



1859



Universidad
Nacional
de Loja

Universidad Nacional de Loja

Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales no Renovables

Maestría en Telecomunicaciones

Energía Solar en Ecuador: Desafíos y Oportunidades en Edificaciones Comerciales y Públicas

Trabajo de Titulación previo a la
obtención del título de Magíster en
Telecomunicaciones

AUTOR:

Ing. Max Erick Cevallos Villamarín

DIRECTOR:

Ing. Ángel José Ordóñez Mendieta, PhD.

Loja - Ecuador

2024



unl

Universidad
Nacional
de Loja

POSGRADO

Maestría en
Telecomunicaciones

Certificación

Loja, 24 de julio de 2024

Ing. Ángel José Ordóñez Mendieta, PhD.

DIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN

CERTIFICO:

Que he revisado y orientado todo proceso de la elaboración del Trabajo de Titulación denominado: Energía Solar en Ecuador: Desafíos y Oportunidades en Edificaciones Comerciales y Públicas, previo a la obtención del título de Magíster en Telecomunicaciones, de la autoría del estudiante Max Erick Cevallos Villamarín, con cédula de identidad N° 1105874182, una vez que el trabajo cumple con todos los requisitos exigidos por la Universidad Nacional de Loja para el efecto, autorizo la presentación para la respectiva sustentación y defensa.



Firmado electrónicamente por:
ANGEL JOSE ORDONEZ
MENDIETA

Ing. Ángel José Ordóñez Mendieta, PhD.

DIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN



unl

Universidad
Nacional
de Loja

POSGRADO

Maestría en
Telecomunicaciones

Autoría

Yo, **Max Erick Cevallos Villamarín**, declaro ser autor del presente Trabajo de Titulación y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos de posibles reclamos y acciones legales, por el contenido de este. Adicionalmente acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja la publicación del Trabajo de Titulación en el Repositorio Digital Institucional – Biblioteca Virtual.

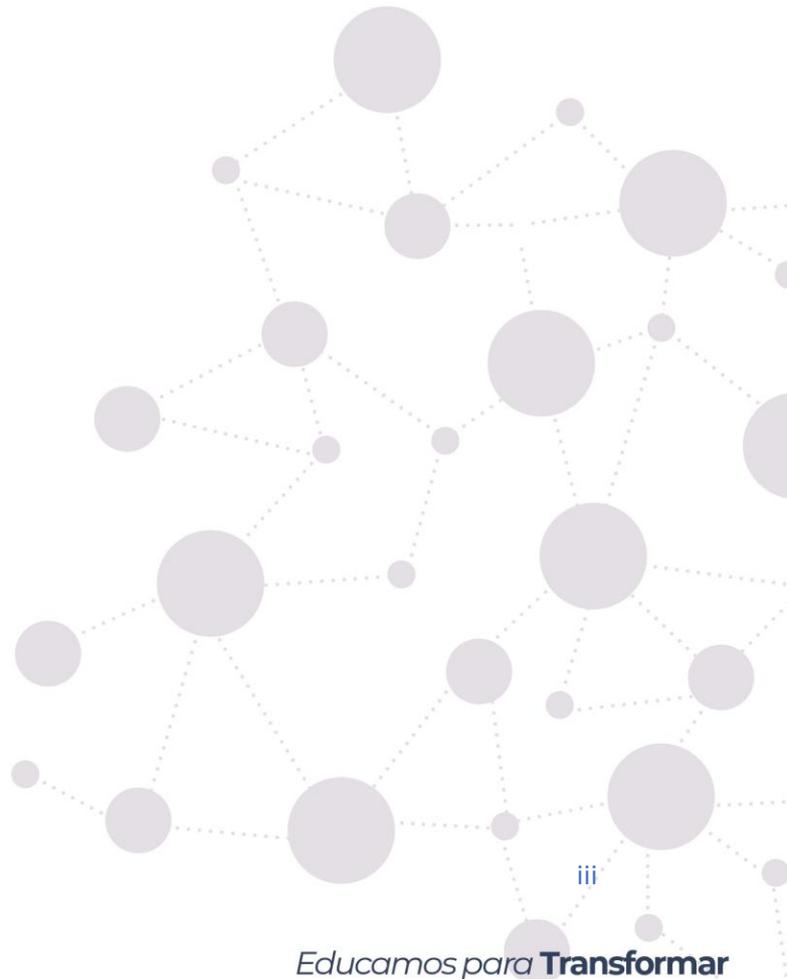
Firma:

Cédula de Identidad: 1105874182

Fecha: 24/07/2024

Correo electrónico: max.cevallos@unl.edu.ec

Teléfono: 0962545434





Carta de autorización por parte de la autora, para consulta, reproducción parcial o total y/o publicación electrónica del texto completo, del Trabajo de Titulación.

Yo, **Max Erick Cevallos Villamarín**, declaro ser autor del Trabajo de Titulación denominado: **Energía Solar en Ecuador: Desafíos y Oportunidades en Edificaciones Comerciales y Públicas**, como requisito para optar el título de **Magíster Telecomunicaciones**, autorizo al sistema Bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja para que con fines académicos, muestre la producción intelectual de la Universidad, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera en el Repositorio Institucional.

Los usuarios pueden consultar el contenido de este trabajo en el Repositorio Institucional, en las redes de información del país y del exterior con las cuales tenga convenio la Universidad.

La Universidad Nacional de Loja, no se responsabiliza por el plagio o copia del Trabajo de Titulación que realice un tercero.

Para constancia de esta autorización, en la ciudad de Loja, a los veinticuatro días del mes de julio de dos mil veinticuatro.

Firma:

Autor: Max Erick Cevallos Villamarín

Cédula de identidad: 1105874182

Dirección: Loja

Correo Electrónico: max.cevallos@unl.edu.ec

Teléfono: 0962545434

DATOS COMPLEMENTARIOS:

Director del Trabajo de Titulación: Ing. Ángel José Ordóñez Mendieta, PhD.



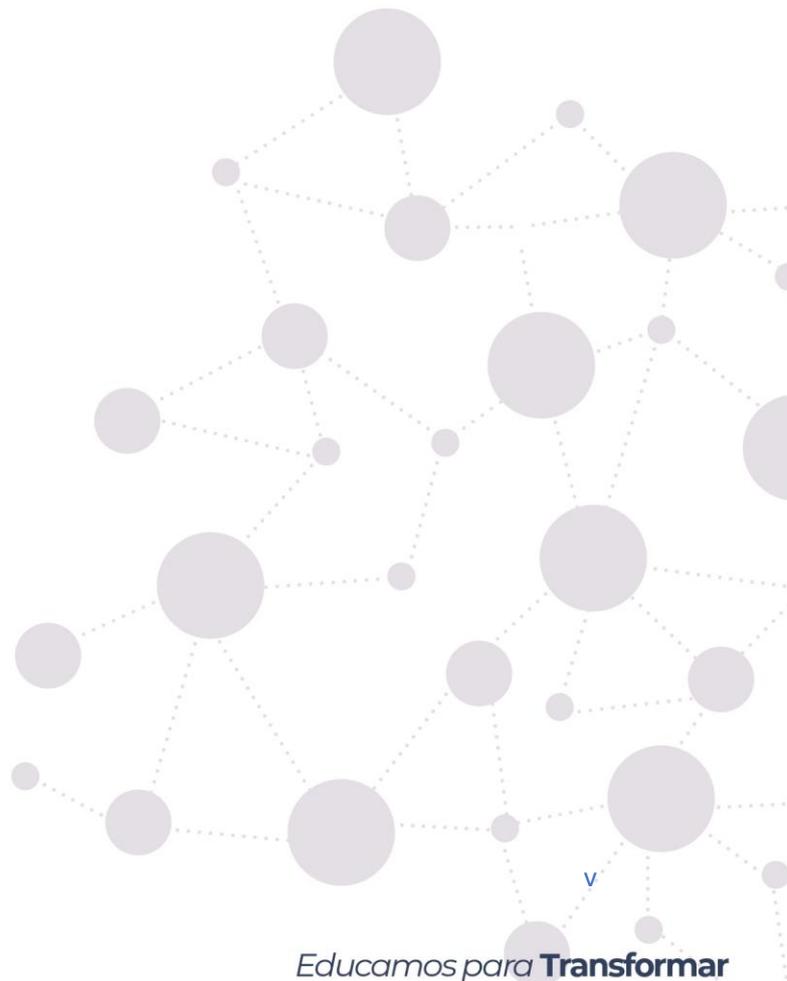
Dedicatoria

El presente trabajo de titulación lo dedico a Dios, quien ha sido mi fortaleza para seguir creciendo como persona.

