivos gubernamentales y las condiciones climáticas.
- Evaluar los indicadores económicos y de fiabilidad de los proyectos de energía solar, teniendo en cuenta los costes iniciales, el retorno de la inversión (ROI) y el periodo de amortización, además de comparar los ahorros obtenidos durante la vida útil del sistema con los costes de instalación.

CAPITULO II

2.1 PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DEL EFECTO FOTOVOLTAICO

La energía solar fotovoltaica es una tecnología que permite generar electricidad procesando la radiación solar de forma directa hacia la electricidad mediante el efecto fotoeléctrico. Este fenómeno físico fue descubierto por el físico francés Edmond Becquerel en el año 1839, y consiste en emitir electrones que son liberados por un material semiconductor en el instante en que el mismo recibe energía lumínica [18]. Posteriormente, el desarrollo teórico y práctico de este efecto fue afianzado por Albert Einstein en 1905, trabajo al que el físico le otorga el Premio Nobel de física en el año 1921.

El principio de funcionamiento de la célula fotovoltaica se basa en la física de los semiconductores en la unión P-N. La luz solar se define como un conjunto de fotones que inciden sobre la superficie de una célula solar y transfieren su energía a los electrones de los átomos del material semiconductor, que suele ser silicio. La energía provocada por la transferencia de energía de los fotones excita el electrón, permitiéndole salir de su posición atómica y crear un par electrón-hueco. La arquitectura interna de la célula fotovoltaica, que se encuentra construida con un campo eléctrico incorporado formado por capas con carga positiva (tipo P) y carga negativa (tipo N) obliga a los electrones que han salido de su posición atómica a moverse en una dirección específica con lo que se obtiene en este punto una corriente eléctrica continua [19].

2.2 TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS Y EFICIENCIAS

Las células fotovoltaicas se clasificarán fundamentalmente de acuerdo con la clase de semiconductores usados para su fabricación, así como de la estructura cristalina observada. Esta clasificación regula, por un lado, la eficiencia de la conversión energética y, por otro lado, el costo de la producción del dispositivo fotovoltaico.

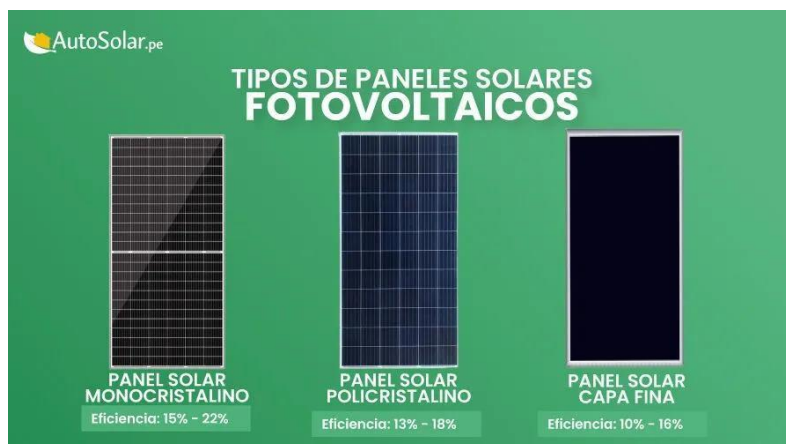


Figura 1. Tipos de células fotovoltaicas
Fuente: [20]

Células de silicio monocristalino (c-Si): Estas células están elaboradas con un único cristal de silicio de elevada pureza y constituyen la clase de células más eficiente que se puede encontrar en el mercado, alcanzando eficiencias medias del orden del 18-20%, incluso superior (hasta un 26%) en condiciones de laboratorio [19]. Su proceso de fabricación consiste en una cristalización del silicio líquido a más de 1500 °C, resultando lingotes cilíndricos que después de recortarse se obtienen obleas delgadas. Estas células son de color negro constante y tienen un costo de producción superior que otras tecnologías.

Células de silicio policristalino (P-Si): Estas células se elaboran a partir de una fundición de múltiples cristales de silicio. La estructura del silicio en este caso es algo menos ordenada que en las células monocristalinas, lo que permite eficiencias ligeramente inferiores (del 16% al 17.5%) [19]. Este proceso de fabricación es más sencillo y económico que el de las células monocristalinas, razón por la cual han ganado popularidad en instalaciones de gran tamaño donde el espacio disponible no sea crítico.

Células de silicio amorfo (A-Si): Se trata de células de película delgada con una red cristalina desordenado y eficiencias menores, generalmente entre 6% y 10%. Son sin embargo aquellas que tienen ventajas como mayor flexibilidad, un peso más ligero y mejor rendimiento bajo baja luz o altas temperaturas.

Tecnologías de última generación: Las tecnologías de última generación son las células de heterounión (HIT), las células de perovskita, las células multiunión, que han demostrado capacidad de superar el límite teórico de eficiencia de Shockley-Queisser (alrededor del 33.7% para células de unión simple) recolectando diferentes segmentos del espectro solar.

2.3 DEGRADACIÓN Y VIDA ÚTIL DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Los sistemas fotovoltaicos sufren un deterioro gradual de su eficacia por diversos factores tanto ambientales como operativos. Basado en estudios del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL), la degradación media anual de los paneles solares está en torno al 0.5% [18]. Esta degradación se atribuye a la exposición continua a radiación ultravioleta, ciclos térmicos, humedad, y otras condiciones meteorológicas adversas. La vida útil esperada de los paneles fotovoltaicos modernos es de más de 25 años, período en que los fabricantes suelen garantizar que los módulos mantendrán un mínimo del 80% de su potencia nominal original, aunque los inversores solares, que son componentes clave del sistema, tienen una vida útil más corta (normalmente entre 10 y 15 años), lo que lleva a tener que reemplazarlos a lo largo de la vida operativa de la instalación fotovoltaica.

2.4 SISTEMAS DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

Se entiende por autoconsumo fotovoltaico la producción de energía eléctrica a partir de paneles solares para el consumo directo en el lugar de la producción, en virtud del cual particulares o empresas pueden generar, consumir, almacenar o compensar la electricidad que producen [21]. Este tipo de energía coloca al consumidor como el principal actor de su gestión energética, cuya capacidad de decisión sobre la producción y el consumo eléctricos le corresponde.

INSTALACIÓN FV DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES

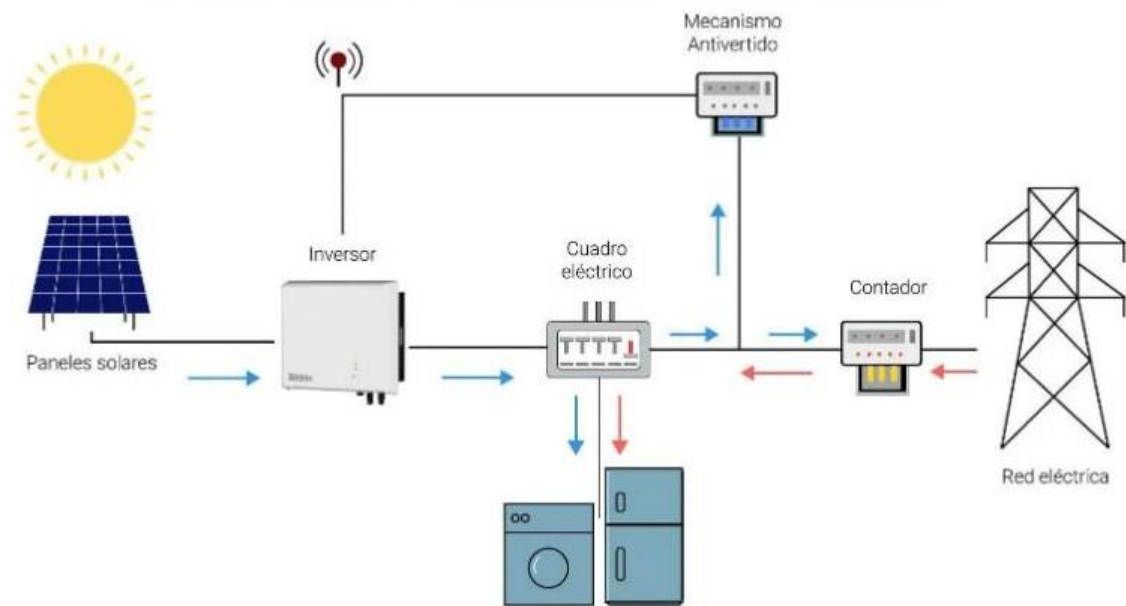


Figura 2. *Sistemas de autoconsumo fotovoltaico*
Fuente: [20]

Los sistemas de autoconsumo se clasifican según múltiples criterios técnicos y regulatorios:
 Según la conexión a red:

- Autoconsumo conectado a red permite el verter excedentes de energía no utilizada a la red de distribución, así como tomar electricidad de la red cuando la producción fotovoltaica no es suficiente para el consumo. Esta opción es muy común en instalaciones en comercios e industrias, por su flexibilidad operativa [21].
- Autoconsumo aislado (off-grid) no existe conexión física a una red eléctrica, por lo que el consumo debe cubrirse mediante la producción instantánea (in situ) del sistema fotovoltaico y con la energía almacenada en batería. Este tipo de conectividad es común en zonas rurales o remotas que no tienen una red eléctrica [21].

Según la gestión de excedentes:

- Autoconsumo con excedentes: Se entiende por autoconsumo compartido cuando el sistema de generación de electricidad suministra energía a uno de los consumidores (suelo, tejado o edificio), y el excedente se inyecta en la red (la electricidad que no se puede aprovechar de inmediato, debido a que no se consume, sino que se envía a la red eléctrica) [22].
- Autoconsumo sin excedentes: El sistema de generación cuenta con un dispositivo para evitar la inyección a red permitiendo que sólo se consuma lo que se produce, lo que podría ser imposible si la generación excede el consumo. Este tipo de autoconsumo es adecuado para aquellos consumidores que tienen una demanda muy elevada y constante [22].

Según el número de consumidores:

- Autoconsumo individual: Implica que la energía generada sirve todos los sistemas de consumo de una única instalación o centro de trabajo, siendo el modelo más habitual en el sector empresarial [22].
- Autoconsumo compartido: Hace referencia a una instalación fotovoltaica que permite a varios consumidores compartirla, distribuyendo automáticamente la energía generada de forma proporcional. Es un modelo que puede resultar muy ventajoso en polígonos industriales, centros de trabajo o comunidades de propietarios [22].

2.5 COMPONENTES PRINCIPALES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

Un sistema fotovoltaico de autoconsumo integra diversos componentes técnicos que trabajan coordinadamente para capturar, convertir, gestionar y distribuir la energía solar:

- Paneles fotovoltaicos los paneles se encuentran entre el elemento de captación solar por excelencia, ya que están fabricados a partir de varios módulos de células fotovoltaicas interconectadas a nivel eléctrico y encapsuladas entre estructuras de vidrio templado y polímeros como el etileno vinil acetato o EVA. Un panel fotovoltaico convencional de tamaño residencial-comercial (alrededor de 2 x 1 metros) tiene un número de entre 60 y 72 células individuales y producen potencias

nominales de entre 300 y 445 Wp (vatios punta) bajo condiciones de medida estándar (STC: 1000 W/m², 25°C, AM 1.5) [23].

- Inversores solares los inversores son dispositivos electrónicos esenciales que transforman la corriente continua (CC) que producen los paneles fotovoltaicos en corriente alterna (CA) que es adecuada para ser suministrada a la red eléctrica y su correspondiente equipamiento de consumo convencional. Los inversores modernos cuentan con funcionalidades adicionales como el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), capacidades de monitorización remota, protecciones ante picos de tensión y capacidad mejorada para la gestión inteligente de energía. Para instalaciones industriales se utilizan inversores de tipo trifásico normalmente con potencia de entre 50 kW y 100 kW o superior [24].
- Estructura de montaje: Asegura el soporte mecánico de los paneles fotovoltaicos y proporciona la inclinación y orientación para maximizar la captación solar. Las estructuras de montaje pueden ser fijas, con una inclinación definida de antemano, o móviles con seguimiento solar de uno o dos ejes, incrementando la producción de energía entre un 15% y un 35% respectivamente, aunque implican mayor inversión y coste de mantenimiento [24].
- Sistema de monitorización permite la supervisión en tiempo real del rendimiento del sistema fotovoltaico, registrando parámetros operacionales como producción de energía, potencia instantánea, eficiencia, alarmas y diagnósticos de fallos. La mayoría de sistemas modernos ofrecen acceso remoto a través de aplicaciones móviles o plataformas web [24].
- Sistemas de almacenamiento las baterías permiten acumular la energía solar sobrante durante periodos de alta generación solar para su posterior utilización durante la noche o en etapas de baja producción. Las tecnologías más utilizadas van desde las baterías de ion-litio (mejor eficiencia, mayor coste) hasta las baterías de plomo-ácido de ciclo profundo (menor coste, menor eficiencia) [24].
- Protecciones eléctricas incluyen fusibles, interruptores automáticos, protectores contra sobretensiones transitorias (SPD), sistemas de puesta a tierra y cableado dimensionado según las corrientes y tensiones operativas del sistema.

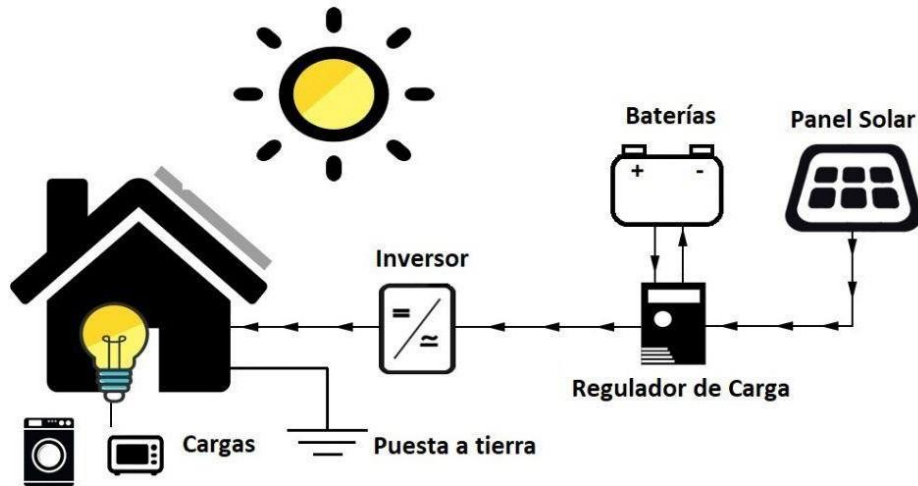


Figura 3. Componentes de un Sistema Fotovoltaico
Fuente: [25]

2.6 VENTAJAS DEL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO PARA EMPRESAS

La implementación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico en pequeñas y medianas empresas ofrece múltiples beneficios técnicos, económicos y ambientales:

- Reducción de costos operativos los sistemas fotovoltaicos permiten la reducción importante de los costes de electricidad, que suponen entre un 15 % y un 30 % [los costes operativos totales en sectores como la manufactura, el comercio y/o las actividades de los servicios [10]. La energía solar autoconsumida desplaza las compras de electricidad y, por tanto, producirá un ahorro inmediato y predecible durante la vida útil del sistema.
- Independencia energética y resiliencia el autoconsumo permite reducir la dependencia de la red eléctrica y la vulnerabilidad ante cortes de suministro eléctrico, tarifas en la red eléctricas que suben y bajan, crisis energéticas, etc. Esta resiliencia energética es muy valiosa en los actuales contextos energéticos, como es el caso por ejemplo del Ecuador, donde los apagones programados han producido pérdidas económicas que han superado los 7500 millones de USD en 2024 [14].
- Previsibilidad financiera en el caso de las tarifas eléctricas convencionales están sujetas a la volatilidad de la oferta y la demanda. Los costes de la energía solar fotovoltaica son mucho más predecibles y se mantienen estables durante toda la vida

del sistema [25+ años], lo que permite realizar la planificación financiera a largo plazo [14].

- Mejora de imagen corporativa las energías renovables mejoran la reputación de la empresa al demostrar que se compromete con la sostenibilidad ambiental y la responsabilidad social corporativa, atributos cada vez más valorados por los clientes, los inversores y los grupos de interés [14].
- Beneficios ambientales los sistemas fotovoltaicos reducen de forma importante las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas de la producción de electricidad convencional. Un sistema fotovoltaico de 100 kW evita cada año emitir aproximadamente 120 toneladas de CO₂, lo que equivale a plantar aproximadamente 6000 árboles [14].

2.7 ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO DE PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

La inversión inicial en un sistema fotovoltaico de autoconsumo empresarial comprende múltiples componentes:

Costos de equipamiento: los costes de equipamiento constituyen el 70-90% del coste total y se componen de los costes de los módulos fotovoltaicos (30-40% del coste total), de los inversores (10-15% del coste total), de las estructuras de soporte (10-15%), de los dispositivos de protección eléctrica (5-8%), del cableado y de la electrónica auxiliar (5-10%). Los costes de equipamiento han disminuido drásticamente en los últimos 10 años con descensos superiores al 80% en el precio de los módulos fotovoltaicos [9].

Costos de instalación: constituyen un 15-25% del coste total e incluyen el coste del esfuerzo humano, de la logística, de las grúas o del propio equipamiento de instalación. La variabilidad de los costes de instalación dependerá de la complejidad de la instalación, de la accesibilidad del emplazamiento del sistema, de las características estructurales del propio edificio, etc.

Los costes de ingeniería y permisos: constituyen un 5-10% del coste total e incluyen costes de diseño, de estudios de viabilidad, de burocracia administrativa, de permisos administrativos y de contactos de conexión a la red eléctrica.

Costos de operación y mantenimiento (O&M): aunque son considerablemente reducidos comparados con tecnologías convencionales, los sistemas fotovoltaicos requieren un mantenimiento preventivo habitual, limpieza de paneles y revisión de sistemas en busca de averías, limpieza de paneles y cambios de los inversores. Los costes de O&M representan aproximadamente un 1-2% de la inversión inicial anualmente [9].

2.8 INDICADORES DE RENTABILIDAD ECONÓMICA

La evaluación financiera de proyectos fotovoltaicos emplea diversos indicadores que permiten cuantificar la viabilidad económica y comparar alternativas de inversión

Período de recuperación (Payback): Representa el tiempo necesario para que los flujos de caja acumulados generados por el proyecto iguallen la inversión inicial. Se calcula mediante la fórmula:

$$\textit{Payback} = \textit{Inversión Inicial} / \textit{Ahorro Anual Neto}$$

Referente a los sistemas fotovoltaicos en PYMEs, los estudios internacionales encuentran paybacks de entre 5 y 10 años en función de la radiación solar disponible, del coste de la electricidad, de los subsidios gubernamentales y del coste de la instalación [13]. Aunque este indicador es fácil de entender y de calcular, tiene la limitación de no considerar el valor temporal del dinero ni de analizar los flujos de caja que existen tras el payback.

$$VAN = -I_0 + \Sigma[FC_t / (1 + r)^t]$$

Ecuación 1. Cálculo de VAN

Donde I_0 es la inversión inicial, FC_t representa el flujo de caja del período t , r es la tasa de descuento y t es el período de tiempo. Un VAN positivo indica que el proyecto genera valor

económico y resulta financieramente viable. El VAN permite comparar proyectos de diferentes magnitudes y horizontes temporales de manera objetiva [26].

Tasa Interna de Retorno (TIR): Es la tasa de descuento que anula el VAN del proyecto; la TIR expresa el rendimiento porcentual anual de dicha inversión. La TIR se compara con la tasa de descuento - o el coste de capital – si $TIR >$ tasa de descuento el proyecto es viable, si $TIR <$ tasa de descuento se debe rechazar el proyecto. Para proyectos de energía fotovoltaica de PYMEs se considera atractivo componentes de TIR superior a 12-15% [27].

Retorno sobre la Inversión (ROI): Expresa la ganancia total obtenida en relación con la inversión inicial, típicamente expresado como porcentaje:

$$ROI = [(Beneficios Totales - Inversión Inicial) / Inversión Inicial] \times 100$$

Ecuación 2. Cálculo de ROI

Este indicador permite evaluar la eficiencia global de la inversión durante toda su vida útil.

Costo Nivelado de Energía (LCOE): Representa el costo promedio por unidad de electricidad generada durante la vida útil completa del sistema fotovoltaico, considerando todos los costos de inversión, operación y mantenimiento:

$$LCOE = (Inversión Inicial + Costos O\&M Totales) / Energía Total Generada$$

Ecuación 3. Cálculo de LCOE

El LCOE permite comparar la competitividad económica de diferentes tecnologías de generación eléctrica. Para sistemas fotovoltaicos modernos, el LCOE típicamente oscila entre USD 0.03 y USD 0.08 por kWh, resultando altamente competitivo frente a fuentes convencionales [28].



Figura 4. Indicadores de rentabilidad
Fuente: [29]

2.9 FACTORES QUE AFECTAN LA RENTABILIDAD

La viabilidad económica de proyectos fotovoltaicos en PYMEs depende de múltiples variables técnicas, económicas y regulatorias:

- Radiación solar disponible el nivel y la calidad de la radiación solar incidente afectan directamente la capacidad productiva del sistema, encontrando Ecuador niveles de radiación solar promedio para la Costa y la Sierra de entre 4.5 y 5.5 kWh/m²/día [30], valores muy considerables para aplicaciones de tipo fotovoltaico.
- Tarifas eléctricas tarifas más elevadas aumentan el ahorro económico, del cual se deriva un beneficio, y deduciendo el coste por cada kWh autoconsumido se mejora claramente la rentabilidad del proyecto. En Ecuador, las tarifas para la industria y el comercio son de entre USD 0.10 y USD 0.13 por kWh [16].
- Perfil de consumo energético la coincidencia de los tiempos de generación fotovoltaica y de la demanda de energía eléctrica favorece el autoconsumo instantáneo y por lo tanto disminuye la energía que se compra del sistema. Empresas con consumos diurnos altos obtienen un mayor provecho de estos sistemas.

- Costos de inversión la disminución continua de los precios de los equipos fotovoltaicos ha favorecido drásticamente la viabilidad de estos sistemas, funcionando las economías de escala en favor de instalaciones de gran tamaño.
- Incentivos y políticas gubernamentales los subsidios, las exenciones impositivas, las tarifas preferenciales y los mecanismos de compensación de excedentes tienen un importante papel sobre la rentabilidad. Períodos de payback a la mitad con resultados de los estudios sobre incentivos [31].
- Tasa de degradación y costes de O&M. Tasa de degradación menor y reducidos costes O&M incrementan la producción energética acumulada y los resultados financieros del proyecto.