A mis padres Max Cevallos y Yolanda Villamarín quienes, con su guía y amor se convirtieron en un soporte para alcanzar cada una de mis metas.

A mis hermanas Nicole y Sheccid por ser fuente de ánimos y motivación para seguir adelante, a mis familiares y amigos por su apoyo incondicional.

Max Erick Cevallos Villamarín





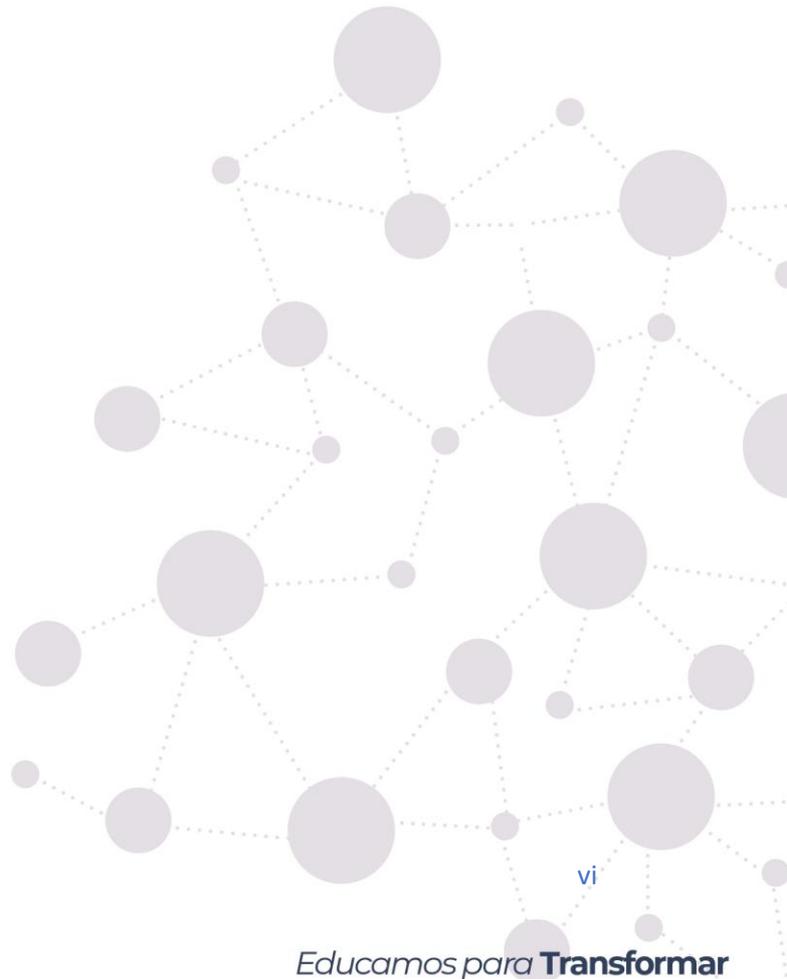
Agradecimiento

Agradezco principalmente a Dios por otorgarme sabiduría, vida y salud. A mis padres, por ser mi fuente de inspiración y superación. A mis docentes, por compartir sus conocimientos y ser una guía incondicional. A la UNL, por acogerme en sus aulas y brindarme las oportunidades necesarias para desarrollar mi vida profesional.

Además, agradezco de manera muy especial a mi director, Ángel José Ordóñez Mendieta, por su dirección, motivación y paciencia, fundamentales para la culminación de este trabajo de titulación.

¡Muchas gracias!

Max Erick Cevallos Villamarín





Índice de Contenidos

Portada	i
Certificación	ii
Autoría	iii
Carta de autorización	iv
Dedicatoria	v
Agradecimiento	vi
Índice de Contenidos	vii
Índice de Tablas:	ix
Índice de Figuras:	xi
Índice de Anexos:	xiii
1. Título	1
2. Resumen	2
2.1. Abstract	3
3. Introducción	4
4. Marco Teórico	7
4.1. Energía Solar	7
4.2. Fundamentos de Sistemas Fotovoltaicos FV	9
4.2.1. Componentes de Sistemas Fotovoltaicos	9
4.3. Mecanismos de Implementación de Sistemas Fotovoltaicos	10
4.3.1. Sin vertido a red, con almacenamiento	10
4.3.2. Sin vertido a red, sin almacenamiento	11
4.3.3. Con vertido a red, con almacenamiento	12
4.3.4. Con vertido a red, sin almacenamiento	13
4.4. Estado Actual Energía Solar en Ecuador	14
4.4.1. Marco Regulatorio de la Energía Solar en Ecuador	15
4.5. Sistema Eléctrico en Ecuador	18
4.5.1. Evolución del Sistema Eléctrico Ecuatoriano	18
4.5.2. Estructura del Sistema Eléctrico	20
4.5.3. Consumo Eléctrico en el Sector Público y Comercial	21
4.5.4. Tarifas del Sistema Eléctrico	25
4.5.5. Estructura Tarifaria por Nivel de Voltaje	27
4.5.6. Subsidios de energía eléctrica en Ecuador	30
5. Metodología	32
5.1. Diseño de Investigación	32
5.2. Etapas de desarrollo del estudio	32
5.2.1. Análisis del Estado Actual	33



5.2.2.	<i>Estudio Normativo y Regulatorio</i>	34
5.2.3.	<i>Estudio Técnico</i>	34
5.2.4.	<i>Estudio Financiero y Económico</i>	34
5.2.5.	<i>Análisis de Resultados</i>	34
5.3.	Métodos de Análisis	35
5.3.1.	<i>Análisis Técnico</i>	35
5.3.2.	<i>Simulador Fotovoltaico PVGIS</i>	36
5.3.3.	<i>Solar Web - Fronius</i>	38
5.3.4.	<i>Análisis Financiero</i>	39
6.	Resultados	42
6.1.	Análisis Técnico	42
6.1.1.	<i>Caso 1: Durán, Sector Comercial, Voltajes Sin Demanda Horaria</i>	43
6.1.2.	<i>Caso 2: Latacunga, Sector Comercial, Voltajes Con Demanda Horaria</i>	48
6.1.3.	<i>Caso 3: Milagro, Sector Público, Voltajes Sin Demanda Horaria</i>	51
6.1.4.	<i>Caso 4: Manabí, Sector Público, Voltajes Con Demanda Horaria</i>	55
6.2.	Análisis Económico	58
6.2.1.	<i>Caso 1: Durán, Sector Comercial, Voltajes sin demanda horaria</i>	58
6.2.2.	<i>Caso 2: Latacunga, Sector Comercial, Voltajes con demanda horaria</i>	60
6.2.3.	<i>Caso 3: Milagro, Sector Público Voltajes sin demanda horaria</i>	62
6.2.4.	<i>Caso 4: Manabí, Sector Público Voltajes con demanda horaria</i>	64
6.3.	Desafíos y Oportunidades de los Sistemas Fotovoltaicos en Ecuador	66
7.	Discusión	69
8.	Conclusiones	72
9.	Recomendaciones	74
10.	Bibliografía	75
11.	Anexos	78

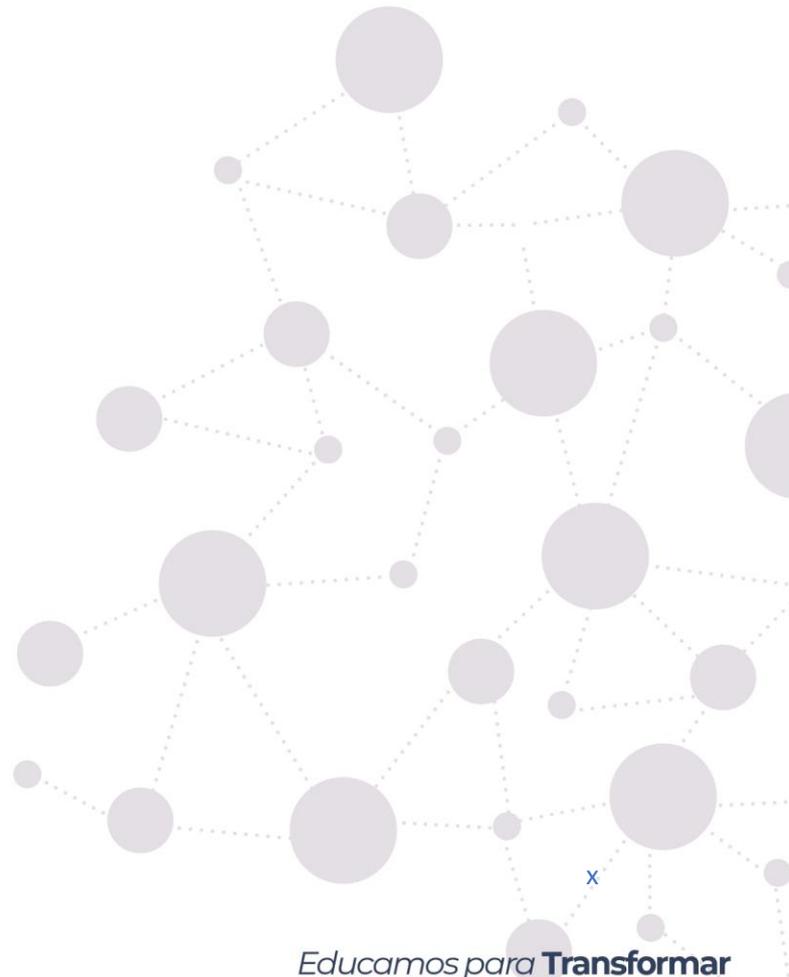


Índice de Tablas:

Tabla 1. Modalidades de operación de la resolución ARCERNNR-031/2023.....	17
Tabla 2. Tiempo de servicio por tecnología de generación eléctrica.....	17
Tabla 3. Empresas eléctricas encargadas del suministro de electricidad en Ecuador....	21
Tabla 4. Tarifas eléctricas para el sector comercial y público en Ecuador.....	26
Tabla 5. Clasificación de los usuarios según su demanda y su nivel de voltaje.....	27
Tabla 6. Tipos de subsidios de energía eléctrica existente en Ecuador.....	31
Tabla 7. Principales características de simuladores fotovoltaicos.....	36
Tabla 8. Análisis Técnico de la viabilidad de energía fotovoltaica en Sectores Comerciales y Públicos.....	43
Tabla 9. Ejemplo referencial de cálculo del ahorro anual para el Caso 1 sin FV y con FV, en este caso para el año 1 de Bajo Voltaje sin demanda horaria.....	47
Tabla 10. Análisis del Ahorro anual a partir de la simulación de un sistema FV en Durán, para los niveles de BV y MV voltaje sin demanda horaria.....	48
Tabla 11. Análisis del ahorro anual del sistema FV en Latacunga, para el nivel de BV, MV y AV voltaje con demanda horaria.....	51
Tabla 12. Ejemplo Referencial del cálculo del ahorro anual del Caso 3, para el año 1 en condición de Bajo Voltaje sin demanda horaria.....	54
Tabla 13. Análisis del ahorro anual a partir de la implementación un sistema FV en Milagro, para el nivel de BV y MV voltaje sin demanda horaria.....	55
Tabla 14. Análisis del ahorro anual del sistema FV implementado en la Universidad, para BV, MV y AV voltaje con demanda horaria.....	58
Tabla 15. Análisis de producción anual de energía, ingresos y costos para un sistema solar a lo largo de 25 años, caso 1.....	60
Tabla 16. Análisis económico de sistema solar fotovoltaico, indicadores financieros, caso 1.....	60
Tabla 17. Análisis de producción anual de energía y costos para un sistema solar a lo largo de 25 años, caso 2.....	62
Tabla 18. Análisis económico de sistema solar fotovoltaico, indicadores financieros, caso 2.....	63
Tabla 19. Análisis de producción anual de energía y costos para un sistema solar a lo largo de 25 años, caso 3.....	64



Tabla 20. Análisis económico de sistema solar fotovoltaico, indicadores financieros, caso 3.....	64
Tabla 21. Análisis de producción anual de energía y costos para un sistema solar a lo largo de 25 años, caso 4.....	66
Tabla 22. Análisis económico de sistema solar fotovoltaico, indicadores financieros, caso 4.....	67
Tabla 23. Comparativa de LCOE de sistemas fotovoltaicos en distintos países.....	71



Índice de Figuras:

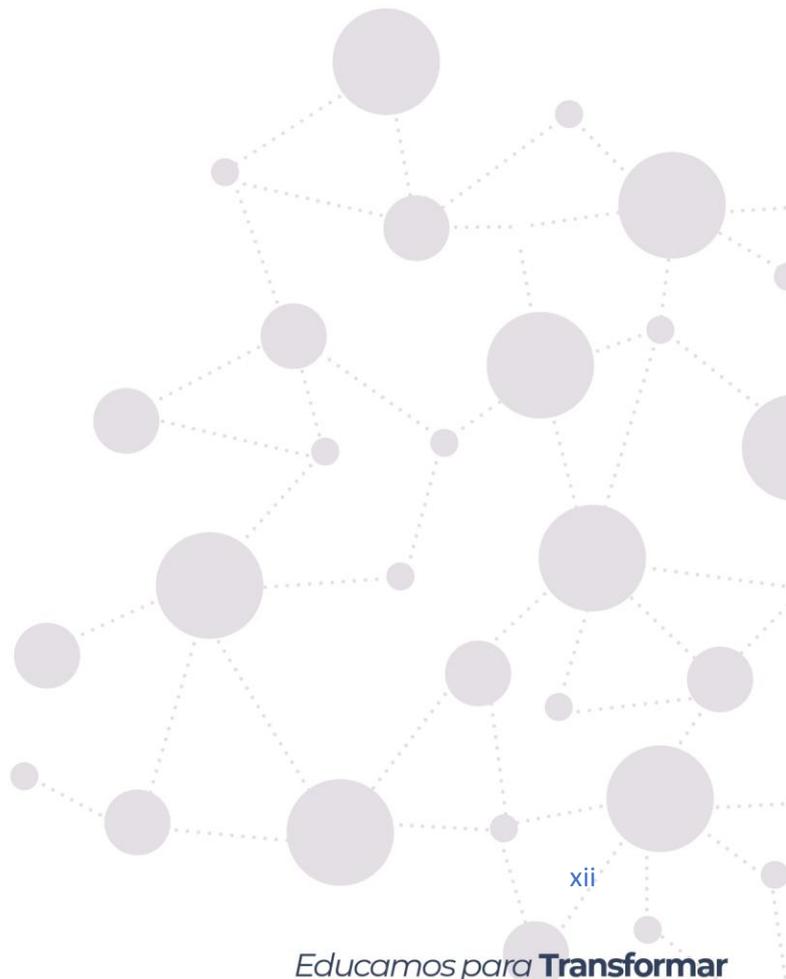
Figura 1. Generación de electricidad renovable por fuente de energía en 2020.....	7
Figura 2. Capacidad eléctrica solar instalada a nivel global (IRENA, 2023).....	8
Figura 3. Componentes del sistema de energía solar de autoconsumo.....	9
Figura 4. Sistema fotovoltaico sin vertido a la red y con almacenamiento de energía eléctrica.....	11
Figura 5. Sistema fotovoltaico sin vertido a la red y sin almacenamiento de energía eléctrica.....	12
Figura 6. Sistema fotovoltaico con vertido a la red y con almacenamiento de energía eléctrica.....	13
Figura 7. Sistema fotovoltaico con vertido a la red y sin almacenamiento de energía eléctrica.....	14
Figura 8. Mapa del potencial eléctrico fotovoltaico de Ecuador.....	15
Figura 9. Evolución del acceso a la energía eléctrica en Ecuador.....	19
Figura 10. Generación eléctrica por fuente (%) de Ecuador 2021.....	20
Figura 11. Cambio en la demanda de energía según la fuente.....	22
Figura 12. Nivel de consumo de energía eléctrica en cada provincia (GWh).....	23
Figura 13. Consumo de energía eléctrica por sector.....	23
Figura 14. Proyección del consumo de energía eléctrica para el sector de A. Público.....	24
Figura 15. Proyección del consumo de energía eléctrica para el sector de Comercial.....	25
Figura 16. Diagrama de flujo de las etapas de desarrollo del trabajo de titulación.....	34
Figura 17. Interfaz gráfica apartado configurable del simulador PVGIS.....	38
Figura 18. Interfaz gráfica Solar Web Fronius.....	40
Figura 19. Producción de energía mensual para el Caso 1 mediante el simulador PVGIS.....	45
Figura 20. Consumo y producción de energía eléctrica de la cooperativa mes de abril 2024.....	49
Figura 21. Consumo y producción de energía de la cooperativa de ahorro y crédito por hora.....	50



Figura 22. Producción de energía mensual para el Caso 3 mediante el simulador PVGIS.....53

Figura 23. Consumo y producción de energía eléctrica del mes de marzo 2024 de la universidad.....56

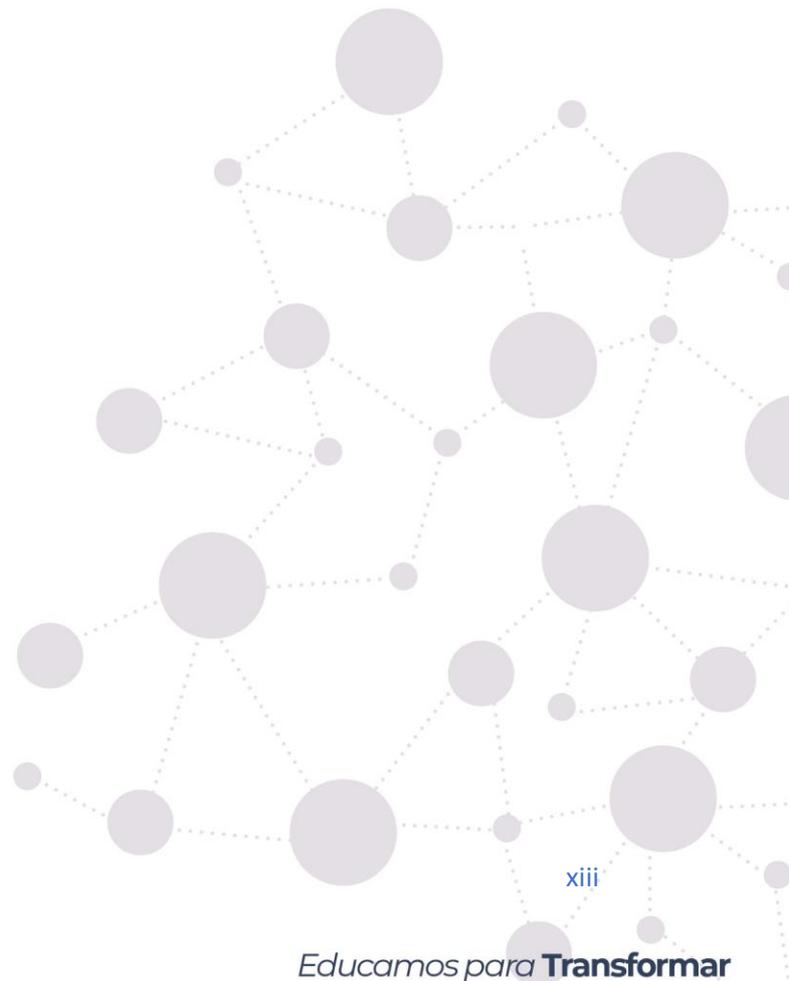
Figura 24. Consumo y producción de energía eléctrica del mes de marzo del sistema fotovoltaico implementado en la universidad.....57





Índice de Anexos:

Anexo 1. Proforma empresa Proviento S.A.....	79
Anexo 2. Certificación de traducción del resumen.....	80





unl

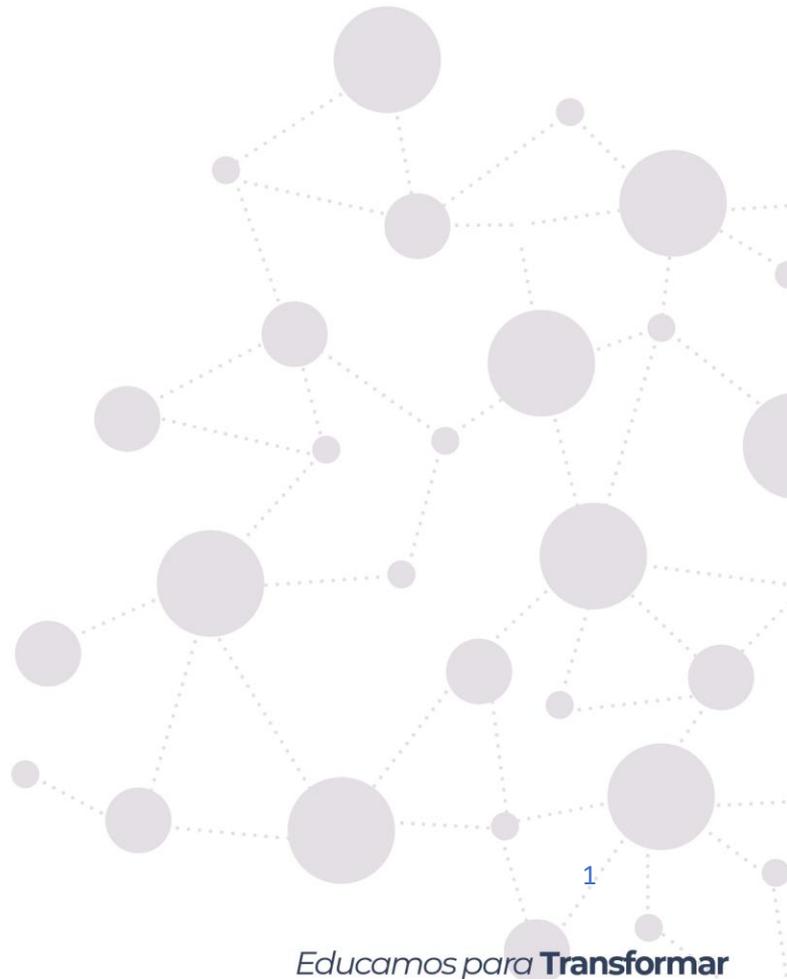
Universidad
Nacional
de Loja

POSGRADO

Maestría en
Telecomunicaciones

1. Título

"Energía Solar en Ecuador: Desafíos y Oportunidades en Edificaciones Comerciales y Públicas"



2. Resumen

Este estudio evalúa la viabilidad de implementar sistemas fotovoltaicos en sectores público y comercial de Ecuador. La metodología se organiza en varias etapas: análisis del estado actual, estudio reglamentario y normativo, estudio técnico, estudio financiero y finalmente un análisis de resultados.