2.10 SOFTWARE DE SIMULACIÓN Y ANÁLISIS

La evaluación técnico-económica de sistemas fotovoltaicos emplea software especializado que permite modelar el comportamiento del sistema bajo diferentes escenarios y condiciones:

- PVsyst. Software de diseño y simulador de sistemas fotovoltaicos, que permite realizar análisis detallados de la producción de energía, pérdidas del sistema, dimensionamiento de los elementos y evaluación económica. Contiene bases de datos de radiación solar, componentes comerciales y herramientas de optimización.
- System Advisor Model (SAM). Desarrollado por el NREL (National Renewable Energy Laboratories) de Estados Unidos, SAM permite realizar simulaciones técnicas y análisis financieros básicos de sistemas de energías renovables en general, incluyendo fotovoltaica.
- HOMER Pro. Especializado en sistemas híbridos y microrredes, HOMER permite realizar optimizaciones técnico-económicas sistemas que combinan generación fotovoltaica, almacenamiento en batería y fuentes convencionales.

Estos softwares permiten evaluar la sensibilidad de los resultados ante variaciones en parámetros críticos como la radiación solar, tarifas eléctricas, costes del equipamiento,

incentivos gubernamentales, etc., proporcionando información sólida para tomar decisiones para el negocio [32].

2.11 CONTEXTO ENERGÉTICO DE ECUADOR

Matriz eléctrica y potencial solar: Ecuador cuenta con una matriz eléctrica cuya característica más destacada es que es principalmente hidroeléctrica, representando aproximadamente un 75% de la energía que se genera en el país. A pesar de ello el país presenta problemas de estacionalidad hidrológica generando déficits en tiempos de periodo seco, que derivan en generación térmica con elevado coste o importaciones eléctricas.

El potencial solar en el Ecuador es muy importante por su ubicación geográfica ecuatorial, puesto que recibe la energía de aproximadamente 12 horas de luz solar a diario en todos los meses, con una radiación que oscila entre los 4200-4600 kWh/m²/año. El Ministerio de Energía y Minas ha encontrado alrededor de 4000 lugares con alto potencial fotovoltaico [33]. No obstante este alto potencial por la fecha de 2023 sólo se encontraba instalados en el país 31 MW de capacidad fotovoltaica [11], lo que pone de manifiesto una infrautilización del recurso solar.

Marco regulatorio y tarifario: El sector eléctrico en Ecuador se regula mediante la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR). Las tarifas eléctricas correspondientes a los sectores comercial e industrial oscilan entre USD 0.10 y USD 0.13 por kWh [16], alcanzando el coste de la propia generación una cifra equivalente a USD 0.15 por kWh y evidenciado de este modo un cierto nivel de subsidios que distorsionan las señales de las correspondientes rentas emitidas por el mercado energético [34].

La regulación de la generación distribuida y del autoconsumo para la generación de electricidad a partir del sol en Ecuador está en desarrollo, presenta oportunidades y genera retos para la implementación de sistemas fotovoltaicos en PYMEs. La existencia de regulaciones adecuadas y claras, procedimientos administrativos simplificados e incentivos adecuados son necesarios para el desarrollo del sector fotovoltaico en el país [12].

Crisis energética y oportunidades: La crisis eléctrica sufrida por Ecuador en 2024, caracterizada por apagones programados y por pérdidas económicas superiores a los USD 7500 millones (Russell Bedford, 2024), ha puesto en evidencia la vulnerabilidad del sistema eléctrico nacional y la urgente necesidad de diversificar la matriz de generación. Las PYMEs, que representan el 93.67% de las empresas activas y que generan el 70% del empleo nacional [17], han sido particularmente afectadas; el 50% de ellas ha reportado impactos severos en sus operaciones por la interrupción en el suministro [15].

Este escenario genera una oportunidad estratégica para potenciar el autoconsumo fotovoltaico en el sector empresarial ecuatoriano, brindando una solución técnica y económicamente viable que al mismo tiempo contribuye a la resiliencia empresarial en el ámbito energético, a la diversificación de la matriz eléctrica nacional y a los objetivos de sostenibilidad ambiental del país a la vez.

CAPITULO III

3.1 ENFOQUE Y TIPO DE INVESTIGACIÓN

La presente investigación utiliza una metodología mixta, una combinación de métodos cualitativos y cuantitativos, para abordar el análisis de la rentabilidad de los proyectos de autoconsumo de energía solar fotovoltaica implementados en pequeñas y medianas empresas ecuatorianas. Este tipo de aproximación metodológica permite conjugar el poder explicativo de los análisis cualitativos con el rigor de los análisis cuantitativos, al mismo tiempo que ofrece una visión completa del fenómeno objeto de estudio y permite la triangulación de datos para ofrecer más robustez a los resultados obtenidos.

El componente cualitativo se fundamenta en la obtención y el análisis de información descriptiva provenientes de la revisión bibliográfica sistemática y las entrevistas semiestructuradas con expertos del sector de la energía y con gestores de empresas que han puesto en práctica sistemas fotovoltaicos. Este enfoque ofrece la oportunidad de detectar aquellos factores que inciden en la toma de decisiones empresariales, las barreras que han sido percibidas, los beneficios que han sido experimentados y las lecciones que han sido aprendidas, entre otros. La investigación cualitativa es muy valiosa para entender la organización, las motivaciones empresariales y las dificultades operativas que una recopilación de datos numéricos no podría captar.

El componente cuantitativo hace hincapié en la evaluación numérica de indicadores económico-financieros mediante el análisis de datos de consumo de energía, costes de la inversión, producción fotovoltaica esperable y flujos de caja anticipados. Este planteamiento permite, a través de herramientas estadísticas y software de simulación especializado, evaluar la viabilidad económica de los sistemas fotovoltaicos bajo distintas circunstancias y condiciones operativas modelando, de este modo, el comportamiento técnico-económico de las instalaciones solares.

En virtud de su finalidad, la investigación es de tipo aplicada; es decir, busca la solución de problemas prácticos, orientado a la evaluación de la viabilidad económica de sistemas fotovoltaicos en PYMEs ecuatorianas, generándose al mismo tiempo conocimiento directamente aplicable a la toma de decisiones empresariales y formulación de políticas energéticas. Los resultados obtenidos se aplican directamente al sector productivo nacional,

por lo que es una contribución a la transición energética y al incremento de la competitividad empresarial.

En función del plazo, corresponde a una investigación de corte transversal, en la que se recogen datos y se efectúa el análisis de estos durante un determinado periodo para caracterizar el estado de la cuestión de la tecnología fotovoltaica, así como las condiciones del mercado energético ecuatoriano, así como la proyección de la rentabilidad de los sistemas de autoconsumo solar en el contexto económico, normativo y climático existente.

3.2 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

El diseño metodológico se articula en tres fases o etapas que se corresponden con los objetivos específicos propuestos, permitiendo asegurar un procedimiento metódico y riguroso en la recogida, análisis e interpretación de datos. Este procedimiento secuencial hace que los resultados de fases anteriores se integren en el desarrollo de las posteriores, es decir, en el diseño de la investigación. Este procedimiento garantiza una coherencia metodológica y una robustez en los hallazgos:

Fase 1: Revisión Bibliográfica y Estado del Arte (Cualitativa) - Se incluye la revisión sistemática de la literatura, la determinación de los factores de rentabilidad y la realización de entrevistas a expertos.

Fase 2: Análisis Técnico-Económico Cuantitativo - Se considera la valoración de la rentabilidad mediante indicadores financieros, el cálculo de los costes de instalación y el análisis de los ahorros energéticos.

Fase 3: Simulaciones y Modelado de Escenarios - Se considera la utilización de software para simular diferentes configuraciones de sistemas fotovoltaicos y evaluar su comportamiento en diferentes condiciones de operación y rentabilidad.

3.3 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y ESTADO DEL ARTE (CUALITATIVA) REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA EXHAUSTIVA

La primera etapa metodológica consiste en llevar a cabo una revisión bibliográfica de información existente sobre la implementación de sistemas fotovoltaicos en pequeñas y

medianas empresas con potencias de hasta 100 kW. La revisión está constituida por los siguientes componentes:

Fuentes de información:

- Bases de datos académicas indexadas: Scopus, Web of Science, IEEE Xplore, ScienceDirect, SciELO
- Repositorios institucionales de universidades ecuatorianas y latinoamericanas
- Publicaciones de organizaciones internacionales especializadas: IRENA, AIE, Banco Mundial, CEPAL
- Normativas y regulaciones del sector eléctrico ecuatoriano (ARCERNNR, Ministerio de Energía y Minas)
- Estudios técnicos de empresas y consultoras especializadas en energía solar
- Revistas científicas especializadas en energías renovables y sostenibilidad

Criterios de inclusión y exclusión:

Criterios de inclusión:

- Se seleccionarán publicaciones que se hayan realizado en los últimos 5 años (2020-2025) para poder explorar el estado del arte respecto a la actualidad tecnológica y económica de un sistema fotovoltaico en los negocios
- Se incluirán estudios que presenten análisis técnico-económico de sistemas fotovoltaicos en empresas
- Se incluirán investigaciones relacionadas con PYMEs y energías renovables en contextos latinoamericanos y de regiones en desarrollo
- Se incluirán experiencias de implementación de autoconsumo solar en sectores comercial e industrial
- Se incluirán publicaciones de literatura con indicadores financieros aplicados a proyectos de energía renovable
- Se incluirán documentos en español o inglés

Criterios de exclusión:

- Se excluirán publicaciones anteriores a 2020, salvo aquellas que sean referencias fundamentales o clásicas
- Se excluirán publicaciones que se centren únicamente en instalaciones de generación de gran tamaño (>1 MW)
- Se excluirán publicaciones que presenten tecnologías fotovoltaicas experimentales no comerciales
- Se excluirán documentos no revisados por pares o que no sean validos en el contexto institucional de las organizaciones de las PYMEs

Estrategia de búsqueda:

Se emplean palabras clave en español e inglés combinadas mediante operadores booleanos para maximizar la recuperación de información relevante:

- ("Sistemas fotovoltaicos" OR "Photovoltaic systems" OR "Solar PV" OR "Solar energy")
- AND ("PYMEs" OR "SMEs" OR "Small and medium enterprises" OR "Small business")
- AND ("Rentabilidad" OR "Profitability" OR "Economic viability" OR "Financial analysis" OR "ROI" OR "Payback")
- AND ("Autoconsumo" OR "Self-consumption" OR "Grid-connected" OR "On-grid")
- AND ("Ecuador" OR "Latin America" OR "Developing countries" OR "Emerging economies")

Procesamiento y análisis de la información:

La información obtenida se halla organizada mediante matrices analíticas que permiten obtener las siguientes conclusiones:

- Tecnologías fotovoltaicas predominantes en aplicaciones comerciales (Monocristalino, policristalino, Film delgado)
- Rangos típicos de costos de inversión invertidos (USD/kW instalado) en diversos contextos geográficos
- Ciclos de recuperación confortables reportados por estudios anteriores y factores determinantes

- Factores críticos de éxito identificados en las implementaciones exitosas
- Barreras técnicas, económicas, normativas e institucionales documentadas
- Metodologías de evaluación económica utilizadas y sus puntos fuertes/puntos débiles
- Lecciones aprendidas y recomendaciones para futuras implementaciones

Esta revisión permite obtener la base conceptual y la base empírica para las etapas siguientes de la investigación, permitiendo el marco de referencia de este estudio con respecto a los hallazgos previos y el conocimiento científico previamente dominante.

3.4 IDENTIFICACIÓN DE FACTORES CLAVE DE RENTABILIDAD

Por medio de la revisión bibliográfica y el análisis de los estudios existentes, se identifican, clasifican y priorizan los factores determinantes de la rentabilidad en proyectos fotovoltaicos dirigidos a PYMEs. Esta identificación se lleva a cabo mediante la técnica de análisis de contenido de la literatura analizada y se recoge en el siguiente esquema:

Factores técnicos:

- Recurso solar disponible (radiación solar media en kWh/m²/día)
- Tecnología de panel fotovoltaico y eficiencia de la conversión
- Distribución del sistema (con/sin almacenamiento, conectado a red/aislado)
- Dimensionamiento óptimo en función del perfil de demanda energética
- Pérdidas de sistemas (sombreado, temperatura, suciedad, cableado, inversores)
- Orientación, inclinación y relación espacial de los paneles
- Tasa de degradación anual de los módulos fotovoltaicos

Factores económicos:

- Costos desagregados de la inversión inicial (equipamiento, instalación, ingeniería, permisos)
- Tarifas eléctricas vigentes y proyecciones de incremento tarifario
- Costos de operación y de mantenimiento preventivo y correctivo
- Tasa de descuento aplicable o coste de oportunidad del capital

- Incentivos del gobierno (subsidios directos, reducciones fiscales, depreciación acelerada)
- Esquemas de financiación y tipos de interés aplicables
- Costos de reemplazo programado de componentes (inversores, baterías)

Factores organizativos operacionales:

- Perfil correspondiente a la temporalidad del consumo energético empresarial (curva de carga diaria y estacional)
- Grado de coincidencia entre la generación fotovoltaica y la demanda eléctrica
- Porcentaje de autoconsumo instantáneo versus el porcentaje de excedentes vertidos a red
- Confiabilidad del sistema y disposición operativa
- Capacidades de la organización para llevar a cabo un enfoque operativo y de mantenimiento

Factores regulatorios e institucionales:

- Marco normativo para la generación distribuida y el autoconsumo
- Procedimientos administrativos de conexión a red y los requisitos técnicos
- Esquemas de compensación o venta de excedentes energéticos
- Obstáculos burocráticos y tiempos de aprobación de proyectos
- Estabilidad regulatoria y predictibilidad de las políticas energéticas

Factores climáticos y del contexto:

- Variabilidad estacional de la radiación solar
- Condiciones ambientales de temperatura y de humedad
- Frecuencia de eventos climáticos extremos
- Accesibilidad geográfica; condiciones logísticas

3.5 ENTREVISTAS CON EXPERTOS Y EMPRESARIOS

Para complementar y validar la información obtenida mediante revisión bibliográfica, se realizan entrevistas semiestructuradas con actores clave del sector energético y empresarial. La metodología de entrevistas sigue el siguiente protocolo:

Selección de informantes:

Para completar y contrastar la información recabada a partir de la revisión bibliográfica, se recurrirá a la técnica de entrevista semiestructurada con informantes clave del sector energético y del ámbito empresarial. La metodología de la entrevista se llevará a cabo siguiendo un protocolo que consta de:

Selección de informantes:

Se identifican dos grupos básicos de informantes para contactar:

Grupo 1: Expertos técnicos del sector energético:

- Ingenieros expertos en sistemas fotovoltaicos
- Consultores en energías renovables con experiencia en proyectos comerciales
- Representantes de empresas instaladoras de sistemas fotovoltaicos
- Funcionarios de entidades reguladoras del sector eléctrico (ARCERNNR, MEER)
- Académicos e investigadores expertos en energía solar

Grupo 2: Responsables empresariales:

- Gerentes o responsables de PYMEs que disponen de sistemas fotovoltaicos
- Responsables de mantenimiento, de operaciones o de gestión energética
- Empresarios que han evaluado pero que no han implementado proyectos fotovoltaicos
- Representantes de diversos sectores económicos (manufactura, comercio, servicios, agroindustria)

La selección de informantes se realiza mediante técnicas de muestreo intencionado o de conveniencia, atendiendo a maximizar la diversidad de los tipos de perspectivas y experiencias que se representan.

Instrumento de recogida de datos:

Se elabora una guía de entrevista semiestructurada que contiene los siguientes ejes temáticos:

Para expertos técnicos:

- Evolución y tendencias del mercado fotovoltaico ecuatoriano
- Costos típicos de las implementaciones y variables determinantes
- Configuraciones técnicas adecuadas para empresas de distintos tipos
- Principales barreras técnicas detectadas en anteriores implementaciones
- Percepción sobre marco regulatorio y políticas de incentivo
- Consejos sobre cómo hacer más viables proyectos fotovoltaicos en PYMES

Para empresarios:

- Motivaciones y objetivos de la implementación (o la consideración) de sistemas fotovoltaicos
- Proceso de evaluación y de decisión de inversión
- Experiencia en la implementación del proyecto (si es que ha ocurrido)
- Resultados en términos de ahorro energético y económico
- Principales barreras y lecciones aprendidas
- Barreras percibidas (financieras, técnicas, normativas, informativas)
- Satisfacción con el proyecto y consejos para otras empresas

Mecanismos de aplicación:

Las entrevistas se llevan a cabo con modalidad presencial o en forma virtual (videoconferencia), en función de disponibilidad y de las preferencias de los informantes. La duración de cada entrevista se estima en torno a 45 a 60 minutos. Se busca el consentimiento informado verbal para la grabación de audio (si es posible) y se realiza un compromiso de confidencialidad sobre la información sensible del negocio. Las entrevistas se transcriben literalmente y posteriormente se someten a un análisis de contenido de tipo temático, en el

que se identifican regularidades, consensos, disensos y hallazgos emergentes no contemplados de antemano.

Análisis e integración:

La información cualitativa obtenida se triangula con los hallazgos de la revisión bibliográfica, permitiendo así:

- Validar o bien ajustar a la baja los factores de rentabilidad que habían sido identificados teóricamente.
- Introducir conocimiento práctico y contextual que no estaba disponible en la literatura académica.
- Identificar brechas entre las expectativas teóricas y la realidad operativa.
- Entender mejor las barreras contextuales del Ecuador.
- Obtener rangos realistas de costes, ahorros y periodos de recuperación.

3.6 ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO CUANTITATIVO CARACTERIZACIÓN DE CASOS DE ESTUDIO

Se han escogido y caracterizado tres casos representativos de pequeñas y medianas empresas ecuatorianas distribuidas por distintos sectores económicos y ubicaciones geográficas. La elección de casos ha estado guiada por la voluntad de representar la diversidad del tejido empresarial ecuatoriano y los distintos sectores económicos representados con los que ha tratado:

Sectores económicos representados:

- Hotelería y alojamiento
- Agroindustria y procesamiento de alimentos
- Manufactura industrial (talleres mecánicos, metalmecánica)

Distribución geográfica:

- Región Costa: Guayaquil

Rangos de potencia instalada:

- Sistemas pequeños: 20-50 kW
- Sistemas medianos: 50-100 kW
- Sistemas grandes (para PYMEs): 100-200 kW

Para cada caso de estudio se recopila la siguiente información:

- Consumo energético mensual histórico (kWh)
- Perfil horario de demanda (curva de carga típica)
- Tarifa eléctrica vigente (USD/kWh)
- Características del inmueble (área de cubierta disponible, orientación, sombreados)
- Datos de radiación solar del sitio específico

3.7 CÁLCULO DE COSTOS DE INVERSIÓN Y AHORROS ESPERADOS

Para cada caso de estudio, se realiza un dimensionamiento preliminar del sistema fotovoltaico óptimo y se calculan los costos de inversión asociados. El dimensionamiento considera:

Criterios de dimensionamiento:

- Objetivo de autoconsumo (porcentaje de demanda a cubrir con generación solar)
- Restricciones espaciales (área de cubierta disponible)
- Perfil de consumo y coincidencia con generación solar
- Regulaciones locales y requisitos técnicos

Estructura de costos de inversión:

- Paneles fotovoltaicos: costo unitario (USD/Wp) \times potencia instalada
- Inversores: según potencia nominal requerida
- Estructura de montaje: según tipo de cubierta y configuración
- Cableado, protecciones y componentes eléctricos
- Ingeniería, diseño y gestión de proyecto (8-12% del costo de equipamiento)
- Instalación y mano de obra (15-20% del costo de equipamiento)
- Tramitología, permisos y conexión a red

Los costos de inversión se estiman mediante cotizaciones de proveedores locales y bases de datos de costos de proyectos similares en Ecuador y la región.

Estimación de producción energética:

La producción anual de energía fotovoltaica se estima mediante la fórmula:

$$E = P \times HSP \times PR \times 365$$

Ecuación 4. *Estimación de producción energética*

Donde:

- E = Energía anual producida (kWh/año)
- P = Potencia instalada del sistema (kW)
- HSP = Horas solar pico promedio diario (h/día)
- PR = Performance Ratio o factor de rendimiento global (típicamente 0,75-0,85)
- 365 = días del año

Cálculo de ahorros energéticos:

El ahorro económico anual se calcula como:

$$\text{Ahorro anual} = E_{\text{autoconsumida}} \times \text{Tarifa eléctrica}$$

Ecuación 5. *Cálculo de ahorros energéticos*

Donde $E_{\text{autoconsumida}}$ representa la energía fotovoltaica directamente consumida (no vertida a red), que depende del grado de coincidencia entre generación y demanda.

3.8 EVALUACIÓN DE INDICADORES DE RENTABILIDAD

Para cada caso de estudio, se calculan los siguientes indicadores económico-financieros:

Período de recuperación simple (Payback):

$$\text{Payback} = \text{Inversión inicial} / \text{Ahorro anual neto}$$

Valor Actual Neto (VAN):

$$VAN = -I_0 + \sum [FC_t / (1 + r)^t]$$

Ecuación 6. *Valor Actual Neto (VAN):*

Considerando:

- Flujos de caja anuales = Ahorros - Costos O&M

- Tasa de descuento: 8-12% (según costo de capital empresarial)
- Horizonte temporal: 25 años (vida útil del sistema)
- Valor residual al final del período

Tasa Interna de Retorno (TIR):

TIR que hace VAN = 0, comparada con tasa de descuento

Retorno sobre la Inversión (ROI):

$$ROI = [(Beneficios\ totales - Inversión\ inicial) / Inversión\ inicial] \times 100$$

Ecuación 7. Retorno sobre la Inversión (ROI):

Análisis de sensibilidad:

Se evalúa la sensibilidad de los indicadores de rentabilidad ante variaciones en:

- Tarifas eléctricas ($\pm 20\%$)
- Costos de inversión ($\pm 15\%$)
- Radiación solar ($\pm 10\%$)
- Tasa de descuento (± 3 puntos porcentuales)
- Disponibilidad de incentivos gubernamentales

Este análisis permite identificar los factores críticos que más impactan la viabilidad económica y evaluar la robustez de los resultados ante incertidumbres.

3.9 SIMULACIONES Y MODELADO DE ESCENARIOS SIMULACIÓN CON SOFTWARE ESPECIALIZADO

Se construyen y evalúan múltiples escenarios que representan diferentes condiciones operativas, económicas y regulatorias:

Escenarios por tamaño de sistema:

- Sistema pequeño (20-50 kW)
- Sistema mediano (50-100 kW)
- Sistema grande para PYME (100-200 kW)

Escenarios por sector económico:

- Empresas con consumo principalmente diurno (comercio, manufactura)
- Empresas con consumo continuo 24/7 (hoteles, clínicas)
- Empresas con consumo estacional o variable

Escenarios por ubicación geográfica:

- Costa (mayor radiación, mayor temperatura)

Escenarios económicos:

- Escenario base (condiciones actuales)
- Escenario optimista (incremento tarifas eléctricas, incentivos disponibles)
- Escenario pesimista (sin incremento tarifas, sin incentivos)

Cada escenario genera proyecciones específicas de producción energética, ahorros económicos e indicadores de rentabilidad, permitiendo identificar las condiciones bajo las cuales los proyectos fotovoltaicos resultan más o menos viables.

3.10 EVALUACIÓN DE POLÍTICAS E INCENTIVOS

Se analiza cuantitativamente el impacto de diferentes políticas e incentivos gubernamentales sobre la viabilidad económica de los proyectos fotovoltaicos:

Incentivos evaluados:

- Exención de impuestos a equipamiento importado
- Depreciación acelerada de activos fotovoltaicos
- Subsidios directos a la inversión (porcentaje del costo total)
- Tarifas preferenciales de venta de excedentes
- Líneas de crédito con tasas de interés preferenciales

Para cada incentivo, se modela su efecto sobre:

- Reducción del costo efectivo de inversión
- Mejoramiento de indicadores financieros (VAN, TIR, Payback)
- Viabilidad de proyectos marginales

Se comparan escenarios con y sin incentivos para cuantificar su importancia relativa y formular recomendaciones de política pública que puedan acelerar la adopción de energía solar en PYMEs ecuatorianas.

3.11 PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos se organizan y presentan mediante:

- Tablas comparativas de indicadores de rentabilidad por caso de estudio
- Gráficos de distribución de períodos de payback según sector y ubicación
- Análisis estadístico descriptivo de variables clave
- Mapas de viabilidad económica según región geográfica
- Recomendaciones específicas por tipo de empresa y sector económico

La metodología descrita garantiza un análisis riguroso, sistemático y replicable que proporciona información técnica y financiera confiable para la toma de decisiones empresariales sobre inversiones en sistemas fotovoltaicos de autoconsumo

CAPITULO IV

3.12 CARACTERIZACIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO

El texto en cuestión evalúa, a través de tres diferentes casos que reflejan lo que son las pequeñas y medianas empresas ecuatorianas situadas en otros tantos contextos circulares, la viabilidad económica de los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo en función del recurso solar y la estructura tarifaria. Con estos casos analizados se busca cuantificar el impacto diferente de la variable radiación solar disponible y de la variable coste de la energía sobre la rentabilidad de la inversión en tecnología fotovoltaica.

Se tomó como medida para garantizar que los resultados fueran comparables entre sí, e intentar aislar el efecto de las variables mencionadas, un diseño técnico equivalente para las tres instalaciones en el que se mantuvieron constantes los siguientes parámetros:

Potencia instalada nominal: 52.2 kWp (90 módulos fotovoltaicos de 580 Wp cada uno)

Tecnología de módulos: Paneles monocristalinos de alta eficiencia (Generic LR5-72HTH-580M)

Inversor: Sistema trifásico de 49.9 kWac (Generic SUN2000-50KTL-JPM1-440Vac)

Configuración: Sistema conectado a red sin almacenamiento en baterías

Orientación: Fija con inclinación de 15° y azimuth 0° (orientación norte en el hemisferio sur)

Área de módulos: 232 m² de superficie fotovoltaica

Relación DC/AC: 1.26 (sobredimensionamiento para optimizar producción)

La potencia instalada resulta representativa de sistemas comerciales e industriales, de alcance pequeño o mediano, que resulta apropiada para empresas cuyo consumo de la electricidad es superior a 50 MWh/año y que agrupan a los perfiles que son típicos de sectores como el de la manufactura ligera, los comercios, los servicios de hostelería, la agroindustria y los centros de salud.

3.13 CONTEXTO NORMATIVO Y TARIFARIO EN ECUADOR

El marco regulador de la generación distribuida por sistemas fotovoltaicos conectados a red en Ecuador es el establecido por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos

Naturales No Renovables (ARCERNNR). La normativa vigente permite la implementación de sistemas de autoconsumo sin almacenamiento para poder reducir la demanda de suministro de energía eléctrica de la red mediante generación propia, con el fin de reducir el autoconsumo gradual de la demanda por red eléctrica. Sin embargo, es importante tener en cuenta que el marco vigente no prevé la existencia de esquemas de “net metering” o de devolución o remuneración por inyección de excedentes de energía eléctrica que sostiene el diseño de los sistemas de modo que se busque maximizar el autoconsumo instantáneo.

Las tarifas eléctricas que serán aplicadas a pequeñas y medianas empresas están fijadas y facturadas por la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP), diferenciando entre usuarios de carácter comercial e industrial. Para el análisis se consideran las tarifas eléctricas siguientes representativas del contexto ecuatoriano:

Empresa 1: 0.11 USD/kWh (tarifa industrial)

Empresa 2: 0.10 USD/kWh (tarifa comercial/industrial intermedia)

Empresa 3: 0.09 USD/kWh (tarifa industrial de menor costo)

Estos precios son la principal materia prima para evaluar el ahorro energético y la rentabilidad de proyectos fotovoltaicos, ya que suponen el coste de la energía que se deja de comprar mediante el uso de la energía generada por el sistema solar.

3.14 RESULTADOS DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA PRODUCCIÓN ANUAL Y RENDIMIENTO ESPECÍFICO

Las simulaciones realizadas mediante el software PVSyst V8.0.19 arrojaron los siguientes resultados de producción energética anual para cada una de las tres empresas:

Empresa 1:

Producción anual: 69.8 MWh/año

Rendimiento específico: 1337 kWh/kWp·año

Performance Ratio (PR): No disponible en el resumen

Empresa 2:

Producción anual: 70.4 MWh/año (70.386 kWh/año según reporte detallado)

Rendimiento específico: 1348 kWh/kWp·año

Performance Ratio (PR): 87.11%

Irradiación global horizontal: 1565.7 kWh/m²·año

Irradiación efectiva en plano colector: 1468.6 kWh/m²·año

Empresa 3:

Producción anual: 60.9 MWh/año (60.902 kWh/año según reporte detallado)

Rendimiento específico: 1167 kWh/kWp·año

Performance Ratio (PR): 89.36%

Irradiación global horizontal: 1184.1 kWh/m²·año

Irradiación efectiva en plano colector: 1234.3 kWh/m²·año

Las discrepancias en la producción energética entre las tres empresas se explican primordialmente por el comportamiento del recurso solar en función de la ubicación geográfica. La Empresa 2, en Caracol, Ecuador (latitud -2.08°; longitud -79.94°), presenta las condiciones de irradiación solar más favorables, ya que cuenta con aproximadamente 1566 kWh/m²·año de radiación horizontal global, especialmente por encontrarse en las regiones ecuatoriales próximas a la línea del ecuador.

Por el contrario, la Empresa 3, en Závod, Eslovenia (latitud 48.55°N; longitud 17.03°E) presenta un importante descenso del recurso solar disponible del 32% (1184 kWh/m²·año) debido a su mayor latitud y a las condiciones climatológicas de Europa Central. Dicha diferencia se traslada de forma explícita a la producción energética anual.

Los rendimientos específicos que se han alcanzado (de 1167 a 1348 kWh/kWp·año) son coherentes con estudios sobre la irradiación solar en Ecuador y en la región andina, donde los valores típicos oscilan entre 1150 y 1500 kWh/kWp·año, que provienen de las bases de datos climáticas de Meteonorm y de informes técnicos nacionales.}

3.15 PERFORMANCE RATIO Y PÉRDIDAS DEL SISTEMA

El Performance Ratio (PR) constituye un indicador clave de la eficiencia global del sistema fotovoltaico, expresando la relación entre la producción real y la producción teórica bajo condiciones ideales. Los valores obtenidos fueron:

Empresa 2: PR = 87.11%

Empresa 3: PR = 89.36%

Estos valores se encuentran en el rango esperado (80-90%) para sistemas fotovoltaicos comerciales bien específicos, lo que implica que la configuración técnica y las pérdidas del sistema están adecuadamente controladas.

Mes	GlobHor (kWh/m ²)	T_Amb (°C)	GlobInc (kWh/m ²)	E_Grid (kWh)	PR
Enero	141.7	26.60	128.25	7910.86	0.866
Febrero	128.1	26.46	120.05	5440.86	0.868
Marzo	156.7	27.02	153.76	9610.86	0.868
Abril	154.5	26.68	158.87	7206.86	0.869
Mayo	140.3	26.43	149.66	8000.87	0.871
Junio	121.6	24.79	131.15	9990.87	0.877
Julio	120.5	24.44	127.75	8530.87	0.878
Agosto	121.4	24.13	125.35	7420.87	0.877
Septiembre	120.1	24.14	119.35	4390.87	0.873
Octubre	113.0	24.50	107.94	9120.87	0.872
Noviembre	114.5	24.68	105.64	7920.86	0.869
Diciembre	133.3	26.55	120.65	4530.86	0.867
Año	1565.7	25.53	1547.97	90386.00	0.871

Tabla 1. Balances mensuales y resultados principales - Empresa 2

Fuente: Reporte de simulación PVsyst - Empresa 2

El PR ligeramente superior de la Empresa 3 (89.36%) se puede explicar por las menores pérdidas térmicas que esta presenta a consecuencia de las menores temperaturas ambiente de su localización geográfica (temperatura media de 10.8°C en su caso versus 25.5°C de la Empresa 2) como se ve en la **Figura 5**.

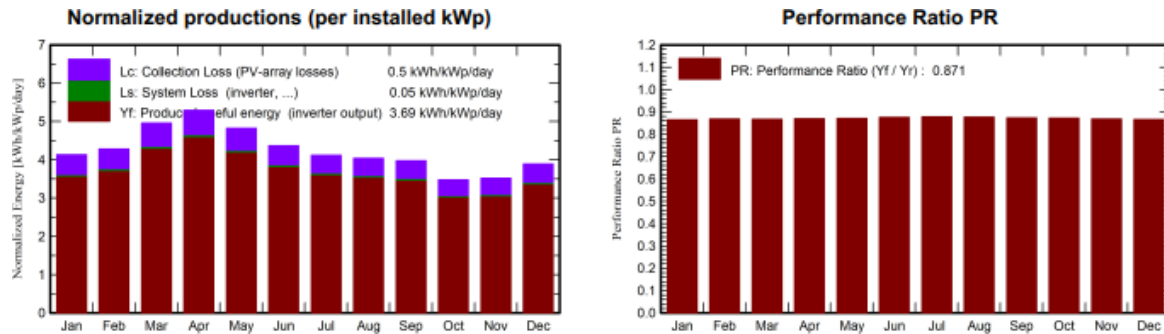


Figura 5. Distribución mensual de la producción en la empresa 2
Fuente: Reporte de simulación PVsyst - Empresa 2

La **Tabla 2** muestra el comportamiento que tienen tanto los principales parámetros energéticos como los climáticos asociados al sistema fotovoltaico analizado durante un periodo, ya sea mensual o anual. Incluye la irradiación global horizontal (GlobHor), la temperatura ambiente promedio (T_Amb), la irradiación global incidente en el plano del generador (GlobInc), la energía eléctrica entregada a la red (E_Grid) y el Performance Ratio (PR), los cuales permiten evaluar el rendimiento del sistema teniendo en cuenta el comportamiento tanto meteorológico como el rendimiento energético global, permitiendo el análisis del rendimiento del sistema en el tiempo y el conocimiento de las variaciones estacionales que pueden alterar el funcionamiento del mismo.

Mes	GlobHor (kWh/m ²)	T_Amb (°C)	GlobInc (kWh/m ²)	E_Grid (kWh)	PR
Enero	25.3	-0.81	34.0	1.624	0.915
Febrero	45.6	0.99	56.9	2.762	0.930
Marzo	89.3	5.70	104.2	5.026	0.924
Abril	134.6	11.24	148.3	7.033	0.909
Mayo	166.4	15.99	172.5	8.029	0.891
Junio	181.2	19.82	185.1	8.500	0.880
Julio	179.3	22.10	184.4	8.405	0.873
Agosto	149.4	21.63	161.0	7.349	0.875
Septiembre	103.2	15.72	120.1	5.600	0.893
Octubre	60.2	10.44	73.4	3.461	0.904
Noviembre	29.8	5.59	38.8	1.831	0.904
Diciembre	19.9	0.59	27.0	1.280	0.910
Año	1184.1	10.80	1305.6	60.902	0.894

Tabla 2. Balances mensuales y resultados principales - Empresa 3
Fuente: Reporte de simulación PVsyst - Empresa 3

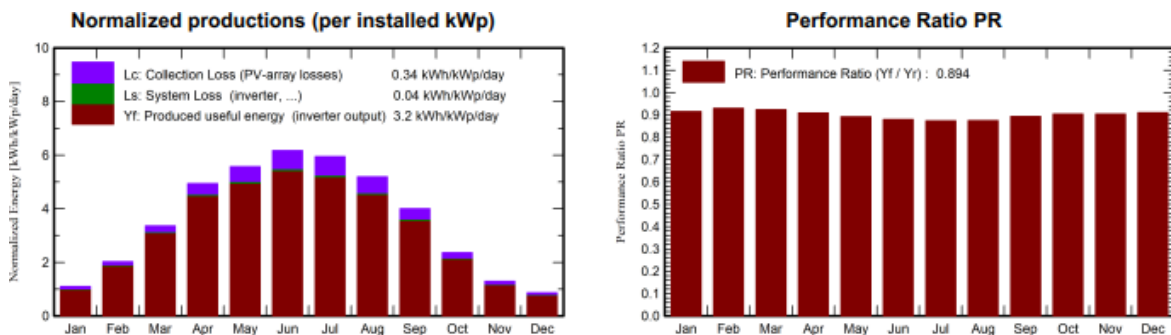


Figura 6. Distribución mensual de la producción en la empresa 3
Fuente: Reporte de simulación PVsyst - Empresa 3

Las principales fuentes de pérdidas identificadas en las simulaciones incluyen:

Para la Empresa 2 se puede observar en la **Figura 7**:

- Pérdidas por suciedad en módulos: 3.0%
- Pérdidas por efecto del ángulo de incidencia (IAM): 2.2%
- Pérdidas por temperatura: 4.7%
- Pérdidas por desajuste entre módulos: 2.0%
- Pérdidas óhmicas en cableado DC: 0.8%
- Pérdidas en inversor: 1.3%
- Pérdidas totales del sistema: aproximadamente 12.9%

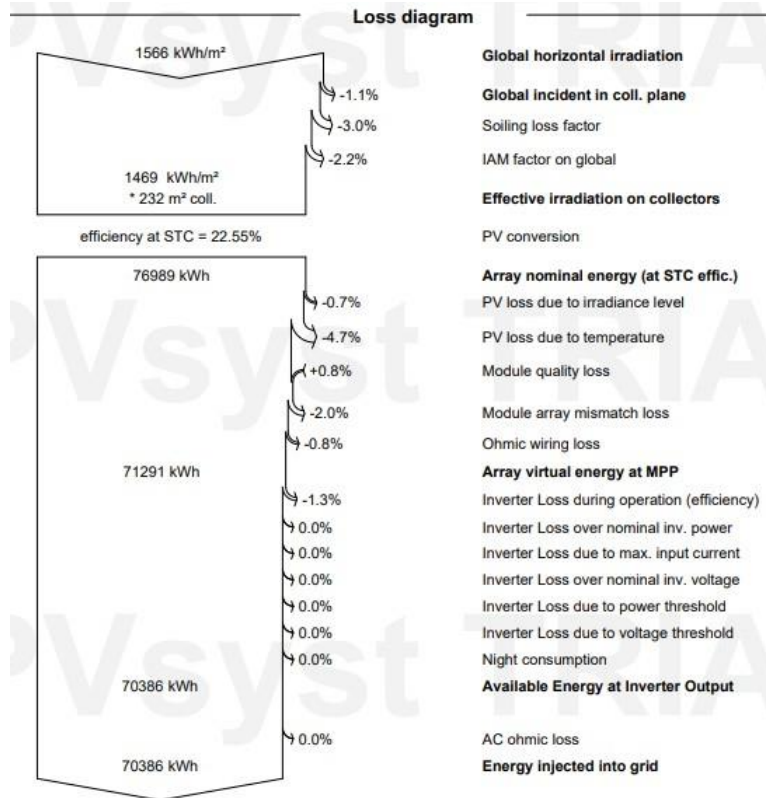


Figura 7. Flujo de energía desde la irradiación solar hasta la energía inyectada a la red Empresa 2

Fuente: Reporte de simulación PVsyst - Empresa 2

Para la Empresa 3 que se observa en la **Figura 8**:

- Pérdidas por suciedad en módulos: 3.0%
- Pérdidas por efecto del ángulo de incidencia (IAM): 2.5%
- Pérdidas por temperatura: 1.6% (significativamente menores)
- Pérdidas por desajuste entre módulos: 2.0%
- Pérdidas óhmicas en cableado DC: 0.8%
- Pérdidas en inversor: 1.3%
- Pérdidas totales del sistema: aproximadamente 10.6%

La reducción de pérdidas térmicas en la Empresa 3 compensa parcialmente la menor disponibilidad de recurso solar, resultando en un PR superior.

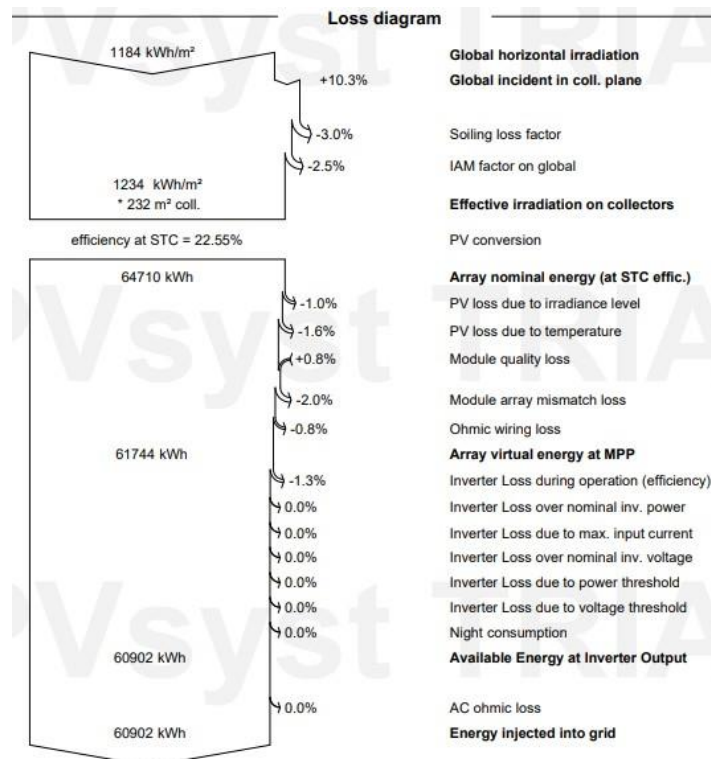


Figura 8. Flujo de energía desde la irradiación solar hasta la energía inyectada a la red
Empresa 3

Fuente: Reporte de simulación PVsyst - Empresa 3

3.16 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN INICIAL (CAPEX)

El precio total de instalación del sistema fotovoltaico se mantuvo invariable en las tres empresas en 39233 USD, ofreciendo un precio específico de cerca de 751 USD/kWp. Este precio se encuentra dentro del mercado ecuatoriano de sistemas fotovoltaicos comerciales e industriales en conexión a red sin almacenamiento, ya que los precios de mercado suelen estar en el rango de los 750 a 1000 USD/kWp, dependiendo de la calidad del material, condiciones de la instalación y tamaño del volumen del proyecto habitual.

La estructura detallada del CAPEX según los reportes de PVsyst se presenta en la **Tabla 3**:

Ítem	Cantidad	Costo Unitario (USD)	Total (USD)	% del Total
Equipamiento principal				
Módulos fotovoltaicos LR5-72HTH-580M	90 unidades	190.00	17100.00	43.6%
Soportes para módulos	90 unidades	60.00	5400.00	13.8%
Inversor SUN2000-50KTL-JPM1-440Vac	1 unidad	6500.00	5416.67	13.8%
Componentes complementarios				
Cableado	1 conjunto	800.00	800.00	2.0%
Caja combinadora	1 unidad	2000.00	2000.00	5.1%
Ingeniería e instalación				
Estudios y análisis	1 conjunto	2000.00	2000.00	5.1%
Instalación por módulo	90 unidades	50.00	4500.00	11.5%
Instalación de inversor	1 unidad	500.00	416.67	1.1%
TOTAL			37633.33	100%
Activos depreciables			27916.67	71.2%

Tabla 3. Estructura de costos de inversión (CAPEX)

Fuente: Reporte de costos PVsyst

El uso de un CAPEX común para los tres casos facilita la comparación de la rentabilidad entre las empresas y hace evidente que las diferencias que se aprecian en cuanto a los índices financieros se deben exclusivamente a los recursos del Sol disponibles y a la tarifa eléctrica aplicada, sin que influyan los costes de inversión.

3.17 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (OPEX)

La operación y el mantenimiento anuales se estimaron en 500 USD/año para cada empresa durante unos años, previéndose un aumento anual del 2% por inflación. Este dato representa un 1.3% del CAPEX anual, lo cual está en el rango recomendando para sistemas fotovoltaicos en el segmento comercial e industrial dentro de Ecuador (1-2% del CAPEX anual).

Los costos de O&M considerados incluyen:

- Mantenimiento preventivo básico
- Limpieza periódica de módulos fotovoltaicos
- Inspecciones eléctricas y termográficas
- Revisión de sistemas de protección

Estos costes no comprenden el reemplazo mayor de equipos como inversores o sistemas de monitorización, para los cuales normalmente se tiene que contar con una sustitución dentro de los 10-15 años. Para realizar un análisis financiero completo a 20 años se ha de incluir al menos un reemplazo del inversor con un coste orientativo de 5000-7000 USD al cabo de los 12-15 años.

El OPEX total pronosticado a 20 años, considerando una inflación del 2 % anual, del que se ha tenido el informe financiero desde PVsyst, es de 14578 USD.

3.18 INDICADORES DE RENTABILIDAD ECONÓMICA

Período de Recuperación de la Inversión (Payback)

El período de payback representa el tiempo necesario para que los ahorros acumulados por el autoconsumo de energía solar igualen la inversión inicial. Los resultados obtenidos fueron:

- Empresa 1: Payback \approx 6.7 años
- Empresa 2: Payback \approx 7.6 años

- Empresa 3: Payback \approx 8.1 años

Dichos tiempos de amortización son considerados como ventajosos desde la perspectiva de inversiones empresariales relacionadas con la tecnología fotovoltaica, y de modo particular, si se tiene en cuenta que la duración útil de esta tecnología es superior a los 25 años. Entre las empresas los resultados corresponden directamente al efecto combinado del recurso solar y de la tarifa eléctrica:

- A pesar de que la Empresa 1 tenga una producción energética media (69.8 MWh/año), también es la que presenta el payback más corto como resultado de que es la que tiene una tarifa eléctrica más alta (0.11 USD/kWh), que incrementa el valor de cada kWh autoconsumido.
- La Empresa 2, que al ser la que tiene la mayor producción energética (70.4 MWh/año) con una tarifa intermedia (0.10 USD/kWh) da como resultado un payback de 7.6 años.
- La Empresa 3, con la menor producción (60.9 MWh/año) y la tarifa más baja (0.09 USD/kWh), es la que presenta el mayor payback (8.1 años).