Se recopila información sobre tarifas eléctricas en ambos sectores, regulaciones vigentes, tecnologías disponibles y precios de proveedores de sistemas fotovoltaicos. El análisis financiero considera costos y políticas públicas que beneficien la adopción de esta tecnología, evaluando diferentes niveles de voltaje (bajo, medio y alto) según el tipo de demanda, ya sea con o sin demanda horaria, mediante indicadores como VAN, TIR, ROI y LCOE.

Los resultados indican que la inversión inicial no se recupera completamente en la vida útil del proyecto, lo que representa un desafío. Se requieren mecanismos de financiamiento accesibles para viabilizar la adopción de esta tecnología.

Sin embargo, los sistemas fotovoltaicos ofrecen un potencial significativo de reducción de costos de energía y emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyendo a la sostenibilidad.

Palabras Clave: *energía solar, Ecuador, sector comercial, sector público, viabilidad financiera, análisis económico, sostenibilidad.*

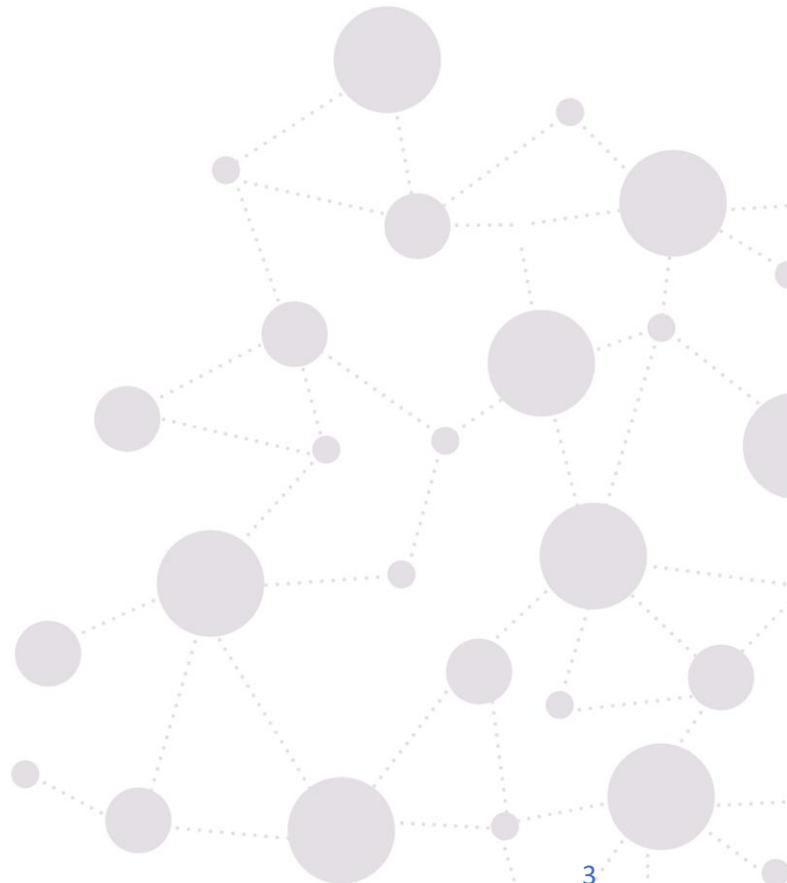
2.1. Abstract

The objective of this study is to evaluate the feasibility of implementing photovoltaic systems in the public and commercial sectors of Ecuador. The methodology is organized into several stages, beginning with an analysis of the current state and regulatory and normative study. This is followed by a technical study, financial study, and finally, an analysis of the results.

Information is gathered on the subject of electricity rates in both sectors, current regulations, available technologies, and prices from photovoltaic system suppliers. The financial analysis considers the costs and public policies that support the adoption of this technology, evaluating different voltage levels (low, medium, and high) according to the type of demand, whether with or without hourly demand, using indicators such as net present value (NPV), internal rate of return (IRR), return on investment (ROI), and levelized cost of energy (LCOE).

The results indicate that the initial investment is not fully recovered during the project's useful life, which presents a challenge. Accessible financing mechanisms are required to make the adoption of this technology viable. However, photovoltaic systems offer significant potential to reduce energy costs and greenhouse gas emissions, contributing to sustainability.

Keywords: *solar energy, Ecuador, commercial sector, public sector, financial feasibility, economic analysis, sustainability.*



3. Introducción

En el transcurso de los últimos diez años, la adopción de la energía fotovoltaica (FV) ha experimentado un crecimiento notable, consolidándose como una alternativa viable y sostenible a las fuentes de energía convencionales. A nivel mundial, la capacidad total instalada de energía solar ha aumentado considerablemente, alcanzando un récord de 191 gigavatios (GW) en 2022, lo que representa un crecimiento del 22 % con respecto al año anterior. Este aumento se debe principalmente a la reducción de costos de la tecnología, la creciente conciencia ambiental y las políticas públicas que incentivan su desarrollo (Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), 2023).

Ecuador se beneficia de una ubicación geográfica privilegiada que le brinda un vasto potencial solar. Gracias a su posición ecuatorial y a la escasa nubosidad que caracteriza gran parte de su territorio, recibe una radiación solar excepcional que oscila entre 4,5 y 6,5 kWh/m²/día, estas condiciones óptimas lo convierten en un lugar ideal para la captación y utilización de la energía solar. A pesar de contar con una capacidad instalada de 28,65 MW en 2022, equivalente al 0,32 % de la matriz energética nacional, el país aún tiene un amplio margen para explotar este recurso renovable (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023a).

En este contexto, las edificaciones comerciales y públicas, responsables del 26,6 % del consumo energético nacional en 2022 (Instituto de Investigación Geológico y Energético- IIGE et al., 2023), se presentan como un escenario ideal para la implementación de sistemas fotovoltaicos. La implementación de esta tecnología en diversos sectores ofrece una amplia variedad de ventajas, como la reducción del consumo de energía tradicional y las emisiones de gases nocivos. Además, fomentaría la eficiencia energética y la creación de empleos verdes.

Los recientes apagones sufridos en el país desde octubre de 2023 han evidenciado la necesidad de diversificar la matriz energética y reducir la dependencia de las hidroeléctricas. La energía solar fotovoltaica surge como una solución alternativa factible para contrarrestar este tipo de situaciones, al producir energía de manera descentralizada y resiliente.