Costo Nivelado de Energía (LCOE)

El LCOE representa el costo promedio por kWh generado durante toda la vida útil del sistema, considerando inversión inicial, costos de operación y mantenimiento. Los valores obtenidos fueron:

- Empresa 1: LCOE \approx 0.065 USD/kWh
- Empresa 2: LCOE \approx 0.059 USD/kWh (0.0644 USD/kWh según reporte detallado)
- Empresa 3: LCOE \approx 0.074 USD/kWh (0.0744 USD/kWh según reporte detallado)

Análisis comparativo con tarifas eléctricas:

En los tres escenarios analizados, el LCOE de la energía fotovoltaica resulta significativamente inferior al costo de la energía suministrada por la red eléctrica:

- Empresa 1: Ahorro de 0.045 USD/kWh (41% inferior a la tarifa de red)
- Empresa 2: Ahorro de 0.041 USD/kWh (41% inferior a la tarifa de red)
- Empresa 3: Ahorro de 0.016 USD/kWh (18% inferior a la tarifa de red)

Estos resultados confirman la viabilidad económica del autoconsumo fotovoltaico en pequeñas y medianas empresas ecuatorianas, incluso en escenarios con menor irradiación solar o tarifas eléctricas más bajas.

Valor Actual Neto (VAN)

El VAN cuantifica el valor presente de todos los flujos de caja futuros generados por el proyecto, descontados a una tasa del 8% anual:

- Empresa 1: VAN = 42750.91 USD
- Empresa 2: VAN = 35407.85 USD
- Empresa 3: VAN = 31555.76 USD

Ambas alternativas presentan VAN positivos y significativos, ya que generan valor económico muy por encima del coste del capital. Un VAN positivo “justifica” la inversión por los sistemas fotovoltaicos, pues es económica frente a alternativas con rentabilidad del 8 % anual.

Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR representa la rentabilidad porcentual anual de la inversión:

- Empresa 1: TIR = 20.10%
- Empresa 2: TIR = 18.19%
- Empresa 3: TIR = 17.17%

La TIR o tasa de retorno es sensiblemente más alta que la tasa de descuento (8% del análisis), lo que indica una alta rentabilidad de las inversiones en fotovoltaicas, unas altas TIR por encima del umbral del 15% son consideradas muy interesantes para proyectos empresariales del tipo energético.

Retorno sobre la Inversión (ROI)

El ROI total a 20 años fue:

- Empresa 1: ROI = 113.6%
- Empresa 2: ROI = 94.1%
- Empresa 3: ROI = 83.9%

Estos importes nos indican que a lo largo del horizonte de evaluación de un total de 20 años, los beneficios netos acumulados representan aproximadamente el doble de la inversión inicial, poniendo de relieve la gran rentabilidad de este tipo de proyectos.

3.19 ANÁLISIS FINANCIERO DETALLADO EVOLUCIÓN DE FLUJOS DE CAJA

El análisis financiero detallado de la Empresa 2 revela la siguiente evolución de flujos de caja a lo largo del horizonte de 20 años:

Año	Venta de energía (USD)	Costos O&M (USD)	Depreciación (USD)	Utilidad neta (USD)	Ganancia acumulada (USD)	% Amortización
0	0	0	0	-37700	-37700	0.0%
1	7039	600	1396	6439	-31738	15.8%
2	7180	612	1396	6568	-26106	30.8%
3	7324	624	1396	6700	-20788	44.9%
4	7470	637	1396	6834	-15765	58.3%
5	7620	649	1396	6970	-11021	70.9%
6	7772	662	1396	7110	-6541	82.8%
7	7928	676	1396	7252	-2310	94.0%
8	8086	689	1396	7397	1686	104.7%
9	8248	703	1396	7545	5461	114.7%
10	8413	717	1396	7696	9025	124.2%

Tabla 4. Análisis financiero detallado - Empresa 2 (primeros 10 años)

Fuente: Reporte de análisis financiero PVsyst - Empresa 2

Primeros años (Año 1-5):

- Ingresos por venta de energía (año 1): 7039 USD
- Costos de operación (año 1): 600 USD
- Depreciación anual: 1396 USD
- Utilidad neta después de impuestos (año 1): 6439 USD
- Ganancia acumulada: Alcanza el punto de equilibrio entre el año 7 y 8

Años intermedios (Año 6-15):

- Incremento gradual de ingresos por efecto de inflación tarifaria (2% anual)
- Incremento de costos O&M por inflación
- Flujos de caja netos crecientes entre 7110 USD y 8497 USD anuales

Años finales (Año 16-20):

- Ingresos anuales entre 9474 USD y 10255 USD
- Costos O&M entre 808 USD y 874 USD
- Utilidades netas entre 8667 USD y 9381 USD anuales
- Ganancia acumulada final (año 20): 35408 USD

El flujo de caja acumulado alcanza valores positivos a partir del año 8, coincidiendo con el período de payback calculado de 7.6 años. Posteriormente, todos los flujos son positivos y crecientes, generando beneficios económicos continuos durante los 13 años restantes del horizonte de evaluación.

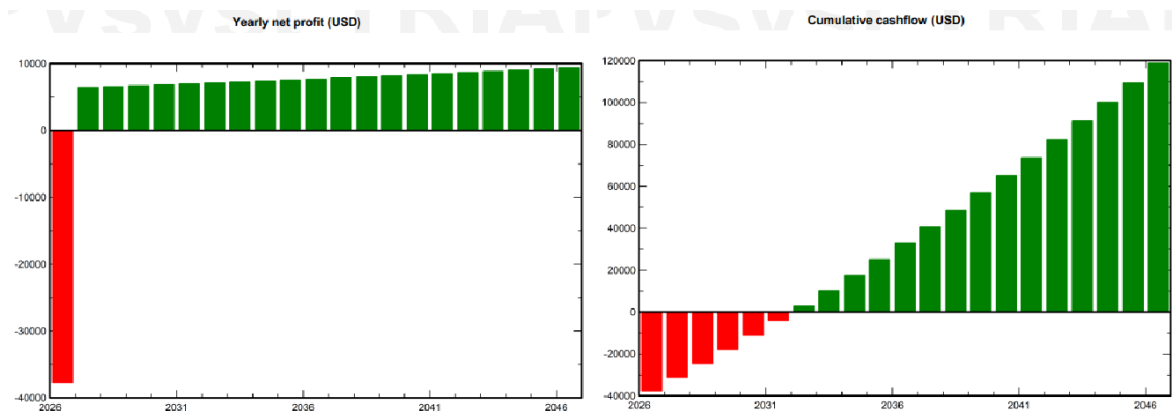


Figura 9. Evolución de las utilidades netas anuales Empresa 2
Fuente: Reporte en el tiempo PVsyst - Empresa

3.20 ESTRUCTURA DE INGRESOS Y GASTOS

Ingresos totales a 20 años:

- Empresa 2: 171039 USD (venta equivalente de energía autoconsumida)
- Empresa 3: 162795 USD

Gastos totales a 20 años:

- Inversión inicial: 37700 USD
- Costos de operación: 14578 USD
- Total: 52278 USD

Beneficio neto a 20 años:

- Empresa 2: 156460 USD - 52278 USD = 104182 USD (beneficio antes de impuestos)
- Beneficio neto acumulado (después de depreciación): 35408 USD

3.21 BALANCE DE EMISIONES DE CO₂

El análisis ambiental realizado mediante PVsyst cuantifica el impacto de los sistemas fotovoltaicos en términos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero:

Empresa 2 (Ecuador):

- Emisiones generadas por fabricación del sistema: 91.53 tCO₂
- Módulos fotovoltaicos: 89.40 tCO₂
- Estructuras de soporte: 1.92 tCO₂
- Inversores: 0.21 tCO₂
- Emisiones evitadas por sustitución de energía de red: 673.6 tCO₂
- Factor de emisión de red Ecuador: 319 gCO₂/kWh
- Producción total a 30 años: 2111 MWh
- Balance neto: -582.07 tCO₂ (reducción neta)
- Tiempo de compensación energética: Aproximadamente 4 años

Empresa 3 (contexto comparativo):

- Emisiones generadas: 89.41 tCO₂
- Emisiones evitadas: 0.0 tCO₂ (factor de emisión configurado en 0)
- Balance: No aplicable por configuración del análisis

El análisis demuestra que los sistemas fotovoltaicos generan un balance ambiental netamente positivo, compensando las emisiones de su fabricación en aproximadamente 4 años y proporcionando beneficios ambientales significativos durante los 26 años restantes de operación.

3.22 SÍNTESIS COMPARATIVA DE RESULTADOS

La siguiente tabla resume los principales indicadores técnicos y económicos obtenidos para las tres empresas analizadas se establecen en la tabla 5.

El resultado de los análisis evidencia que la rentabilidad de los proyectos fotovoltaicos en el contexto de las PYMEs (pequeñas y medianas empresas) depende fuertemente de dos elementos principales: el recurso solar y la tarifa eléctrica. Las proyecciones aún ofrecen viabilidad económica para el proyecto fotovoltaico de la empresa 3 en el peor de los escenarios, con periodos de payback inferiores a 10 años y TIR superiores al 17%. El valor de 0.0 tCO₂ para la empresa 3, en el caso del análisis con TIR considerada y en el cual la tarificación fue de 0.00 \$/kWh, es consecuencia de las configuraciones de análisis en las que el factor de emisión se consideró 0 como se observa en la **Tabla 5**.

Indicador	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3
PARÁMETROS TÉCNICOS			
Potencia instalada (kWp)	52.2	52.2	52.2
Número de módulos	90	90	90
Irradiación horizontal (kWh/m ² ·año)	N/D	1565.7	1184.1
Temperatura ambiente promedio (°C)	N/D	25.53	10.8
PRODUCCIÓN ENERGÉTICA			
Producción anual (MWh)	69.8	70.4	60.9
Rendimiento específico (kWh/kWp·año)	1337	1348	1167
Performance Ratio (PR)	N/D	87.11%	89.36%
PARÁMETROS ECONÓMICOS			
Tarifa eléctrica (USD/kWh)	0.11	0.10	0.09
CAPEX (USD)	39233	39233	39233
CAPEX específico (USD/kWp)	751	751	751
OPEX anual (USD/año)	500	500	500
INDICADORES DE RENTABILIDAD			
Período de recuperación (años)	6.7	7.6	8.1
LCOE (USD/kWh)	0.065	0.059	0.074
Ahorro vs. tarifa de red (USD/kWh)	0.045	0.041	0.016
Ahorro porcentual	41%	41%	18%
Valor Actual Neto – VAN (USD)	42750	35408	31556
Tasa Interna de Retorno – TIR (%)	20.16%	18.19%	17.17%
Retorno sobre Inversión – ROI (%)	113.16%	94.1%	83.9%
IMPACTO AMBIENTAL			
CO ₂ evitado en 30 años (tCO ₂)	668.1	673.6	600

Tiempo de compensación energética (años)	N/D	~4	N/D
---	-----	----	-----

Tabla 5. Resumen comparativo de indicadores técnico-económicos
Fuente: Elaboración propia a partir de simulaciones PVsyst

3.23 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y FACTORES CRÍTICOS

El análisis comparativo de los tres casos de estudio permite identificar la sensibilidad de los indicadores de rentabilidad ante variaciones en los parámetros clave:

Sensibilidad a la tarifa eléctrica:

- Un incremento de 0.01 USD/kWh en la tarifa eléctrica reduce el período de payback en aproximadamente 0.5-0.7 años
- La Empresa 1, con la tarifa más alta (0.11 USD/kWh), presenta el payback más corto (6.7 años) a pesar de tener producción intermedia
- Este factor resulta crítico para la viabilidad económica en contextos con tarifas eléctricas bajas

Sensibilidad al recurso solar:

- Una reducción del 13% en la producción energética (caso Empresa 3 vs. Empresa 2) incrementa el payback en aproximadamente 0.5 años
- El impacto del recurso solar es parcialmente compensado por menores pérdidas térmicas en climas fríos (PR más alto en Empresa 3)
- Ubicaciones con irradiación superior a 1300 kWh/m²·año presentan condiciones favorables para proyectos fotovoltaicos

Factores críticos de éxito identificados:

- Coincidencia entre perfil de generación y demanda (factor de autoconsumo)
- Estabilidad regulatoria y predictibilidad de tarifas eléctricas
- Acceso a financiamiento con tasas de interés competitivas
- Calidad de equipamiento y diseño técnico apropiado
- Mantenimiento preventivo adecuado para preservar el PR del sistema

CAPITULO V

4.1 CONCLUSIONES

- A partir del análisis técnico-económico llevado a cabo, se concluye que los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo analizados, son económicamente viables en el contexto ecuatoriano. Los tiempos de recuperación obtenidos oscilan entre 6.7 y 8.1 años, cifras que muestran un horizonte muy inferior con respecto a la vida útil esperada de los sistemas, que se establece en más de 25 años. Los indicadores financieros obtenidos muestran rentabilidades positivas, con tasas internas de retorno superiores al 17 % y valores actuales netos superiores a 31000 USD para el sistema de 52.2 kWp. El costo nivelado de energía obtenido, de entre 0.059 y 0.074 USD/kWh, se mantiene consistentemente inferior a las tarifas eléctricas comerciales e industriales vigentes que se encuentran entre 0.09 y 0.11 USD/kWh, generando ahorros acumulativos entre el 18 % y el 41 % a lo largo de la vida del proyecto.
- Los resultados que arroja la comparación manifiestan que el comportamiento de la rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos que los han considerado va a depender principalmente, y muy decisivamente de un menor número de dos factores. Uno de ellos es la disponibilidad del recurso solar y la otra son las tarifas eléctricas de aplicación. La Empresa 1, que presenta en congruencia con la producción anual intermedia de 69.8 MWh un menor período de recuperación de la inversión con 6.7 años debido a una tarifa eléctrica más alta de 0.11 USD/kWh, es un ejemplo evidente de que el valor de mercado de la energía puede llegar a compensar niveles moderados de generación. La Empresa 3, con un menor valor de producción anual de 60.9 MWh y tarifas más reducidas (0.09 USD/kWh), mantiene viabilidad económica con un pay-back de 8.1 años. El análisis demuestra que PYMEs situadas en zonas donde se alcanzan niveles de irradiación entre 1300 y 1600 kWh/m²·año, y tarifas de aplicación superiores a 0.10 USD/kWh obtienen unas condiciones favorables para incorporar tecnología fotovoltaica.

- Más allá de los beneficios económicos, los sistemas fotovoltaicos favorecen al fortalecimiento de la resiliencia energética de las PYMEs ecuatorianas, algo que cobra relevancia si se tiene en cuenta la crisis eléctrica del año 2024 que generó pérdidas que sobrepasan los 7500 millones de dólares. Esto se da dado que la generación eléctrica in situ posibilita reducir la dependencia de la red convencional (esto es, caen en la dependiente de esta) y minimizan la vulnerabilidad a interrupciones de la suministrada de energía. Desde el punto de vista ambiental los sistemas fotovoltaicos contemplados permiten evitar la emisión de aproximadamente 673 toneladas de CO₂ a lo largo de la vida útil del sistema, además de compensar las emisiones asociadas con la fabricación del sistema en un periodo de cerca de cuatro años. Si la tecnología se adopta y se masifica entre las PYMEs, forma parte de un tejido productivo nacional en el que las PYMEs representan el 93.67 % del mismo, ello resultará significativo en cuanto a los objetivos de descarbonización y diversificación de la matriz eléctrica del país.
- No obstante, que se reconocen condiciones técnicas y económicas favorables para incrementar la penetración de la tecnología fotovoltaica en el entorno empresarial, se identifican restricciones que constituyen un freno a su mayor expansión. Por una parte, la ausencia de una regulación de medición neta reduce la rentabilidad de los proyectos fotovoltaicos, al impedir la valorización de los excedentes energéticos inyectados a la red de servicio. Asimismo, el capital inicial requerido, cercano a los 39 000 USD para sistemas de 52,2 kWp, representa una barrera económica significativa para la mayoría de las PYMEs. Por otra parte, los resultados del estudio evidencian que la implementación de incentivos por parte de la administración pública, tales como la exención de aranceles, la depreciación acelerada de la inversión, subvenciones comprendidas entre el 15 % y el 25 %, o líneas de crédito preferenciales con tasas de interés entre el 4 % y el 6 % anuales, permitiría reducir el período de recuperación de la inversión a un rango de entre 4 y 6 años. Esto incrementaría la rentabilidad de los

proyectos y aceleraría la adopción de la energía solar en el sector empresarial ecuatoriano.

4.2 RECOMENDACIONES

- El sector público ecuatoriano, conjuntamente con las instituciones financieras, desarrolle programas específicos de financiamiento para tecnologías fotovoltaicas en PYMEs que contengan líneas de crédito a tasas de interés preferenciales (4-6% anual) en plazos extendidos (10-15 años) de acuerdo a los periodos de recuperación. La Corporación Financiera Nacional (CFN) y BanEcuador podrían desarrollar productos de financiación verde con condiciones de garantías flexibles y un diseño de pagos atado a ahorros energéticos. Asimismo, desarrollar un mecanismo de garantía parcial que permita a las PYMEs con poco o limitado historial acceder a estos financiamientos. La experiencia internacional muestra que la financiación adecuada puede aumentar la adopción de esta tecnología fotovoltaica de 300 a 400%.
- ARCERNNR debería desarrollar un marco regulatorio que fomente la generación distribuida con: (a) esquema de medición neta que compense los excedentes de energía inyectados a la red; (b) procedimientos administrativos simplificados para proyectos menores a 100 kW, que permita absorber en un plazo de 6-12 meses un plazo de 30-45 días; (c) tarifas de la inyección de excedentes del 70-80% del valor del consumo; (d) estándares técnicos, claros y puntuales para la interconexión. La implementación de este marco en un modelo replicable, tal como ha demostrado la experiencia de Chile, Colombia y Costa Rica, podría aumentar la potencia fotovoltaica instalada de 31 MW actualmente en Ecuador a más de 500 MW en 5 años.
- Ministerio de Economía y Finanzas apliquen incentivos fiscales durante un periodo de entre 5 y 7 años: (a) una exención total de aranceles sobre el importador certificado de toda la tecnología fotovoltaica, que permitirá que el CAPEX se reduzca en un 10 a un 15%; (b) la posibilidad de depreciar el ingenio en 5 años en vez de 20; (c) la aplicación de subvenciones lump sum escalonadas de un 30% para microempresas,

de un 20% para pequeñas empresas y de un 15% para las medianas empresas, con topes de USD 25000; (d) exención del Impuesto a la Renta sobre el beneficio económico derivado de ahorro energético durante un periodo de 5 años. Con la implementación de estos incentivos fiscales, se espera reducir el payback de la inversión entre 4 a 5 años, aunque se genera un retorno fiscal positivo al incrementar la productividad por empresa y al reducir la subvención de la electricidad.

- Universidades, cámaras de comercio y el Ministerio de la Producción trabajen en programas de capacitación que permiten eliminar las barreras de información: (a) talleres gratuitos de sistemas fotovoltaicos en todos los aspectos, así como en el análisis de viabilidad; (b) herramientas digitales de pre-evaluación que estimen la producción, la inversión y el payback de la tecnología fotovoltaica; (c) servicios de asistencia técnica casi gratuitos (entre un 70 a 80%) para evaluaciones con doble chequeo, limitando el coste de las evaluaciones de un máximo de USD 500; (d) plataforma nacional de proveedores certificados. Los programas de capacitación permiten incrementar la tasa de conversión del interés que pasan de un 10-15% a un 40-50%, multiplicando así el impacto de los incentivos financieros.

CAPITULO VI

5.1 REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] Agencia Internacional de Energía (AIE), «World Energy Outlook,» AIE, 2020.
- [2] F. Martínez Vargas, D. Duana Ávila y T. Hernández Gracia, «El emprendedor social y su impacto en el sector de energía solar fotovoltaica en Hidalgo,» *Región Científica*, vol. 3, nº 2, 2024.
- [3] E. Albán Andrade y C. Oña Cando, «Impacto de la industria 4.0 y su relación con la energía fotovoltaica en Ecuador,» *G-Ner@ndo*, vol. 5, nº 1, 2024.
- [4] P. Galarza Sánchez, «Adopción de Tecnologías de la Información en las PYMEs Ecuatorianas: Factores y Desafíos,» *Revista Científica Zambos*, vol. 2, nº 1, 2023.
- [5] M. Garcia, «La viabilidad del autoconsumo energético por medio de placas solares en los servicios del agua en España,» *Revista Técnica energía*, vol. 19, nº 1, pp. 132-149, 2022.
- [6] E. Rodríguez Antúnez, O. Concepción Díaz, M. Sainz de Rozas y A. Santos Fuentefrias, «Análisis del costo/beneficio para prosumidores de energía solar,» *Ingeniería Energética*, vol. XLV, nº 1, pp. 15-24, 2024.
- [7] A. Guamán Mejía y L. Sánchez Parrales, «Análisis de implementación de paneles solares y su beneficio económico en las instituciones públicas y privadas de la ciudad de Riobamba,» *Código Científico Revista De Investigación*, vol. 6, nº E1, pp. 726-747, 2025.
- [8] I. Gabriel Sebastián, D. Cabrera Carrión, D. Villalta Gualán, H. Cabrera Carrion y R. Bautista Zurita, «Evaluación de la actualidad de los sistemas fotovoltaicos en Ecuador: avances, desafíos y perspectivas,» *Ciencia Latina*, vol. 5, nº 1, 2023.
- [9] G. V. Research, «Solar PV market size, share & trends analysis report by grid type (on-grid, off-grid), by end use (utility, commercial & industrial, residential), by region, and segment forecasts, 2025-2030,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.grandviewresearch.com/industry-analysis/solar-pv-industry>.
- [10] S. Hencevic y J. C. Sandoval, «Solar panel adoption among Mexican small and medium-sized commercial and service businesses,» *Energy Economics*, vol. 125, nº Article 106847, 2023.
- [11] I. I. R. E. Agency, Renewable capacity statistics 2024, IRENA Publications, 2024.
- [12] A. Barragán-Escandón, D. Jara-Nieves, I. Romero-Fajardo, E. F. Zalamea-León y X. Serrano-Guerrero, «Barriers to renewable energy expansion: Ecuador as a case study.,» *Energy Strategy Reviews*, nº 43, 2022.
- [13] P. Benalcazar, M. Kalka y J. Kamiński, «From consumer to prosumer: A model-based analysis of costs and benefits of grid-connected residential PV-battery systems.,» *Energy Policy*, vol. 191, nº Article 114167, 2024.
- [14] R. Bedford, «El impacto económico de los apagones en Ecuador,» Russell Bedford EC, 20 Nov 2024. [En línea]. Available: <https://russellbedford.com.ec/el-impacto-economico-de-los-apagones-en-ecuador-crisis-energetica/>.
- [15] O. d. I. P. Universidad Andina Simón Bolívar, Encuesta sobre el impacto de la crisis energética

en pequeñas y medianas empresas ecuatorianas, UASB, 2024.