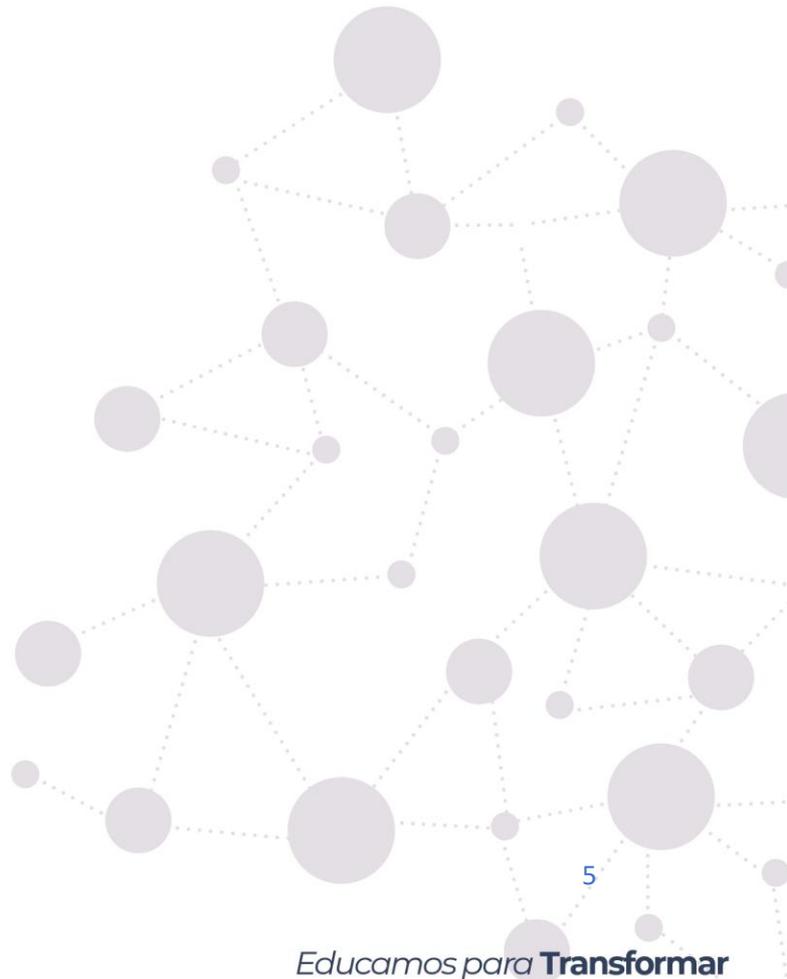
El impulso a la energía solar fotovoltaica en Ecuador va en línea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos por la ONU, particularmente con los ODS 7 (Soluciones energéticas accesibles y limpias), 13 (Lucha contra el cambio climático) y 11 (Ciudades y comunidades sostenibles) (Objetivos y metas de desarrollo sostenible - Desarrollo Sostenible, s/f).

En el contexto del Plan de Desarrollo de Ecuador, se resalta el Objetivo 12, que se centra en fomentar modelos de desarrollo sostenible mediante la aplicación de medidas de adaptación



y mitigación al cambio climático. Desde esta perspectiva, se resalta la importancia de impulsar las fuentes de energía renovable como una estrategia clave para combatir el problema del cambio climático. El objetivo busca impulsar prácticas de consumo y producción sostenibles con el fin de reducir de manera considerable el impacto ambiental (Secretaría Nacional de Planificación, 2021).

Este estudio se propone analizar los desafíos y oportunidades asociados con la implementación de sistemas fotovoltaicos en edificaciones comerciales y públicas en Ecuador, con el objetivo de generar recomendaciones y directrices que faciliten su adopción exitosa. La evaluación de la viabilidad técnica, económica y ambiental de la tecnología, así como el análisis de las políticas públicas existentes y el desarrollo de estrategias de financiamiento, serán aspectos fundamentales para impulsar el desarrollo sostenible del país.



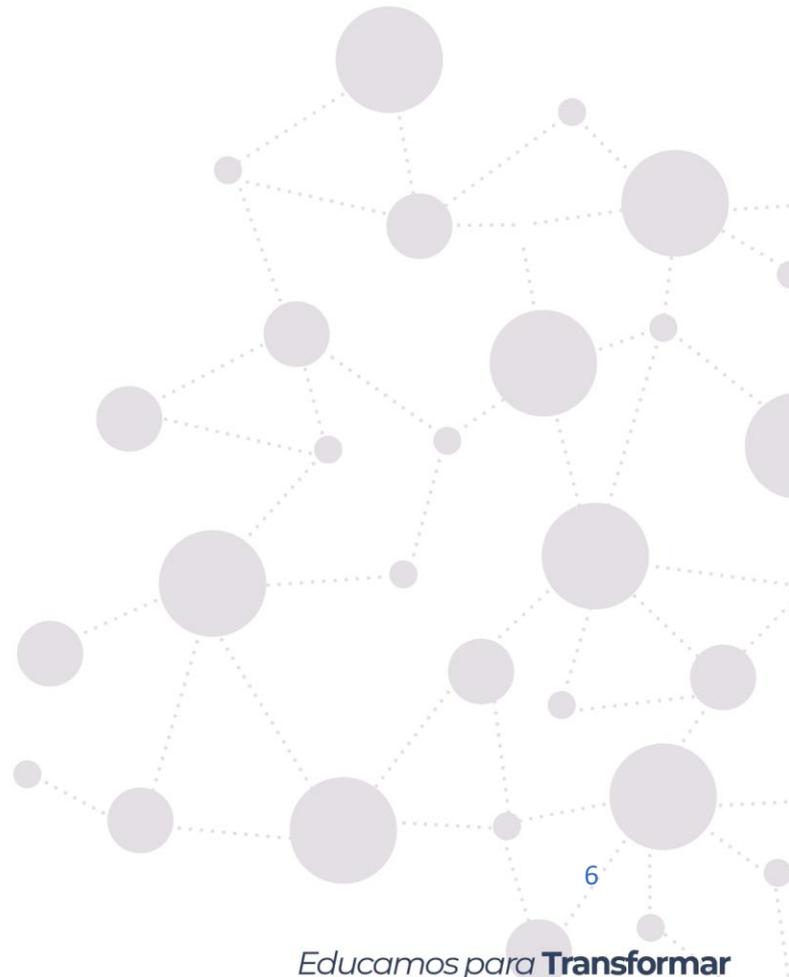
Objetivos

Objetivo General

Evaluar los desafíos y oportunidades vinculados a la integración de sistemas fotovoltaicos en edificaciones comerciales y públicas en Ecuador, desde una perspectiva de desarrollo sostenible, con el propósito de generar recomendaciones y directrices que faciliten su implementación exitosa.

Objetivos Específicos

- Analizar el funcionamiento del sector eléctrico en clientes comerciales y públicos en Ecuador.
- Identificar los desafíos y oportunidades para la implementación de sistemas fotovoltaicos en edificaciones comerciales y públicas en Ecuador, con un enfoque de desarrollo sostenible.
- Analizar la viabilidad energética y económica de los sistemas fotovoltaicos en edificaciones comerciales y públicas en Ecuador.



4. Marco Teórico

4.1. Energía Solar

La energía solar se deriva de la radiación electromagnética emitida por el Sol, que incluye luz, calor y rayos ultravioleta. A través de la instalación de paneles solares o colectores, esta energía puede ser aprovechada para dos propósitos principales: obtener energía térmica mediante sistemas fototérmicos, o generar electricidad a través de sistemas fotovoltaicos (Energía solar: qué es, características y ventajas principales | Repsol, s/f).