- [16] ARCERNNR, «Pliego tarifario del servicio público de energía eléctrica año 2025 [Resolución Nro. ARCONEL-022/2024],» Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovable, 2024. [En línea]. Available: <https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2025/01/2.-Pliego-Tarifario-del-Servicio-Publico-de-Energia-Electrcia-ano-2025.pdf>.
- [17] F. E. Salazar, F. N. Pino, R. R. Silva y F. E. Arizaga, «Las PYMES en el Ecuador y su participación en el PIB,» *593 Digital Publisher CEIT*, n° 9(2), pp. 736-743, 2024.
- [18] H. Solar, «Efecto fotovoltaico: Fundamentos de la energía solar.,» 2024. [En línea]. Available: <https://solar.huawei.com/es/professionals/all-about-solar/efecto-fotovoltaico>.
- [19] Iberdrola., «Energía fotovoltaica: Qué es, características y funcionamiento,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/energia-fotovoltaica>.
- [20] autosolar, «autosolar.pe,» 2025. [En línea]. Available: <https://autosolar.pe/energia-solar/tipos-de-paneles-solares>.
- [21] SunFields, «Autoconsumo fotovoltaico: Guía completa para empresas.,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.sfe-solar.com/autoconsumo-fotovoltaico/>.
- [22] N. Energía, «Tipos de autoconsumo fotovoltaico: Guía completa 2024.,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.nabaliaenergia.com/blog/tipos-autoconsumo-fotovoltaico/>.
- [23] BBVA, «¿Qué son los paneles solares y cómo funcionan?,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-son-los-paneles-solares-y-como-funcionan/>.
- [24] C. Energético, «Inversores trifásicos para instalaciones fotovoltaicas industriales,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.cambioenergetico.com/blog/inversores-trifasicos-instalaciones-fotovoltaicas/>.
- [25] J. S. Huerta, «Componentes de un Sistema Fotovoltaico.,» Panel Solar Perú, 2025. [En línea]. Available: <https://panelsolarperu.pe/componentes-de-un-sistema-fotovoltaico/>.
- [26] A. M25, «VAN (Valor Actual Neto): Qué es, cómo calcularlo y ejemplos.,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.academiadetrading.com/van-valor-actual-neto/>.
- [27] S. Energy, «TIR en proyectos fotovoltaicos: Cálculo e interpretación.,» 2025. [En línea]. Available: <https://siempreenergy.com/blog/tir-proyectos-fotovoltaicos/>.
- [28] M. Solar., «LCOE: El indicador clave para evaluar proyectos de energía solar.,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.manssolar.com/blog/lcoe-coste-nivelado-energia/>.
- [29] tudashboard, «Indicadores de rentabilidad: Qué son, tipos y ejemplos.,» 2020. [En línea]. Available: <https://tudashboard.com/indicadores-de-rentabilidad/>.
- [30] R. d. Sol, «Energía solar en Ecuador,» 21 Febrero 2025. [En línea]. Available: <https://republicadelsol.net/impacto-de-la-energia-solar-en-ecuador/>.
- [31] LACCEI, «Análisis técnico-económico de sistemas fotovoltaicos en América Latina.,» Latin American and Caribbean Consortium of Engineering Institutions., 2024. [En línea]. Available: <https://laccei.org/LACCEI2024-BocaRaton/meta/FP458.html>.
- [32] L. A. Foronda-Gutiérrez, L. A. Trejos-Grisales y D. González-Montoya, «Evaluación de herramientas computacionales para análisis de sistemas fotovoltaicos.,» *Ingeniería y Competitividad*, vol. 24(2), n° e21511516, 2022.
- [33] p. m. Latinoamérica., «Presentan en Ecuador un mapa de radiación solar.,» 26 febrero 2024. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine-latam.com/2024/02/26/presentan-en-ecuador-un-mapa-de-radiacion-solar/>.
- [34] Primicias, «¿Cuál es el costo real de la energía eléctrica en Ecuador?,» 16 octubre 2024. [En línea]. Available: <https://www.primicias.ec/economia/precio-real-energia-ecuador-subsidio->

cortes-luz-81293/.

- [35] L. A. Foronda-Gutiérrez, L. A. Trejos-Grisales y D. González-Montoya, «Evaluación de herramientas computacionales para análisis de sistemas fotovoltaicos. Ingeniería y Competitividad,» vol. e21511516, n° 24(2), 2022.

5.2 ANEXOS

5.2.1 ANEXO 1. ENTREVISTA

Entrevista semiestructurada a expertos y/o empresarios sobre sistemas fotovoltaicos en PYMEs

Objetivo de la entrevista:

Recopilar información cualitativa de carácter exploratorio que permita contextualizar, validar supuestos y contrastar barreras, oportunidades y percepciones relacionadas con la implementación de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo en PYMEs ecuatorianas.

Bloque 1: Contexto y experiencia

¿Cuál es su rol dentro de la empresa o su experiencia profesional en relación con el sector energético o la implementación de sistemas fotovoltaicos?

Mi nombre es CARLOS ZAMBRANO, mi cargo en la empresa IZETROM es JEFE DE PROYECTOS FOTOVOLTAICOS. IZETROM es una empresa importadora y proveedora de kits solares con sede en Shangái y locales en Guayaquil y Quito. Mi función principal es el diseño técnico-económico y la viabilización de proyectos fotovoltaicos industriales, comerciales y residenciales con potencias que van desde los 10 kilovatios hasta los 2 megavatios. Mi trabajo abarca desde el estudio preliminar y la simulación con software especializado (como PVsyst y HelioScope), el análisis financiero (TIR, payback), hasta la coordinación con los clientes y la capacitación. Tengo una visión directa de las necesidades, dudas y barreras que enfrentan las empresas, especialmente las PYMEs, al evaluar esta tecnología.

Desde su experiencia, ¿qué nivel de conocimiento considera que tienen actualmente las PYMEs ecuatorianas sobre los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo?

Observo un espectro muy amplio. Existe un conocimiento superficial y de interés creciente, impulsado por el alto costo de la electricidad y la crisis de 2024. Sin embargo, el conocimiento profundo es bajo. Muchas PYMEs conocen el concepto de 'paneles solares' pero no diferencian bien entre un sistema on-grid, off-grid o híbrido, ni entienden los componentes clave más allá de los paneles. Hay confusión sobre los trámites, la verdadera magnitud de la inversión y, sobre todo, sobre el cálculo real del ahorro y el retorno. Dependen casi completamente de la asesoría de la empresa instaladora.

Bloque 2: Viabilidad técnica y operativa

¿Considera que las condiciones técnicas (espacio disponible, infraestructura eléctrica, recurso solar) de las PYMEs en Ecuador son adecuadas para la implementación de sistemas fotovoltaicos?

El recurso solar en la mayoría del país es excelente, ese no es el limitante. La condición técnica más crítica es el espacio disponible en cubierta. Muchas PYMEs operan en naves industriales o locales alquilados. Las cubiertas pueden estar en mal estado, sombreadas por edificaciones vecinas, o tener una orientación e inclinación subóptimas. Respecto a la infraestructura eléctrica, es común encontrar tableros antiguos que requieren modernización para integrar la generación solar de manera segura, lo que encarece el proyecto inicial.

¿Qué limitaciones técnicas identifica con mayor frecuencia al momento de evaluar la instalación de un sistema fotovoltaico en una PYME?

Además del espacio en cubierta, identifiqué tres limitantes frecuentes:

1. ***Estado estructural de la cubierta:*** Muchas no están diseñadas para soportar el peso adicional de los paneles, requiriendo refuerzos costosos.
2. ***Potencia de transformador y capacidad de inyección:*** La empresa eléctrica limita la potencia del sistema fotovoltaico a un porcentaje de la capacidad del transformador. Para PYMEs con transformador compartido o de baja capacidad, este 'techo' técnico reduce drásticamente el potencial de ahorro.
3. ***Patrones de consumo:*** Si el consumo es predominantemente nocturno, la viabilidad de un sistema on-grid simple disminuye, obligando a considerar baterías (inversión mucho mayor) o sistemas híbridos."

Bloque 3: Aspectos económicos y financieros

Desde su punto de vista, ¿la inversión inicial requerida para sistemas fotovoltaicos representa una barrera significativa para las PYMEs? ¿Por qué?

Absolutamente, es la barrera número uno. Aunque el retorno de inversión es atractivo (usualmente entre 3 y 6 años en el sector industrial), el desembolso inicial para un sistema de 50-100 kW sigue siendo alto. Las PYMEs suelen tener un flujo de caja ajustado y destinan su capital de trabajo a la operación core del negocio. Ven el sistema fotovoltaico como una inversión 'pesada' y a largo plazo, y les cuesta priorizarla frente a otras necesidades más inmediatas, a pesar del ahorro futuro.

¿Cómo influye la tarifa eléctrica que paga una empresa en la decisión de invertir en un sistema fotovoltaico de autoconsumo?

Es el principal motor de la decisión. La viabilidad económica de un proyecto se mide directamente contra la tarifa eléctrica actual. A mayor tarifa, más rápido el retorno. Las PYMEs industriales con tarifas en media tensión, que tienen un alto componente de cargo por energía, son las más motivadas. El análisis que hacemos siempre parte de su factura eléctrica: les mostramos cuánto de ese gasto mensual fijo pueden convertir en una cuota de financiamiento del sistema que, una vez pagado, se traduce en ahorro puro.

Bloque 4: Marco normativo e incentivos

¿Qué impacto cree que tiene la ausencia de esquemas de medición neta en el interés de las PYMEs por adoptar energía solar?

Un impacto muy negativo. La medición neta es un mecanismo de justicia y optimización. Sin ella, la energía que la PYME inyecta a la red en horas de baja consumo (ej. fines de semana) se regala a la distribuidora. Esto obliga a sobredimensionar el sistema para cubrir solo el consumo instantáneo, dejando un margen de seguridad, lo que es ineficiente. O, peor aún, obliga a subdimensionarlo para evitar pérdidas, limitando el ahorro. Elimina un incentivo clave y hace que el diseño del sistema sea menos flexible y rentable

En su opinión, ¿qué tipo de incentivos (subsidios, créditos, exenciones fiscales) serían más efectivos para promover la adopción de sistemas fotovoltaicos en el sector empresarial?

Para las PYMEs, los créditos blandos o las líneas de financiamiento verdes con tasas preferenciales y períodos de gracia son más efectivos que un subsidio directo. Reducen la barrera de entrada al distribuir el costo en el tiempo, alineando la cuota con el ahorro generado. En segundo lugar, una exención o devolución del IVA en la compra de equipos reduciría el costo inicial de manera tangible. Un subsidio directo, aunque atractivo, es más complejo de administrar y podría generar distorsiones en el mercado.

Bloque 5: Impacto ambiental y estratégico

¿Considera que la adopción de sistemas fotovoltaicos puede contribuir a mejorar la resiliencia energética de las empresas frente a crisis eléctricas como la ocurrida en 2024?

La adopción de sistemas fotovoltaicos contribuye a la resiliencia energética en dos niveles: operativo y sistémico. A nivel operativo directo de la empresa, un sistema on-grid convencional no previene apagones, ya que se desconecta durante cortes de red, pero sí proporciona resiliencia financiera al proteger contra alzas tarifarias. Para garantizar continuidad física durante crisis como la de 2024, se requiere un sistema híbrido con baterías, cuya inversión aún frena a muchas PYMEs. Sin embargo, existe un nivel de resiliencia colectiva o nacional: cada empresa que instala paneles reduce instantáneamente la demanda de energía de la red pública. Esto, de manera agregada, alivia la carga sobre las centrales hidroeléctricas preservando agua en épocas secas y disminuye la necesidad de generación térmica a base de combustibles fósiles, ahorrando estos recursos y fortaleciendo la estabilidad del sistema eléctrico nacional frente a picos de demanda o escasez.

Desde una perspectiva ambiental, ¿qué importancia cree que tiene la adopción de energía solar por parte de las PYMEs para los objetivos de descarbonización del país?

Una importancia estratégica y acumulativa. El sector industrial y comercial es un gran consumidor de energía de la red, que en Ecuador tiene aún una matriz con componente térmico. Cada PYME que instala un sistema se convierte en un generador distribuido de energía limpia, reduciendo la demanda sobre las centrales de combustible fósil. El impacto colectivo de cientos o miles de PYMEs con sistemas solares puede ser masivo, contribuyendo de manera directa y distribuida a la descarbonización, sin necesidad de grandes inversiones estatales en nueva generación centralizada.

5.2.2 ANEXO 1. ENTREVISTA

Evidencia de entrevista virtual con especialista

Título del anexo:

Evidencia de entrevista realizada mediante plataforma virtual

Objetivo de la entrevista:

Recopilar información técnica y económica relacionada con proyectos de autoconsumo de energía solar fotovoltaica en pequeñas y medianas empresas del Ecuador.

Datos del entrevistado:

Nombre: CARLOS ZAMBRANO

Cargo: JEFE DE PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

Empresa / Institución: IZETROM

Fecha de la entrevista: 07 / 02 / 2026

Plataforma utilizada: Zoom / Google Meet / Teams / WhatsApp



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Empresa 1

Variant: Variante molinera

No 3D scene defined, no shadings

System power: 52.2 kWp

Centenario - Ecuador



Project: Empresa 1

Variant: Variante molinera

PVsyst V8.0.19

VC1, Simulation date:
20/01/26 07:41
with V8.0.19

Project summary

Geographical Site

Cer nario
Ecuador

Situation

Latitude -2.22 °(S)
Longitude -79.89 °(W)
Altitude 25 m
Time zone UTC-5

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Centenario
Meteonorm 8.2 (2016-2021), Sat=100% - Sintético

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orie ation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 15 / 0 °

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 90 units
Pnom total 52.2 kWp

Inverters

Nb. of units 0.8 unit
Total power 41.6 kWac
Pnom ratio 1.26

Results summary

Produced Energy 69813 kWh/year Specific production 1337 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 86.95 %

Table of content

Project and results summary	2
General parameters, PV array Characteristics, System location	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Cost of the system	7
Financial analysis	8
CO ₂ Emission Balance	11



Project: Empresa 1

Variant: Variante molinera

PVsyst V8.0.19

VC1, Simulation date:

PVsyst TRIAL



PVsyst V8.0.19

VC1, Simulation date:
20/01/26 07:41
with V8.0.19

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
Orientation #1		Models used	Horizon
Fixed plane		Transposition	Perez
Tilt/Azimuth	15 / 0 °	Diffuse	Perez, Meteonorm
		Circumsolar	separate
Near Shadings		User's needs	
no Shadings		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	LR5-72HTH-580M	Model	SUN2000-50KTL-JPM1-440Vac
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	580 Wp	Unit Nom. Power	49.9 kWac
Number of PV modules	90 units	Number of inverters	5 * MPPT 17% 0.8 unit
Nominal (STC)	52.2 kWp	Total power	41.6 kWac
Modules	5 string x 18 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50 °C)		Max. power (=>55°C)	55.5 kWac
Pmpp	48.6 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.26
Nominal (STC)	52 kWp	Total power	41.6 kWac
Vmp	71.8 V	No power sharing between MPPTs	1 unit
Total area	232 m²	Nb. of inverters	0.2 unused
Module area	258 m²	Pnom ratio	1.26
Cell area	215 m²	Total inverter power	

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses	
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	173 mΩ
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	1.50 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s		
		Module Quality Loss			
		Loss Fraction			
Serie Diode Loss				Module mismatch losses	
Voltage drop	0.7 V			Loss Fraction	2.00 % at MPP
Loss Fraction	0.1 % at STC				
IAM loss factor					
Incidence effect (IAM): User defined profile					

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point	0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
Inverter Voltage	1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000
	440 Vac in								
Loss Fraction	0.00 % at STC								
Inverter: SUN2000-50KTL-JPM1-440Vac									
Wire section (1 Inv.)	Copper 1 x 3 x 25 mm²								
Wires length	0 m								



PVsyst V8.0.19

VC1, Simulation date:
20/01/26 07:41
with V8.0.19

Main results

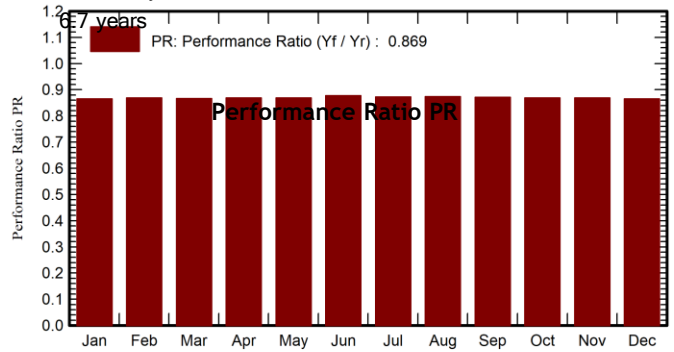
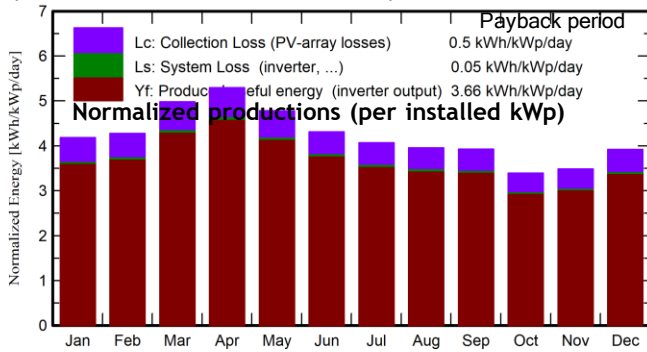
System Production

Produced Energy 69813 kWh/year Specific production 1337 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 86.95 %

Economic evaluation

Investment Yearly cost LCOE

Global 37.633.33 USD Annuities 0.00 USD/yr Energy cost 0.06 USD/kWh
Specific 0.72 USD/Wp Run. costs 728.92 USD/yr



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	143.1	80.63	26.50	129.7	122.4	5931	5856	0.865
February	127.9	77.22	26.35	119.8	113.5	5500	5431	0.868
March	157.3	88.63	26.89	154.3	146.7	7067	6979	0.866
April	154.3	81.94	26.57	158.9	151.5	7296	7205	0.869
May	138.8	72.76	26.31	148.2	141.2	6810	6723	0.869
June	120.3	73.01	24.70	129.4	123.1	6001	5926	0.878
July	118.4	64.74	24.36	126.2	120.1	5823	5748	0.873
August	118.7	68.45	24.02	122.6	116.6	5659	5586	0.873
September	118.4	69.14	24.04	117.9	112.0	5431	5360	0.871
October	110.0	73.16	24.40	105.2	99.5	4836	4771	0.869
November	113.4	70.65	24.59	104.5	98.6	4805	4741	0.869
December	134.6	83.36	26.43	121.5	114.6	5558	5488	0.865
Year	1555.0	903.68	25.43	1538.2	1459.9	70717	69813	0.869

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
DiffHor Horizontal diffuse irradiation
T_Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident irradiation
EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
PR Performance Ratio



Project: Empresa 1

Variant: Variante molinera

PVsyst V8.0.19

Global
Simulation date:
incident in
coll. plane

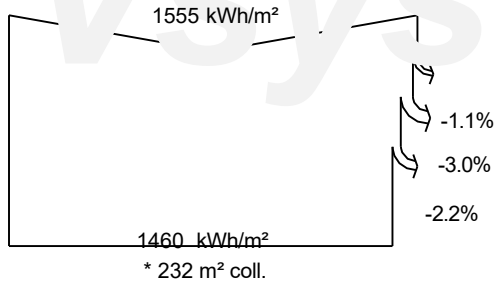
Effective
Global,
corr. for
IAM and
shadings



PVsyst V8.0.19

VC1, Simulation date:
20/01/26 07:41
with V8.0.19

Loss diagram



Global horizontal irradiation

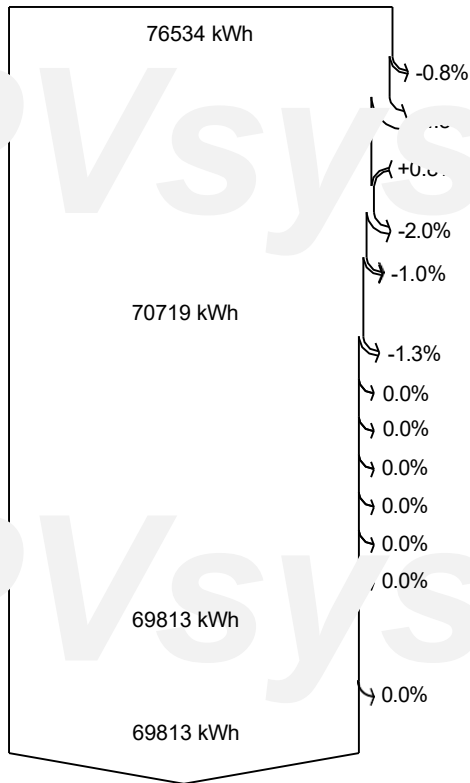
Global incident in coll. plane

Soiling loss factor

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

efficiency at STC = 22.55%



PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

Module temperature correction level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Module array mismatch loss