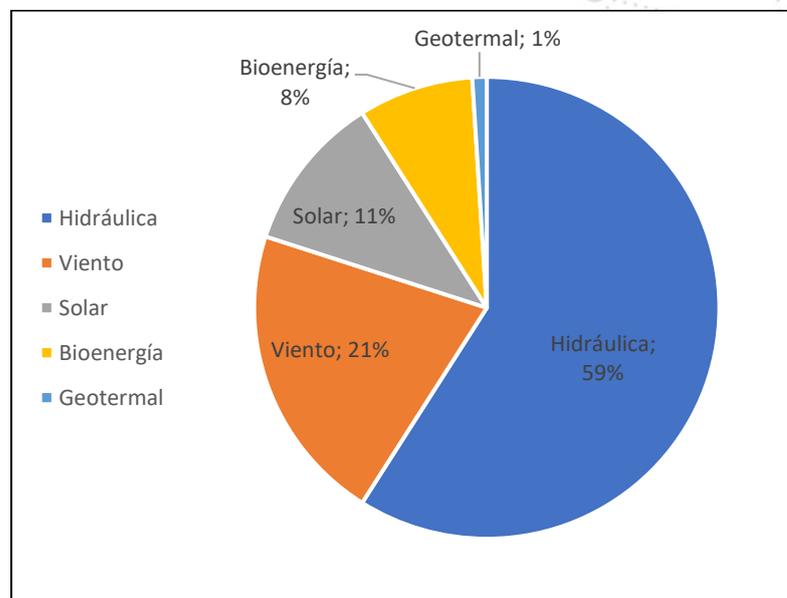
La energía solar, que forma parte del grupo de energías renovables, se ha vuelto indispensable para enfrentar la crisis climática y promover un desarrollo sostenible.

La industria de la energía solar ha sufrido un auge sin precedentes en los últimos 10 años. Según la Agencia Internacional de la Energía Renovable (IRENA), la capacidad solar fotovoltaica global ha aumentado más de 7 veces desde 2013 (Renewable Energy Agency, 2023). Este crecimiento se ha visto impulsado por la reducción de costes de los paneles solares, políticas públicas favorables y una mayor conciencia sobre la necesidad de un desarrollo sostenible.

En la **Figura 1**, se muestra información obtenida en el año 2020 acerca de la cantidad total de electricidad generada a partir de energías renovables, la cual alcanzó los 7,468 TWh. La energía hidroeléctrica renovable representó aproximadamente el 59 % de esto, seguida de la energía eólica, la energía solar, la bioenergía, la energía geotérmica y la energía marina (Renewable Energy Agency, 2022).

Figura 1.

Generación de electricidad renovable por fuente de energía en 2020.

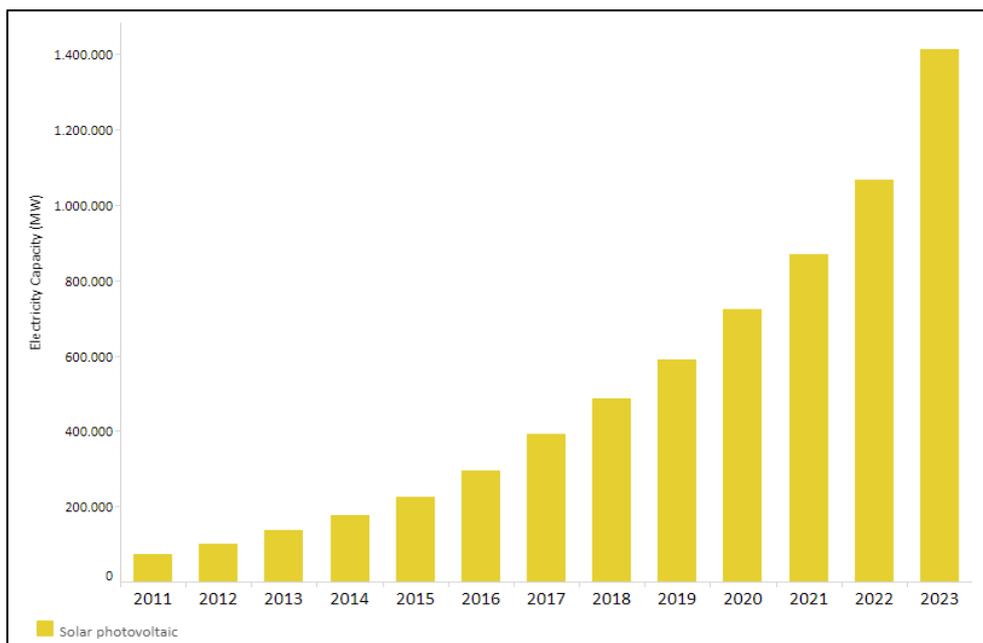


Fuente: (Renewable Energy Agency, 2022).

Las perspectivas para el futuro de la energía solar son extremadamente optimistas. La Agencia Internacional de la Energía Renovable pronostica un crecimiento exponencial en la capacidad solar fotovoltaica global, con una estimación de hasta 16 % para el año 2050. Esta cifra representaría una participación significativa en la generación mundial de electricidad, alrededor del 70 % si se considera juntamente con la energía eólica (Energy Agency, 2050). En la **Figura 2**, se observa el crecimiento de esta tecnología solar a nivel mundial, la cual será impulsada por la continua reducción de costes, la creciente demanda de energía limpia y la adopción de políticas que incentiven la inversión en energía solar.

Figura 2.

Capacidad eléctrica solar instalada a nivel global (IRENA, 2023)



Fuente: (IRENA, 2023).

Existen dos categorías principales de tecnologías solares:

- **Fotovoltaica:** Convierte la luz solar en energía eléctrica mediante los paneles solares. Esta tecnología es la más utilizada a nivel mundial, tanto en instalaciones a gran escala como en pequeñas aplicaciones residenciales.
- **Térmica:** Convierte la energía solar en calor para diferentes aplicaciones, como calentamiento de agua, calefacción de espacios y generación de vapor para procesos industriales.

Seguidamente, una serie de beneficios que ofrece la energía solar, entre ellos:

- **Fuente energética sostenible y no contaminante:** No emite gases de efecto invernadero, lo que la convierte en una alternativa viable ante los combustibles fósiles.

- Abundante y disponible: La energía solar es un recurso disponible en casi todas las regiones del planeta.
- Costos competitivos: El precio de los paneles solares ha disminuido considerablemente en los últimos años, haciendo que la energía solar sea una opción atractiva para la generación de energía.
- Versátil: Los sistemas de energía solar poseen una amplia gama de aplicaciones, desde grandes centrales eléctricas hasta pequeños sistemas para uso residencial.

4.2. Fundamentos de Sistemas Fotovoltaicos FV

Los sistemas fotovoltaicos cambian la radiación solar en electricidad a través del uso de células fotovoltaicas. Estas células, comúnmente compuestas de silicio, generan corriente eléctrica cuando se exponen a la luz solar. Los paneles solares, formados por múltiples células interconectadas, constituyen los elementos básicos de estos sistemas.

Los sistemas fotovoltaicos operan de la siguiente manera:

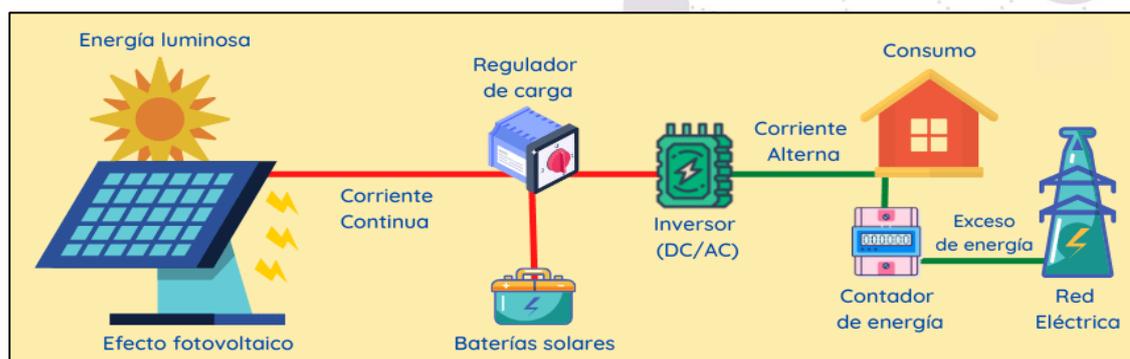
- La radiación solar incide sobre las células fotovoltaicas, generando una corriente eléctrica de baja tensión.
- Los inversores convierten la corriente eléctrica de baja tensión en corriente eléctrica de alta tensión, que es la forma de electricidad comúnmente utilizada en edificaciones.
- El sistema de montaje asegura los paneles solares en techos, fachadas o terrenos, garantizando una captación eficiente de luz solar (M. Sc. Ing. Carlos Orbegozo & Ing. Roberto Arivilca, 2010).