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

AC ohmic loss

Energy injected into grid

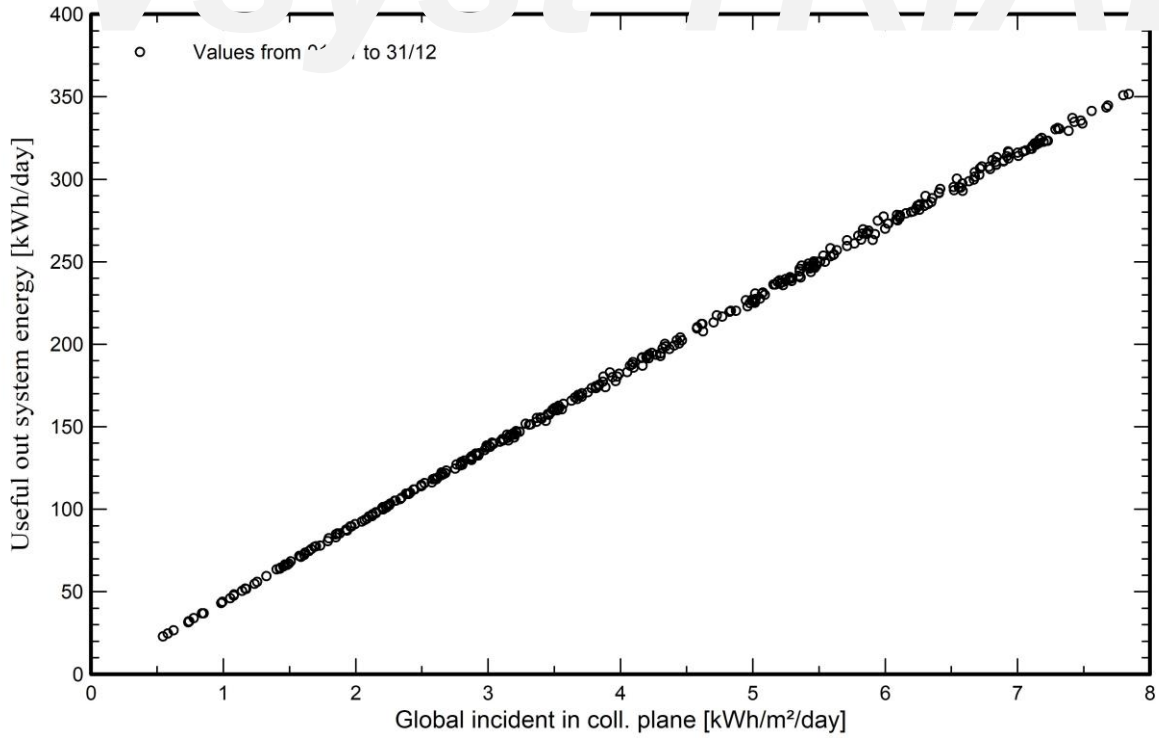


PVsyst V8.0.19

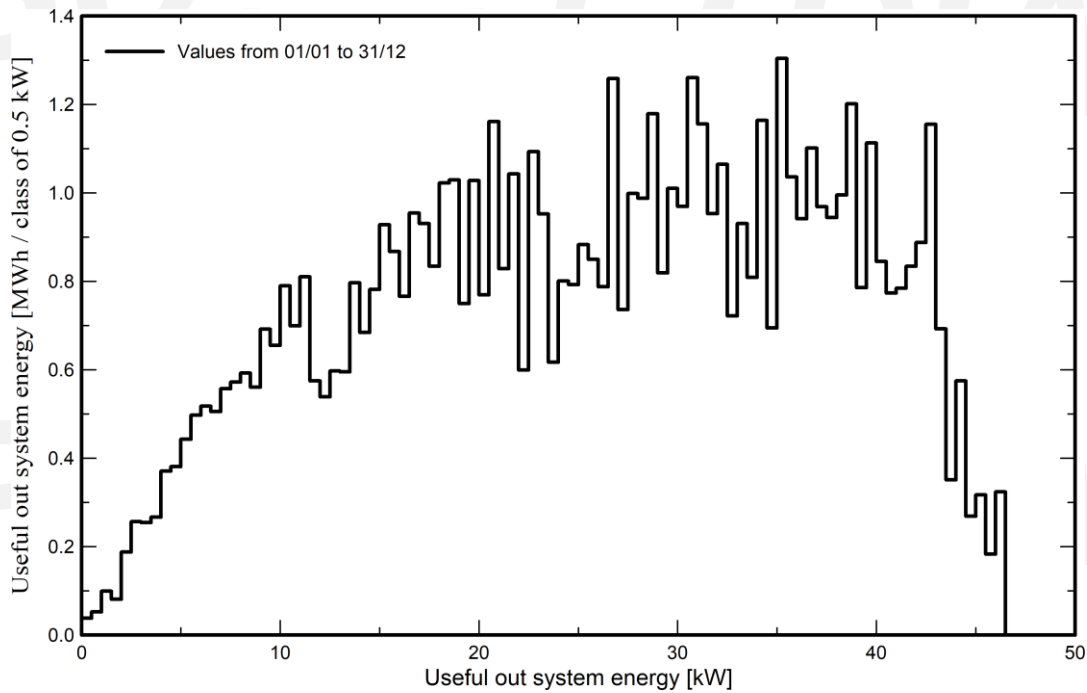
VC1, Simulation date:
20/01/26 07:41
with V8.0.19

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





PVsyst V8.0.19

VC1, Simulation date:
20/01/26 07:41
with V8.0.19

Cost of system

Installation costs			
Item	Quantity units	Cost USD	Total USD
PV modules			
LR5-72HTH-580M	90	190.00	17.100.00
Supports for modules	90	60.00	5.400.00
Inverters			
SUN2000-50KTL-JPM1-440Vac	1	6.500.00	5.416.67
Other components			
Wiring		800.00	800.00
Combiner box	1	2.000.00	2.000.00
Studies and analysis			
Engineering	1	2.000.00	2.000.00
Installation			
Global installation cost per module	90	50.00	4.500.00
Global installation cost per inverter	1	500.00	416.67
		Total	37.633.33
		Depreciable asset	27.916.67

Operating costs

Item	Total USD/year
Maintenance	
Cleaning	600.00
Total (OPEX)	600.00
Including inflation (2.00%)	728.92

System summary

Total installation cost	37.633.33 USD
Operating costs (incl. inflation 2.00%/year)	728.92 USD/year
Produced Energy	69.8 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.0648 USD/kWh



PVsyst V8.0.19

VC1, Simulation date:
20/01/26 07:41
with V8.0.19

Financial analysis

Simulation period

Project lifetime 20 years Start year 2027

Income variation over time

Inflation 2.00 %/year
Module Degradation 0.00 %/year
Discount rate 8.00 %/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				
LR5-72HTH-580M	Straight-line	20	0.00	17.100.00
Supports for modules	Straight-line	20	0.00	5.400.00
Inverters				
SUN2000-50KTL-JPM1-440Vac	Straight-line	20	0.00	5.416.67
		Total	0.00	27.916.67

Financing

Own funds 37.633.33 USD

Electricity sale

Feed-in tariff 0.11000 USD/kWh
Duration of tariff warranty 20 years
Annual connection tax 0.00 USD/year
Annual tariff variation +2.0 %/year
Feed-in tariff decrease after warranty 0.00 %

Return on investment

Payback period 6.7 years
Net present value (NPV) 42.750.91 USD
Internal rate of return (IRR) 20.10 %
Return on investment (ROI) 113.6 %



PVsyst V8.0.19

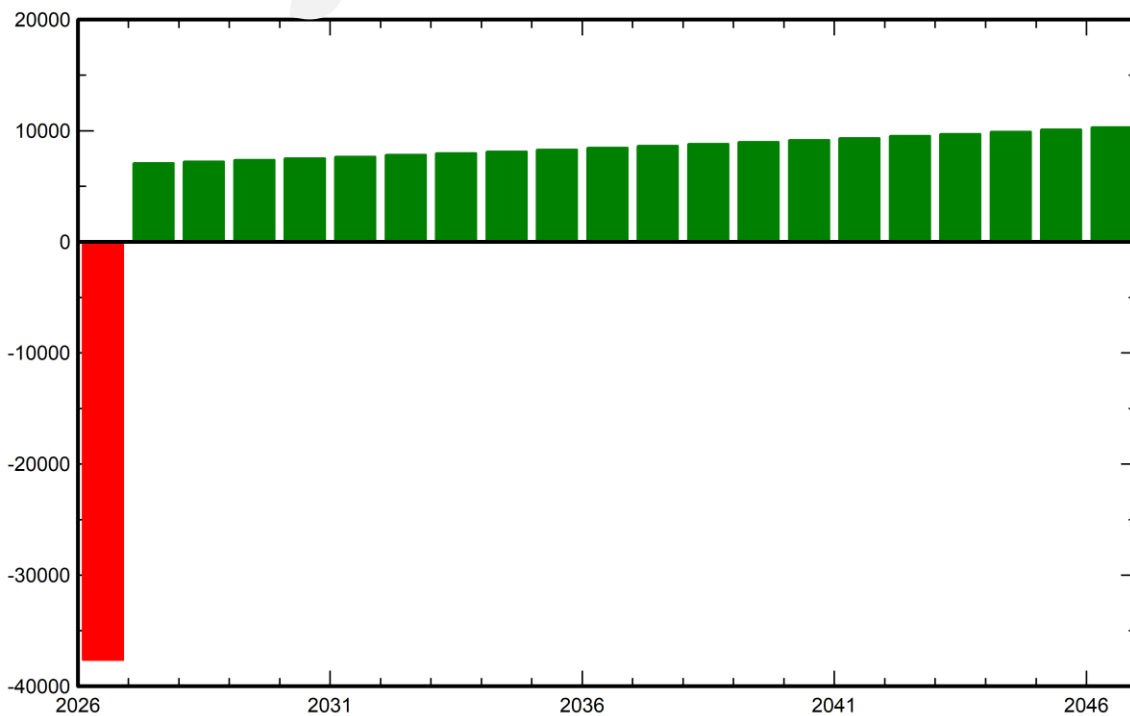
VC1, Simulation date:
20/01/26 07:41
with V8.0.19

Financial analysis

Detailed economic results (USD)

Year	Electricity sale	Own funds	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Cumul. profit	% amorti.
0	0	37.633	0	0	0	0	0	-37.633	0.0%
1	7.680	0	600	1.396	5.684	0	7.080	-31.077	17.4%
2	7.834	0	612	1.396	5.826	0	7.222	-24.886	33.9%
3	7.991	0	624	1.396	5.971	0	7.366	-19.038	49.4%
4	8.150	0	637	1.396	6.118	0	7.514	-13.515	64.1%
5	8.313	0	649	1.396	6.268	0	7.664	-8.299	77.9%
6	8.480	0	662	1.396	6.421	0	7.817	-3.373	91.0%
7	8.649	0	676	1.396	6.578	0	7.974	1.279	103.4%
8	8.822	0	689	1.396	6.737	0	8.133	5.673	115.1%
9	8.999	0	703	1.396	6.900	0	8.296	9.823	126.1%
10	9.179	0	717	1.396	7.066	0	8.462	13.743	136.5%
11	9.362	0	731	1.396	7.235	0	8.631	17.444	146.4%
12	9.549	0	746	1.396	7.408	0	8.803	20.940	155.6%
13	9.740	0	761	1.396	7.584	0	8.980	24.242	164.4%
14	9.935	0	776	1.396	7.763	0	9.159	27.360	172.7%
15	10.134	0	792	1.396	7.946	0	9.342	30.305	180.5%
16	10.337	0	808	1.396	8.133	0	9.529	33.087	187.9%
17	10.543	0	824	1.396	8.324	0	9.720	35.714	194.9%
18	10.754	0	840	1.396	8.518	0	9.914	38.195	201.5%
19	10.969	0	857	1.396	8.717	0	10.112	40.538	207.7%
20	11.189	0	874	1.396	8.919	0	10.315	42.751	213.6%
Total	186.611	37.633	14.578	27.917	144.116	0	172.033	42.751	213.6%

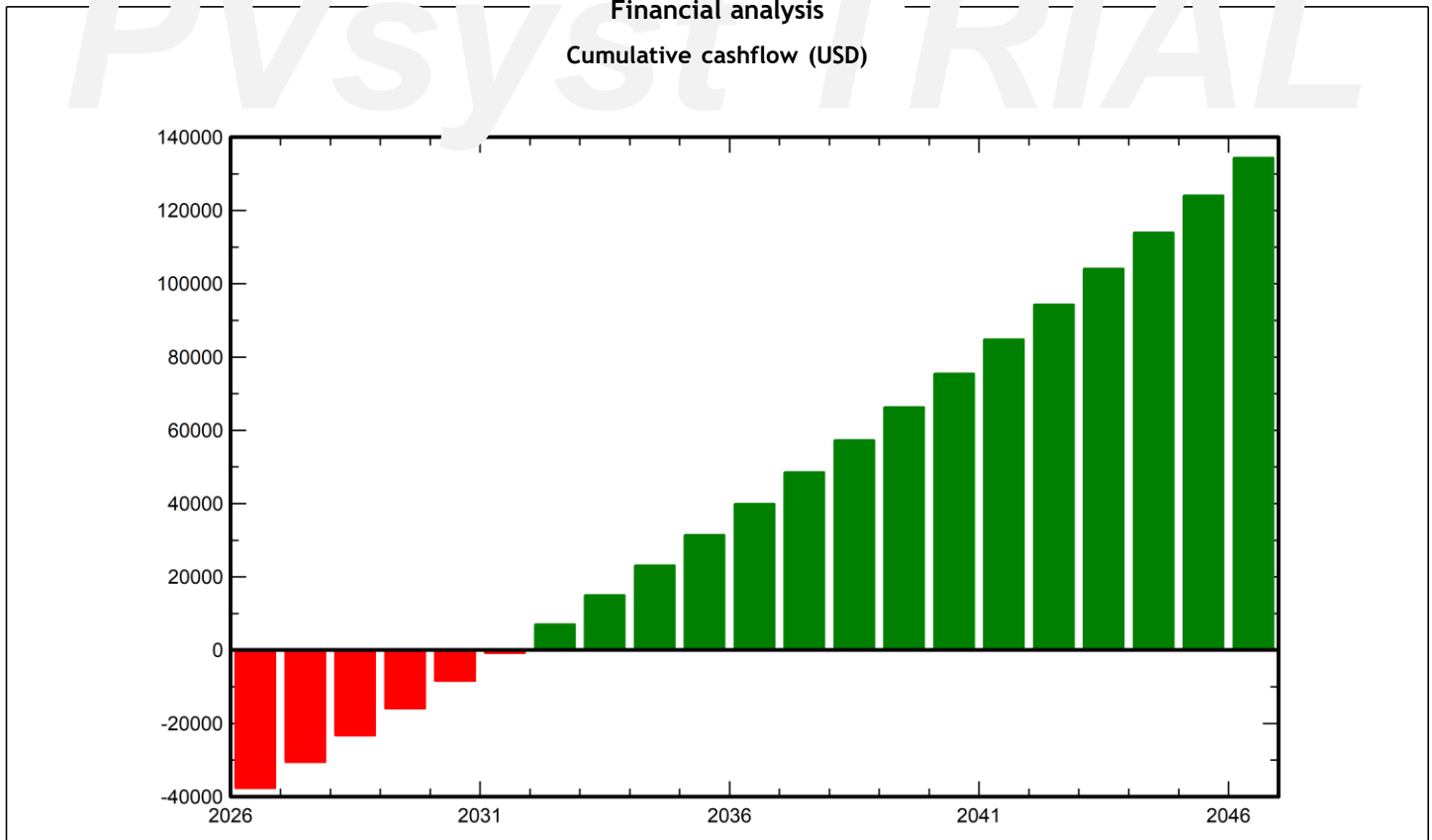
Yearly net profit (USD)





PVsyst V8.0.19

VC1, Simulation date:
20/01/26 07:41
with V8.0.19





PVsyst V8.0.19

VC1, Simulation date:
20/01/26 07:41
with V8.0.19

CO₂ Emission Balance

Total: 538.9 tCO₂

Generated emissions

Total: 40.80 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 668.1 tCO₂

System production: 69.81 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 319 gCO₂/kWh

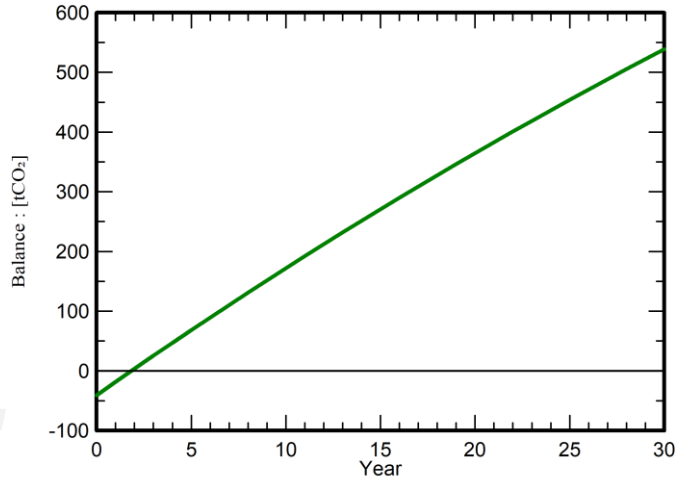
Source: IEA List

Country: Ecuador

Lifetime: 30 years

Annual deardadation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details			
Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	23.2 kWp	39735
Supports	2.13 kgCO ₂ /kg	400 kg	851
Inverters	211 kgCO ₂ /units	1.00 units	211

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Empresa 2

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 52.2 kWp

Caracol - Ecuador



Project: Empresa 2

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.19

VC2, Simulation date:
20/01/26 07:58
with V8.0.19

Project summary

Geographical Site

Caracol
Ecuador

Situation

Latitude -2.08 °(S)
Longitude -79.94 °(W)
Altitude 15 m
Time zone UTC-5

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Caracol
Meteonorm 8.2 (2016-2021), Sat=100% - Sintético

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 15 / 0 °

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 90 units
Pnom total 52.2 kWp

Inverters

Nb. of units 0.8 unit
Total power 41.6 kWac
Pnom ratio 1.26

Results summary

Produced Energy 70386 kWh/year Specific production 1348 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 87.11 %

Table of content

Project and results summary	2
General parameters: PV array Characteristics System location	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Cost of the system	7
Financial analysis	8
CO ₂ Emission Balance	11



PVsyst V8.0.19

VC2, Simulation date:
20/01/26 07:58
with V8.0.19

General parameters

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings		
Orientation #1	Models used	Horizon	
Fixed plane	Transposition	Perez	Free Horizon
Tilt/Azimuth	Diffuse	Perez, Meteonorm	
15 / 0 °	Circumsolar	separate	
Near Shadings	User's needs		
no Shadings	Unlimited load (grid)		

PV Array Characteristics

PV module	Inverter		
Manufacturer	Manufacturer	Generic	Generic
Model	Model	LR5-72HTH-580M	SUN2000-50KTL-JPM1-440Vac
(Original PVsyst database)	(Original PVsyst database)		
Unit Nom. Power	Unit Nom. Power	580 Wp	49.9 kWac
Number of PV modules	Number of inverters	90 units	5 * MPPT 17% 0.8 unit
Nominal (STC)	Total power	52.2 kWp	41.6 kWac
Modules	Operating voltage	5 string x 18 In series	200-1000 V
At operating cond. (50 °C)	Max. power (=>55°C)		55.5 kWac
Pmpp	Pnom ratio (DC:AC)	48.6 kWp	1.26
Nominal (STC)	Total power	52 kWp	41.6 kWac
Vmp	No. of inverters between MPPTs	798 V	1 unit
Voc	No. of modules	292 V	2 units
Module area	Pnom ratio	292 m²	3
Cell area	Total PV power	215 m²	Total inverter power

Arr losses

Array Soiling Losses	Thermal Loss factor	DC wiring losses
Loss Fraction	Module temperature according to irradiance	Global array res.
3.0 %	Uc (const)	173 mΩ
	Uv (wind)	Loss Fraction
	29.0 W/m²K	1.50 % at STC
	0.0 W/m²K/m/s	
Irradiance effect (IAM): User defined profile		
Module Quality Loss	Module mismatch losses	
Loss Fraction	Loss Fraction	
-0.75 %	2.00 % at MPP	
IAM loss factor		

AC wiring losses

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000



PVsyst V8.0.19

VC2, Simulation date:

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage	440 Vac tri
Loss Fraction	0.00 % at STC
Inverter: SUN2000-50KTL-JPM1-440Vac	
Wire section (1 Inv.)	Copper 1 x 3 x 25 mm ²
Wires length	0 m



PVsyst V8.0.19

VC2, Simulation date:
20/01/26 07:58
with V8.0.19

Main results

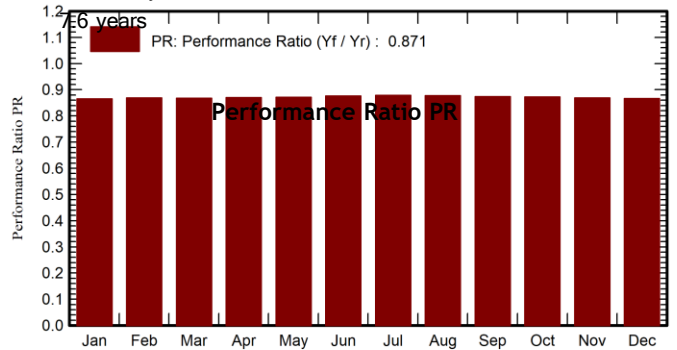
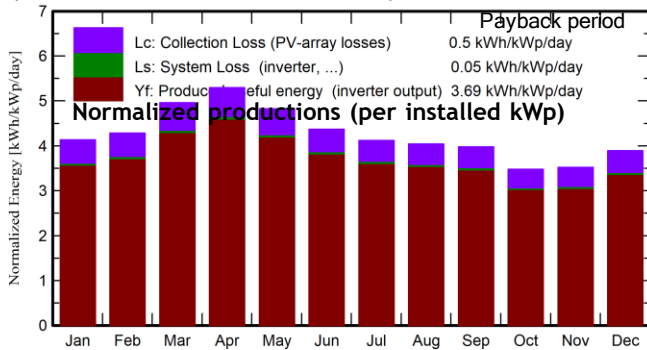
System Production

Produced Energy 70386 kWh/year Specific production 1348 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 87.11 %

Economic evaluation

Investment Yearly cost LCOE

Global 37.633.33 USD Annuities 0.00 USD/yr Energy cost 0.06 USD/kWh
Specific 0.72 USD/Wp Run. costs 728.92 USD/yr



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	141.7	82.79	26.60	128.2	120.9	5865	5791	0.866
February	128.1	76.57	26.46	120.0	113.7	5509	5440	0.868
March	156.7	89.86	27.02	153.7	146.0	7049	6961	0.868
April	154.5	83.29	26.68	158.8	151.3	7297	7206	0.869
May	140.3	74.49	26.43	149.6	142.6	6887	6800	0.871
June	121.6	70.94	24.79	131.1	124.8	6075	5999	0.877
July	120.5	77.18	24.44	127.7	121.5	5927	5853	0.878
August	121.4	77.65	24.13	125.3	119.2	5815	5742	0.877
September	120.1	74.62	24.14	119.3	113.4	5510	5439	0.873
October	113.0	76.87	24.50	107.9	102.0	4977	4912	0.872
November	114.5	73.51	24.68	105.6	99.7	4856	4792	0.869
December	133.3	87.82	26.55	120.6	113.6	5523	5453	0.867
Year	1565.7	945.59	25.53	1547.9	1468.6	71290	70386	0.871

Legend

GlobHor Global horizontal irradiation
DiffHor Horizontal diffuse irradiation
T_Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident irradiation
EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
PR Performance Ratio



Project: Empresa 2

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.19

Global
Simulation date:
incident in
coll. plane

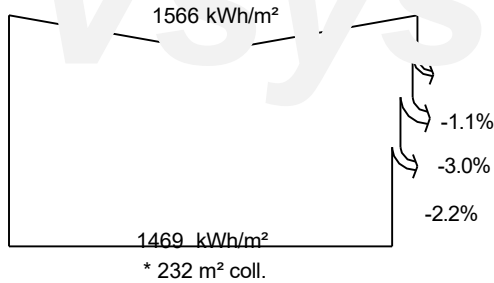
Effective
Global,
corr. for
IAM and
shadings



PVsyst V8.0.19

VC2, Simulation date:
20/01/26 07:58
with V8.0.19

Loss diagram



Global horizontal irradiation

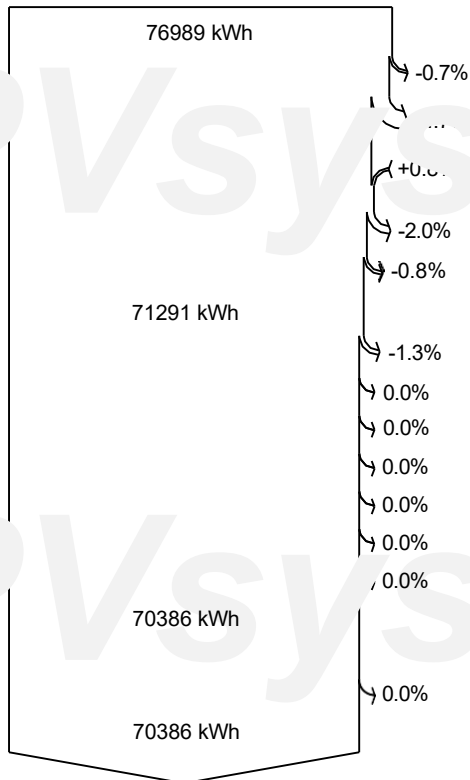
Global incident in coll. plane

Soiling loss factor

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

efficiency at STC = 22.55%



PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

Module temperature correction level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Module array mismatch loss

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

AC ohmic loss

Energy injected into grid

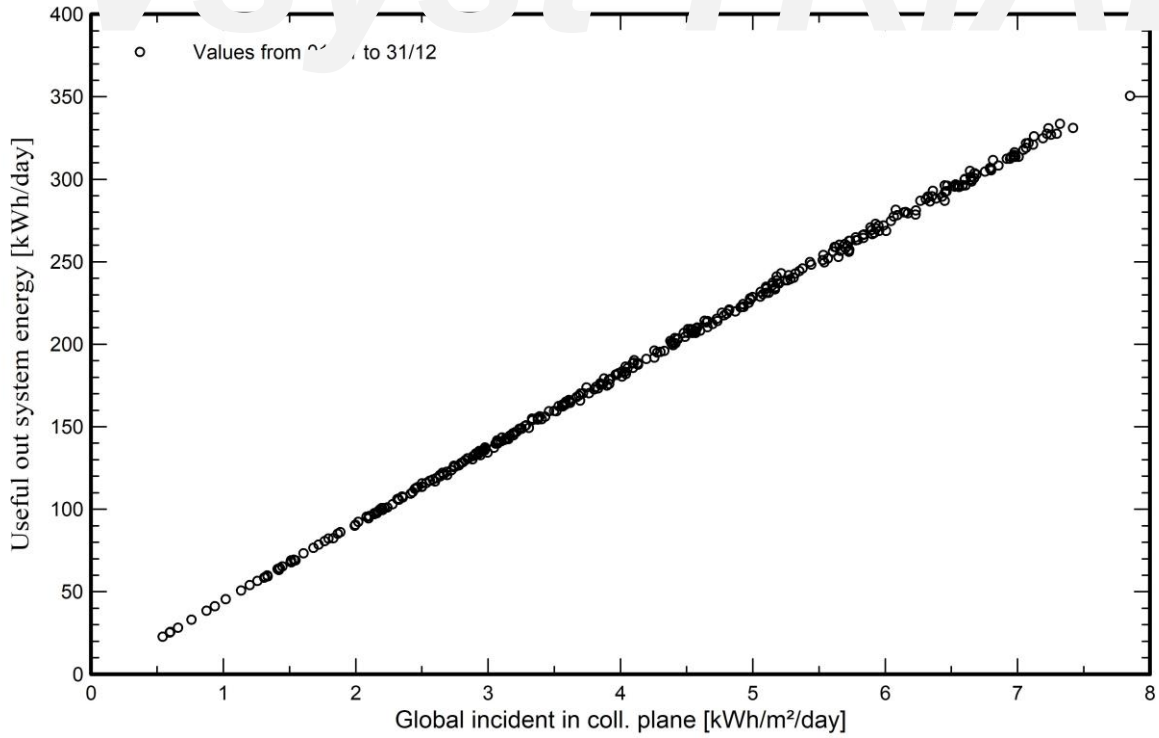


PVsyst V8.0.19

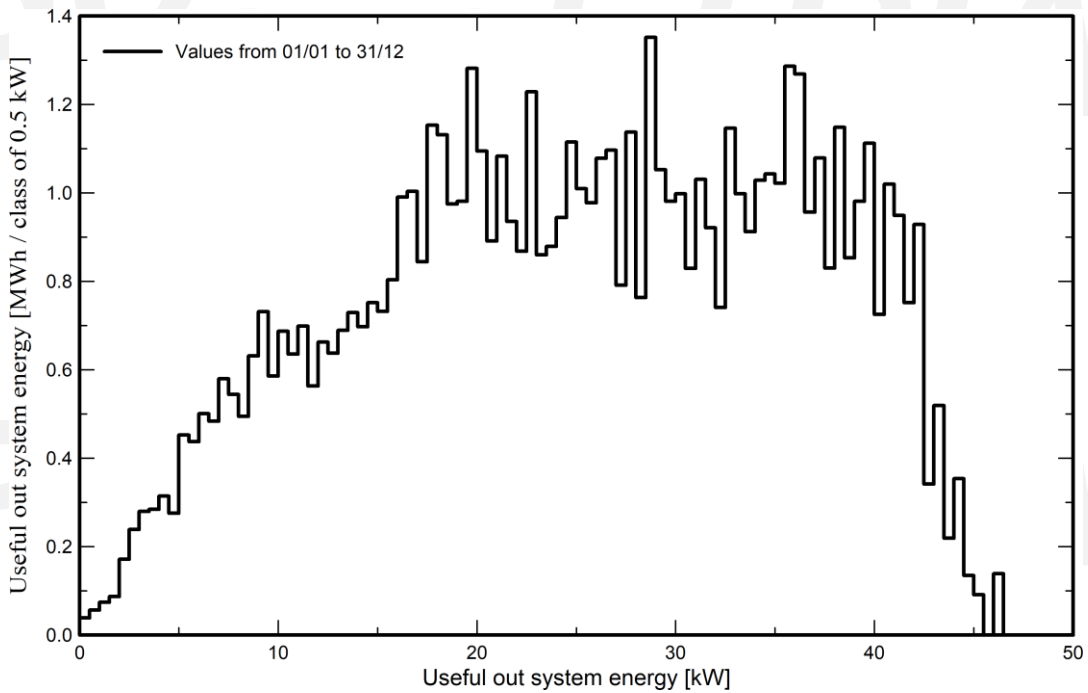
VC2, Simulation date:
20/01/26 07:58
with V8.0.19

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





PVsyst V8.0.19

VC2, Simulation date:
20/01/26 07:58
with V8.0.19

Cost of system			
Installation costs			
Item	Quantity units	Cost USD	Total USD
PV modules			
LR5-72HTH-580M	90	190.00	17.100.00
Supports for modules	90	60.00	5.400.00
Inverters			
SUN2000-50KTL-JPM1-440Vac	1	6.500.00	5.416.67
Other components			
Wiring		800.00	800.00
Combiner box	1	2.000.00	2.000.00
Studies and analysis			
Engineering	1	2.000.00	2.000.00
Installation			
Global installation cost per module	90	50.00	4.500.00
Global installation cost per inverter	1	500.00	416.67
		Total	37.633.33
		Depreciable asset	27.916.67

Operating costs

Item	Total USD/year
Maintenance	
Salaries	600.00
Total (OPEX)	600.00
Including inflation (2.00%)	728.92

System summary

Total installation cost	37.633.33 USD
Operating costs (incl. inflation 2.00%/year)	728.92 USD/year
Produced Energy	70.4 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.0644 USD/kWh



PVsyst V8.0.19

VC2, Simulation date:
20/01/26 07:58
with V8.0.19

Financial analysis

Simulation period

Project lifetime 20 years Start year 2027

Income variation over time

Inflation 2.00 %/year
Module Degradation 0.00 %/year
Discount rate 8.00 %/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				
LR5-72HTH-580M	Straight-line	20	0.00	17.100.00
Supports for modules	Straight-line	20	0.00	5.400.00
Inverters				
SUN2000-50KTL-JPM1-440Vac	Straight-line	20	0.00	5.416.67
		Total	0.00	27.916.67

Financing

Own funds 37.700.00 USD

Electricity sale

Feed-in tariff 0.10000 USD/kWh
Duration of tariff warranty 20 years
Annual connection tax 0.00 USD/year
Annual tariff variation +2.0 %/year
Feed-in tariff decrease after warranty 0.00 %

Return on investment

Payback period 7.6 years
Net present value (NPV) 35.407.85 USD
Internal rate of return (IRR) 18.19 %
Return on investment (ROI) 94.1 %



Project: Empresa 2

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.19

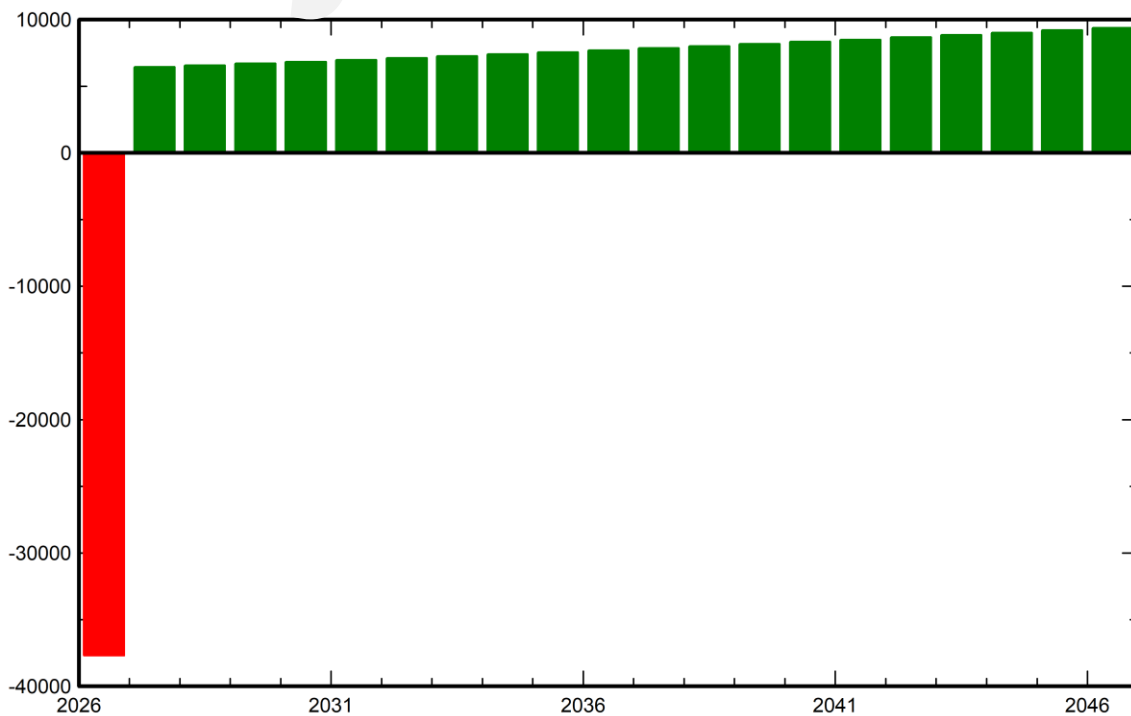
VC2, Simulation date:
20/01/26 07:58
with V8.0.19

Financial analysis

Detailed economic results (USD)

Year	Electricity sale	Own funds	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Cumul. profit	% amorti.
0	0	37.700	0	0	0	0	0	-37.700	0.0%
1	7.039	0	600	1.396	5.044	0	6.439	-31.738	15.8%
2	7.180	0	612	1.396	5.172	0	6.568	-26.106	30.8%
3	7.324	0	624	1.396	5.304	0	6.700	-20.788	44.9%
4	7.470	0	637	1.396	5.438	0	6.834	-15.765	58.3%
5	7.620	0	649	1.396	5.574	0	6.970	-11.021	70.9%
6	7.772	0	662	1.396	5.714	0	7.110	-6.541	82.8%
7	7.928	0	676	1.396	5.856	0	7.252	-2.310	94.0%
8	8.086	0	689	1.396	6.001	0	7.397	1.686	104.7%
9	8.248	0	703	1.396	6.149	0	7.545	5.461	114.7%
10	8.413	0	717	1.396	6.300	0	7.696	9.025	124.2%
11	8.581	0	731	1.396	6.454	0	7.850	12.392	133.1%
12	8.753	0	746	1.396	6.611	0	8.007	15.571	141.6%
13	8.928	0	761	1.396	6.771	0	8.167	18.574	149.5%
14	9.106	0	776	1.396	6.934	0	8.330	21.410	157.1%
15	9.288	0	792	1.396	7.101	0	8.497	24.089	164.2%
16	9.474	0	808	1.396	7.271	0	8.667	26.619	170.9%
17	9.664	0	824	1.396	7.444	0	8.840	29.008	177.3%
18	9.857	0	840	1.396	7.621	0	9.017	31.264	183.3%
19	10.054	0	857	1.396	7.801	0	9.197	33.395	188.9%
20	10.255	0	874	1.396	7.985	0	9.381	35.408	194.3%
Total	171.039	37.700	14.578	27.917	128.544	0	156.460	35.408	194.3%

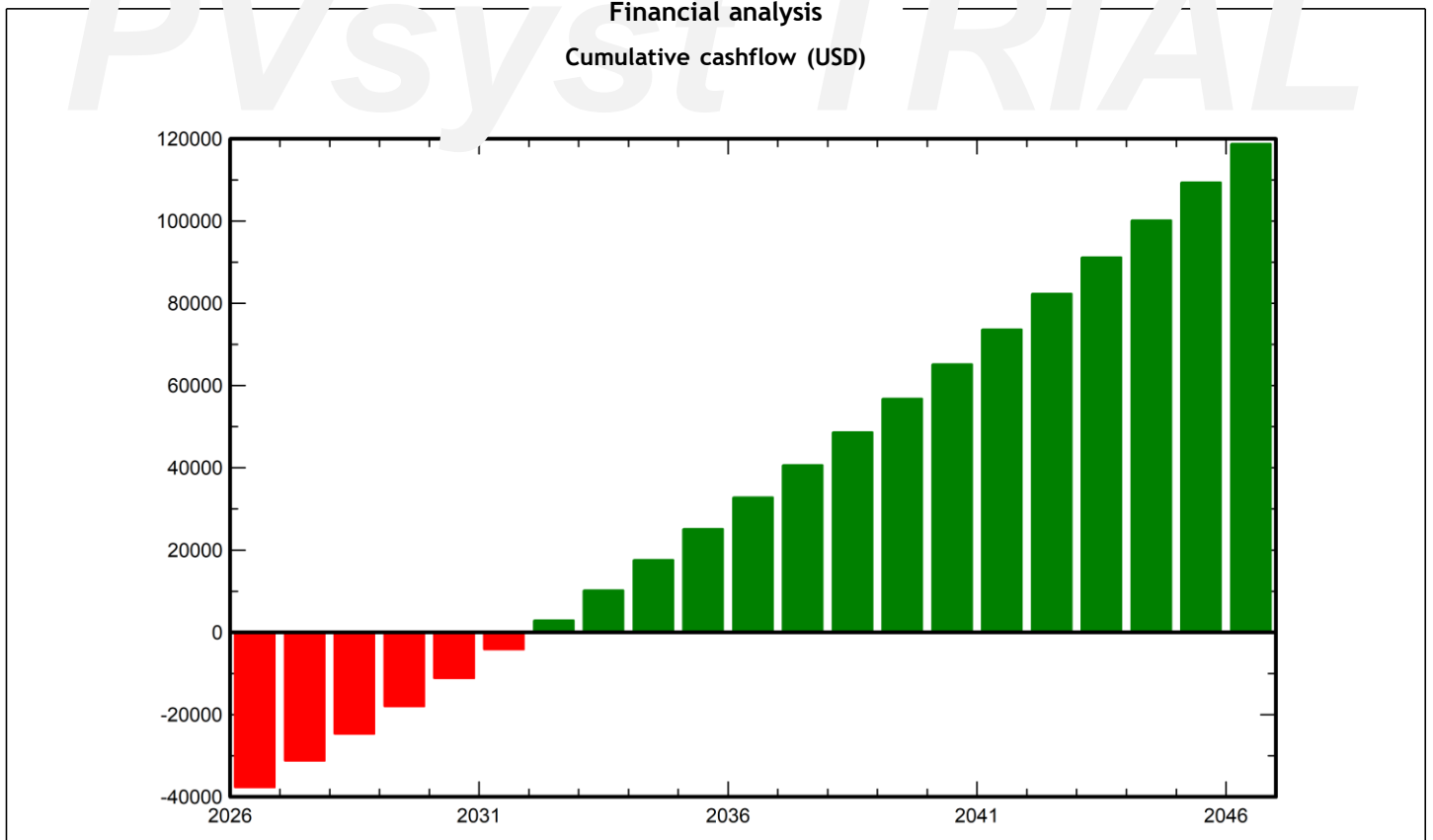
Yearly net profit (USD)





PVsyst V8.0.19

VC2, Simulation date:
20/01/26 07:58
with V8.0.19





PVsyst V8.0.19

VC2, Simulation date:
20/01/26 07:58
with V8.0.19

CO₂ Emission Balance

Total: 492.9 tCO₂

Generated emissions

Total: 91.53 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 673.6 tCO₂

System production: 70.39 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 319 gCO₂/kWh

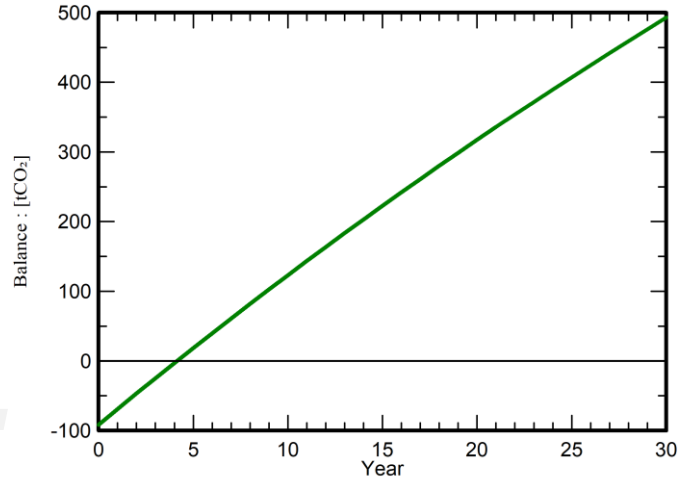
Source: IEA List

Country: Ecuador

Lifetime: 30 years

Annual deardadation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details			
Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	52.2 kWp	89404
Supports	2.13 kgCO ₂ /kg	900 kg	1915
Inverters	211 kgCO ₂ /	1.00	211

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Empresa 3

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 52.2 kWp

Závod - Slovakia



Project: Empresa 3

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.19

VCO, Simulation date:
20/01/26 08:48
with V8.0.19

Project summary

Geographical Site

Závod
Eslovaquia

Situation

Latitude 48.55 °(N)
Longitude 17.03 °(E)
Altitude 160 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Závod
Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=100% - Sintético

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation

Fixed plane
Tilt/Azimuth 15 / 0 °

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 90 units
Pnom total 52.2 kWp

Inverters

Nb. of units 0.8 unit
Total power 41.6 kWac
Pnom ratio 1.26

Results summary

Produced Energy 60902 kWh/year Specific production 1167 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 89.36 %

Table of content

Project and results summary	2
General parameters: PV array Characteristics System location	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Cost of the system	7
Financial analysis	8
CO ₂ Emission Balance	11



PVsyst V8.0.19

VCO, Simulation date:
20/01/26 08:48
with V8.0.19

General parameters

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings		
Orientation #1	Models used	Horizon	
Fixed plane	Transposition	Perez	Free Horizon
Tilt/Azimuth	Diffuse	Perez, Meteonorm	
	Circumsolar	separate	
Near Shadings	User's needs		
no Shadings	Unlimited load (grid)		

PV Array Characteristics

PV module	Inverter		
Manufacturer	Manufacturer	Generic	Generic
Model	Model	LR5-72HTH-580M	SUN2000-50KTL-JPM1-440Vac
(Original PVsyst database)	(Original PVsyst database)		
Unit Nom. Power	Unit Nom. Power	580 Wp	49.9 kWac
Number of PV modules	Number of inverters	90 units	5 * MPPT 17% 0.8 unit
Nominal (STC)	Total power	52.2 kWp	41.6 kWac
Modules	Operating voltage	5 string x 18 In series	200-1000 V
At operating cond. (50 °C)	Max. power (=>55°C)		55.5 kWac
Pmpp	Pnom ratio (DC:AC)	48.6 kWp	1.26
Nominal (STC)	Total power	52 kWp	41.6 kWac
Vmp	No. of inverters between MPPTs	798 V	1 unit
Vpp	No. of inverters	798 V	2 units
Module area	Pnom ratio	292 m²	3
Cell area	Total PV power	215 m²	Total inverter power

Array losses

Array Soiling Losses	Thermal Loss factor	DC wiring losses
Loss Fraction	Module temperature according to irradiance	Global array res.
3.0 %	Uc (const)	173 mΩ
	Uv (wind)	Loss Fraction
	29.0 W/m²K	1.50 % at STC
	0.0 W/m²K/m/s	
Irradiance effect (IAM): User defined profile		
Module Quality Loss	Module mismatch losses	
Loss Fraction	Loss Fraction	
-0.75 %	2.00 % at MPP	
IAM loss factor		

AC wiring losses

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000



PVsyst V8.0.19

VC0, Simulation date:

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage	440 Vac tri
Loss Fraction	0.00 % at STC
Inverter: SUN2000-50KTL-JPM1-440Vac	
Wire section (1 Inv.)	Copper 1 x 3 x 25 mm ²
Wires length	0 m



PVsyst V8.0.19

VCO, Simulation date:
20/01/26 08:48
with V8.0.19

Main results

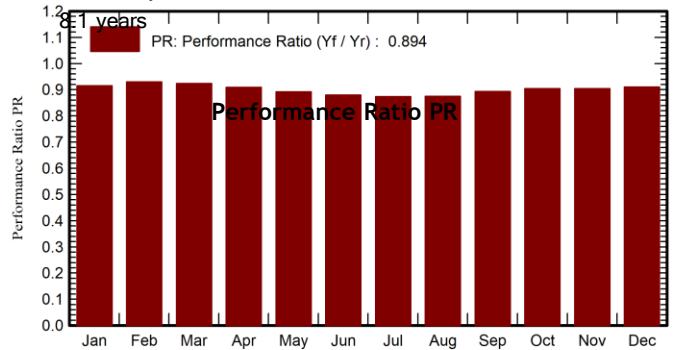
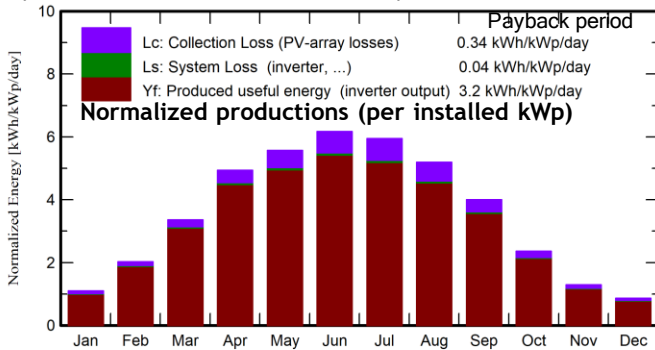
System Production

Produced Energy 60902 kWh/year Specific production 1167 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 89.36 %

Economic evaluation

Investment Yearly cost LCOE

Global 37.633.33 USD Annuities 0.00 USD/yr Energy cost 0.07 USD/kWh
Specific 0.72 USD/Wp Run. costs 728.92 USD/yr



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	25.3	15.98	-0.81	34.0	31.6	1655	1624	0.915
February	45.6	27.85	0.99	56.9	53.4	2804	2762	0.930
March	89.3	45.24	5.70	104.2	98.6	5095	5026	0.924
April	134.6	65.23	11.24	148.3	140.6	7124	7033	0.909
May	166.4	82.24	15.99	172.5	163.4	8132	8029	0.891
June	181.2	82.22	19.82	185.1	175.5	8611	8500	0.880
July	179.3	85.27	22.10	184.4	174.7	8513	8405	0.873
August	149.4	61.84	21.63	161.0	152.7	7445	7349	0.875
September	103.2	44.69	15.72	120.1	113.5	5674	5600	0.893
October	60.2	34.59	10.44	73.4	69.0	3512	3461	0.904
November	29.8	19.16	5.59	38.8	36.1	1863	1831	0.904
December	19.9	13.06	0.59	27.0	25.1	1306	1280	0.910
Year	1184.1	577.38	10.80	1305.6	1234.3	61734	60902	0.894

Legend

GlobHor Global horizontal irradiation EArray Effective energy at the output of the array
DiffHor Horizontal diffuse irradiation E_Grid Energy injected into grid
T_Amb Ambient Temperature PR Performance Ratio
GlobInc Global incident irradiation GlobEff Effective energy at the input of the array



Project: Empresa 3

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.19

Global
Simulation date:
incident in
coll. plane

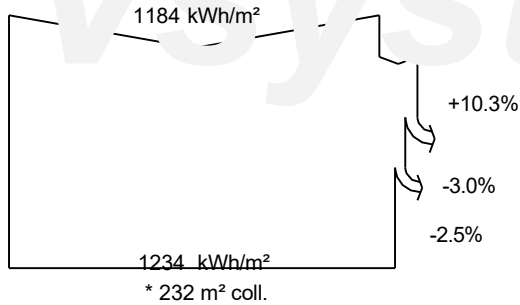
Effective
Global,
corr. for
IAM and
shadings



PVsyst V8.0.19

VCO, Simulation date:
20/01/26 08:48
with V8.0.19

Loss diagram



Global horizontal irradiation

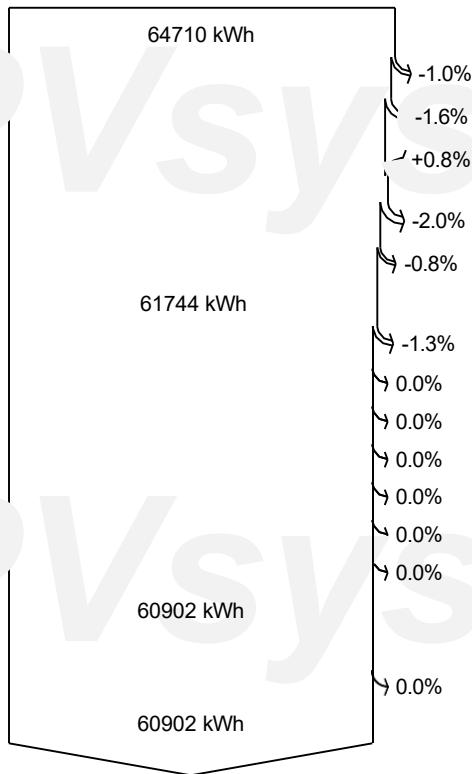
Global incident in coll. plane

Soiling loss factor

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

efficiency at STC = 22.55%



PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Module array mismatch loss

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

AC ohmic loss

Energy injected into grid

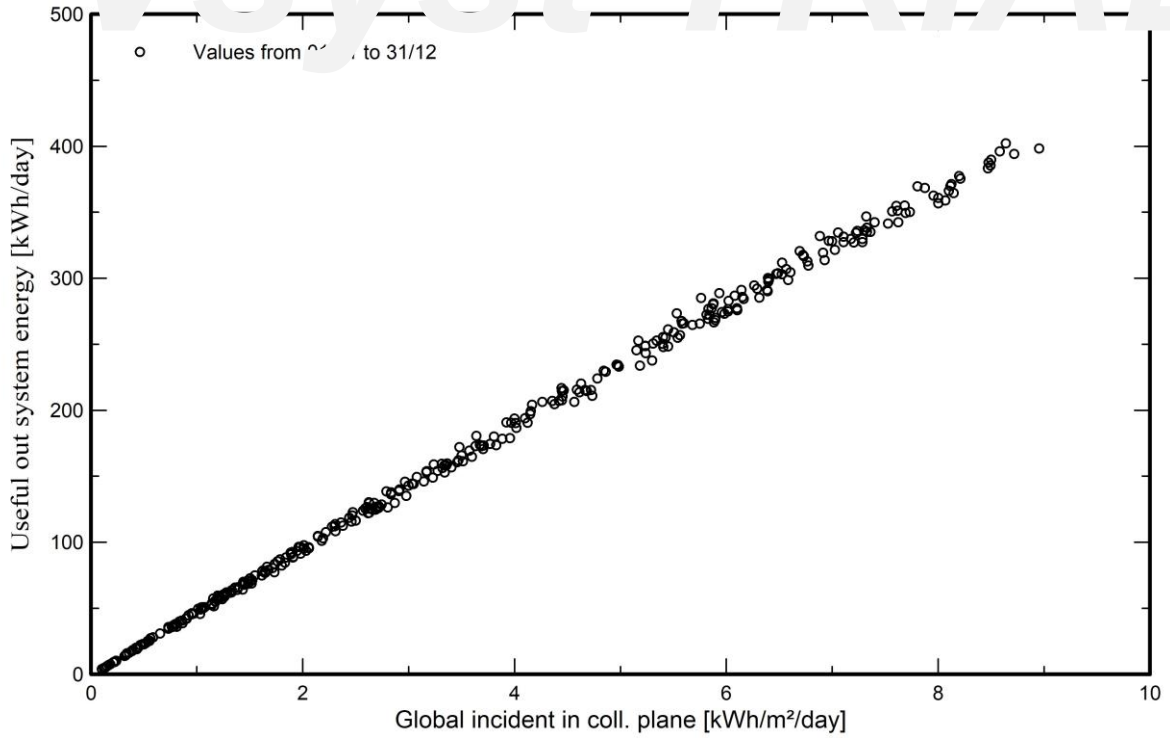


PVsyst V8.0.19

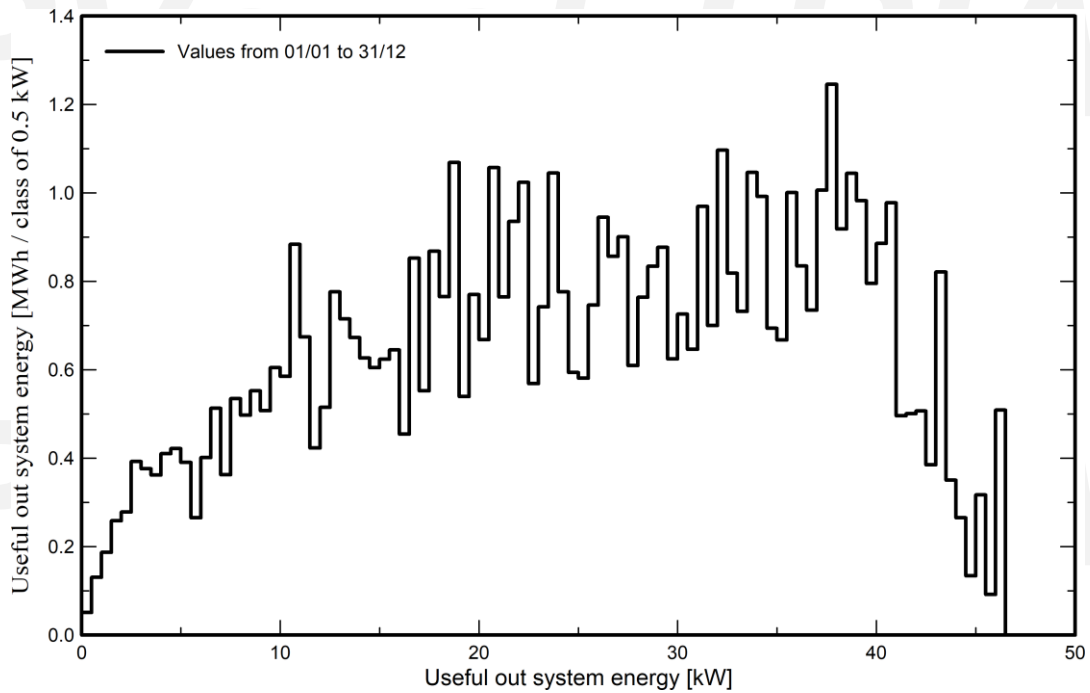
VCO, Simulation date:
20/01/26 08:48
with V8.0.19

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





PVsyst V8.0.19

VCO, Simulation date:
20/01/26 08:48
with V8.0.19

Cost of system

Installation costs			
Item	Quantity units	Cost USD	Total USD
PV modules			
LR5-72HTH-580M	90	190.00	17.100.00
Supports for modules	90	60.00	5.400.00
Inverters			
SUN2000-50KTL-JPM1-440Vac	1	6.500.00	5.416.67
Other components			
Wiring		800.00	800.00
Combiner box	1	2.000.00	2.000.00
Studies and analysis			
Engineering	1	2.000.00	2.000.00
Installation			
Global installation cost per module	90	50.00	4.500.00
Global installation cost per inverter	1	500.00	416.67
		Total	37.633.33
		Depreciable asset	27.916.67

Operating costs

Item	Total USD/year
Maintenance	
Salaries	600.00
Total (OPEX)	600.00
Including inflation (2.00%)	728.92

System summary

Total installation cost	37.633.33 USD
Operating costs (incl. inflation 2.00%/year)	728.92 USD/year
Produced Energy	60.9 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.0744 USD/kWh



PVsyst V8.0.19

VCO, Simulation date:
20/01/26 08:48
with V8.0.19

Financial analysis

Simulation period

Project lifetime 20 years Start year 2027

Income variation over time

Inflation 2.00 %/year
Module Degradation 0.00 %/year
Discount rate 8.00 %/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				
LR5-72HTH-580M	Straight-line	20	0.00	17.100.00
Supports for modules	Straight-line	20	0.00	5.400.00
Inverters				
SUN2000-50KTL-JPM1-440Vac	Straight-line	20	0.00	5.416.67
		Total	0.00	27.916.67

Financing

Own funds 37.700.00 USD

Electricity sale

Feed-in tariff 0.11000 USD/kWh
Duration of tariff warranty 20 years
Annual connection tax 0.00 USD/year
Annual tariff variation +2.0 %/year
Feed-in tariff decrease after warranty 0.00 %

Return on investment

Payback period 8.1 years
Net present value (NPV) 31.555.76 USD
Internal rate of return (IRR) 17.17 %
Return on investment (ROI) 83.9 %



Project: Empresa 3

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.19

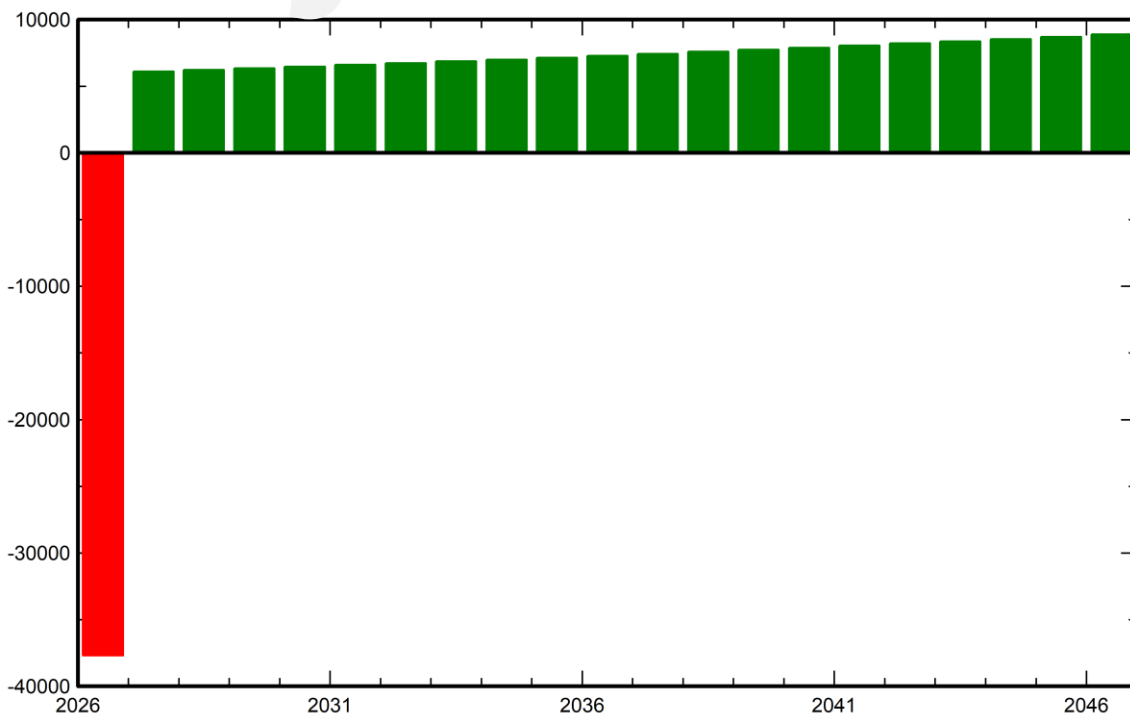
VCO, Simulation date:
20/01/26 08:48
with V8.0.19

Financial analysis

Detailed economic results (USD)

Year	Electricity sale	Own funds	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Cumul. profit	% amorti.
0	0	37.700	0	0	0	0	0	-37.700	0.0%
1	6.700	0	600	1.396	4.704	0	6.100	-32.052	15.0%
2	6.834	0	612	1.396	4.826	0	6.222	-26.717	29.2%
3	6.971	0	624	1.396	4.951	0	6.347	-21.679	42.6%
4	7.110	0	637	1.396	5.078	0	6.473	-16.921	55.2%
5	7.252	0	649	1.396	5.207	0	6.603	-12.427	67.2%
6	7.397	0	662	1.396	5.339	0	6.735	-8.183	78.4%
7	7.545	0	676	1.396	5.474	0	6.870	-4.175	89.1%
8	7.696	0	689	1.396	5.611	0	7.007	-389	99.1%
9	7.850	0	703	1.396	5.751	0	7.147	3.187	108.6%
10	8.007	0	717	1.396	5.894	0	7.290	6.563	117.6%
11	8.167	0	731	1.396	6.040	0	7.436	9.753	126.1%
12	8.331	0	746	1.396	6.189	0	7.585	12.765	134.1%
13	8.497	0	761	1.396	6.341	0	7.736	15.609	141.7%
14	8.667	0	776	1.396	6.495	0	7.891	18.296	148.8%
15	8.841	0	792	1.396	6.653	0	8.049	20.833	155.5%
16	9.017	0	808	1.396	6.814	0	8.210	23.230	161.9%
17	9.198	0	824	1.396	6.978	0	8.374	25.493	167.9%
18	9.382	0	840	1.396	7.146	0	8.542	27.630	173.6%
19	9.569	0	857	1.396	7.317	0	8.712	29.649	179.0%
20	9.761	0	874	1.396	7.491	0	8.887	31.556	184.0%
Total	162.795	37.700	14.578	27.917	120.300	0	148.216	31.556	184.0%

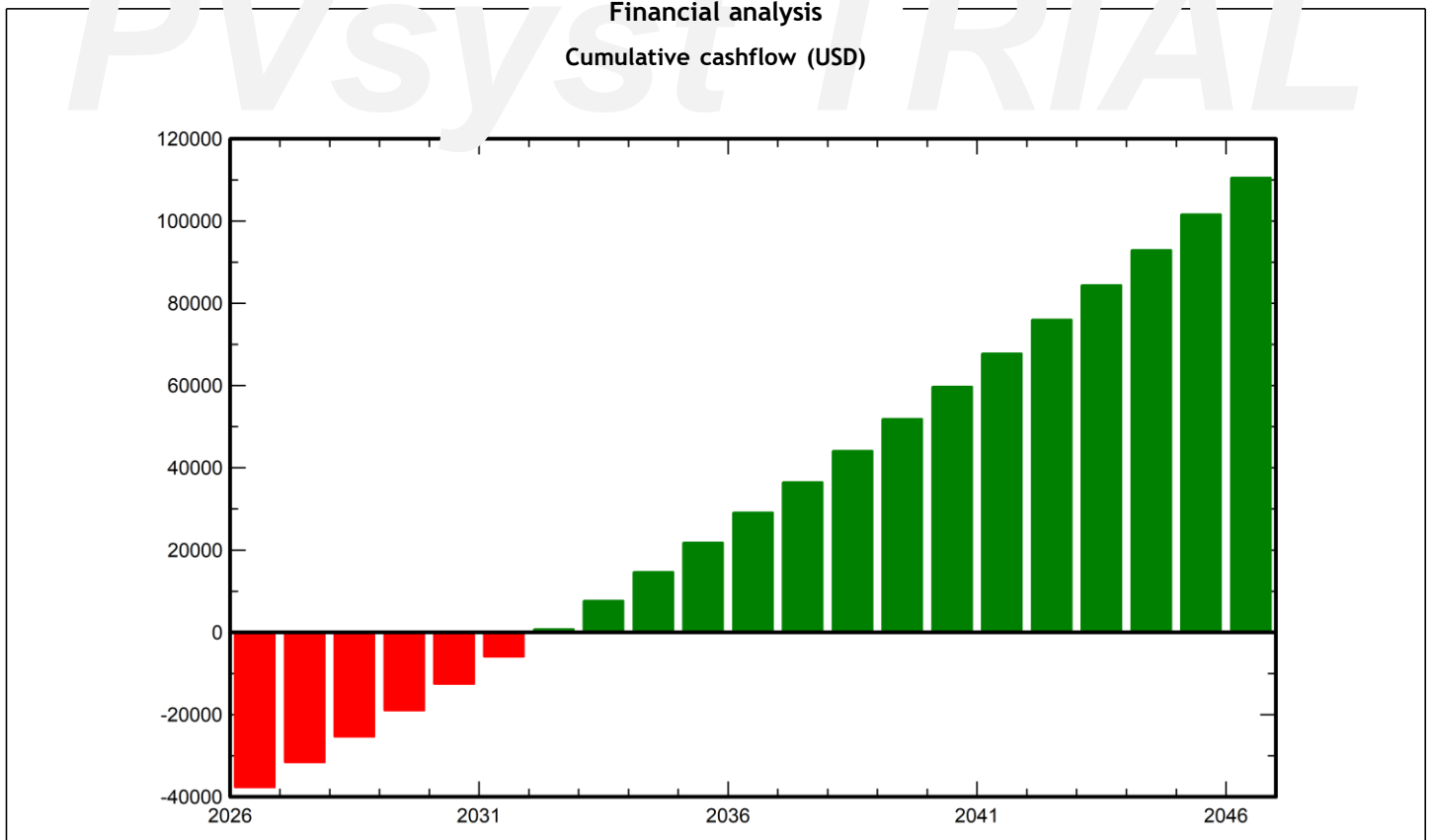
Yearly net profit (USD)





PVsyst V8.0.19

VCO, Simulation date:
20/01/26 08:48
with V8.0.19





PVsyst V8.0.19

VCO, Simulation date:
20/01/26 08:48
with V8.0.19

CO₂ Emission Balance

Total: -89.4 tCO₂

Generated emissions

Total: 89.41 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 0.0 tCO₂

System production: 60.90 MWh/yr

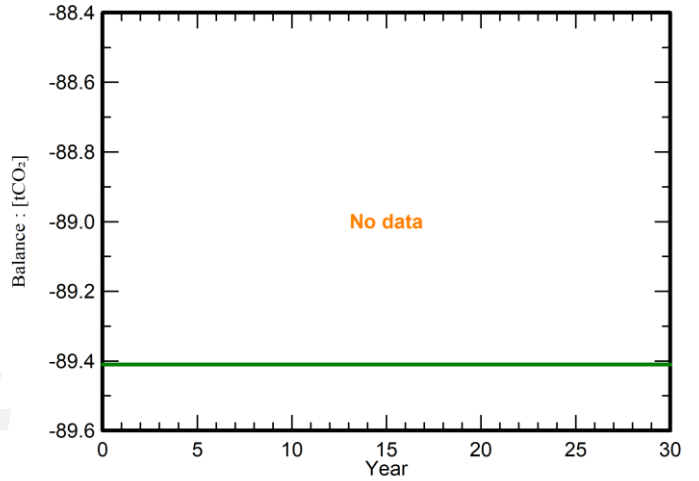
Grid Lifecycle Emissions: 0 gCO₂/kWh

Source: Custom value supplied by user

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details			
Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	52.2 kWp	89404
Supports	0.01 kgCO ₂ /kg	900 kg	6.00
Inverters	0.66 kgCO ₂ /	1.00	0.66