4.2.1. Componentes de Sistemas Fotovoltaicos

En la **Figura 3**, se ilustran los componentes principales que constituyen el sistema de energía solar fotovoltaica de autoconsumo, incluyendo paneles solares, inversores, baterías de almacenamiento y dispositivos de control.

Figura 3.

Componentes del sistema de energía solar de autoconsumo.



Fuente: (Aula21, s/f).

4.2.1.1. Paneles Solares. Los paneles solares, o módulos fotovoltaicos, representan el núcleo del sistema. Están compuestos por células solares y son responsables de convertir la luz solar en electricidad de corriente continua.

4.2.1.2. Regulador de Carga. Los reguladores son dispositivos electrónicos que controlan el flujo de la corriente eléctrica en un sistema fotovoltaico. Su función principal es proteger los componentes del sistema y optimizar el rendimiento de la generación solar.

4.2.1.3. Inversores. Los inversores son dispositivos esenciales que transforman el flujo de tensión directa generada por los paneles fotovoltaicos en un flujo de tensión alterna, la cual es la forma de electricidad comúnmente utilizada en edificaciones comerciales y públicas.

4.2.1.4. Sistemas de Montaje. Estos sistemas ofrecen la infraestructura necesaria para instalar y asegurar los paneles solares en techos, fachadas o terrenos, garantizando una captación eficiente de luz solar.

4.2.1.5. Almacenamiento de Energía. Para abordar la variabilidad en la generación solar, algunos sistemas fotovoltaicos incorporan soluciones de almacenamiento de energía, como baterías, permitiendo la acumulación de energía durante períodos de alta radiación solar para su uso posterior (Abella & Abella, 2005).

4.3. Mecanismos de Implementación de Sistemas Fotovoltaicos

La energía solar se ha promocionado como una alternativa atractiva y sostenible para la generación de electricidad en todo el planeta. En el marco de convertir la matriz energética del país hacia fuentes de energía más amigables con el medio ambiente, es importante entender los distintos mecanismos de implementación de los sistemas fotovoltaicos. A continuación, se describe cuatro enfoques distintos para la implementación de estos sistemas, considerando tanto la presencia o ausencia de vertido a la red como la presencia o ausencia de almacenamiento de energía.

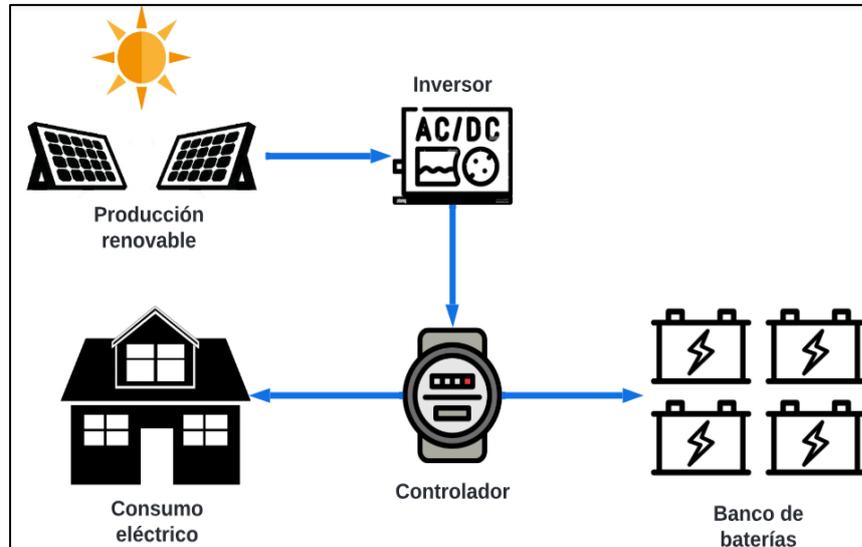
4.3.1. Sin vertido a red, con almacenamiento

Este tipo de implementación implica la instalación de sistemas fotovoltaicos que no están conectados a la red eléctrica convencional y que cuentan con algún sistema de almacenamiento de energía, como baterías. En la **Figura 4**, se expresa esta configuración permitiendo a los usuarios aprovechar al máximo la generación de energía solar, almacenando el excedente durante los períodos de alta producción para su uso posterior cuando la producción es baja o nula. Esta modalidad es especialmente útil en áreas remotas o aisladas, donde la

conexión a la red eléctrica es costosa. Además, proporciona una fuente independiente de la red, lo que puede ser ayuda en situaciones de emergencia o apagones.

Figura 4.

Sistema fotovoltaico sin vertido a la red y con almacenamiento de energía eléctrica.



Fuente: Autor.

Ventajas:

- Autosuficiencia energética.
- Independencia de la red eléctrica.
- Ideal para zonas con baja confiabilidad de la red.

Desventajas:

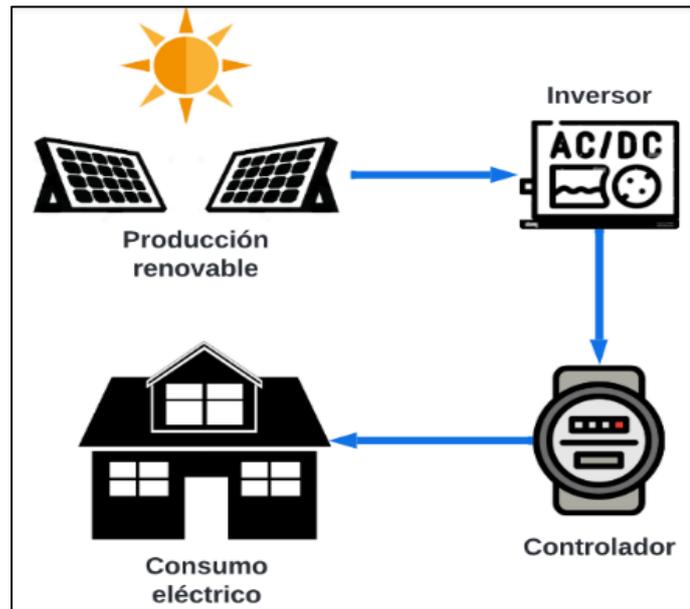
- Mayor costo inicial por el almacenamiento.
- Requiere dimensionamiento preciso del sistema.
- Posible excedente de energía no utilizado.

4.3.2. Sin vertido a red, sin almacenamiento

Para este caso, los sistemas fotovoltaicos no están conectados a la red eléctrica y no cuentan con ningún sistema de almacenamiento de energía. Esto significa que la generación de energía eléctrica se consume directamente en el momento de su producción, y cualquier exceso se pierde, como se detalla en la **Figura 5**. Este enfoque es común en aplicaciones donde la demanda de energía coincide estrechamente con la producción solar, como en sistemas de bombeo de agua.

Figura 5.

Sistema fotovoltaico sin vertido a la red y sin almacenamiento de energía eléctrica.



Fuente: Autor.

Ventajas:

- Bajo costo inicial.
- Fácil instalación.
- Ideal para consumo propio.

Desventajas:

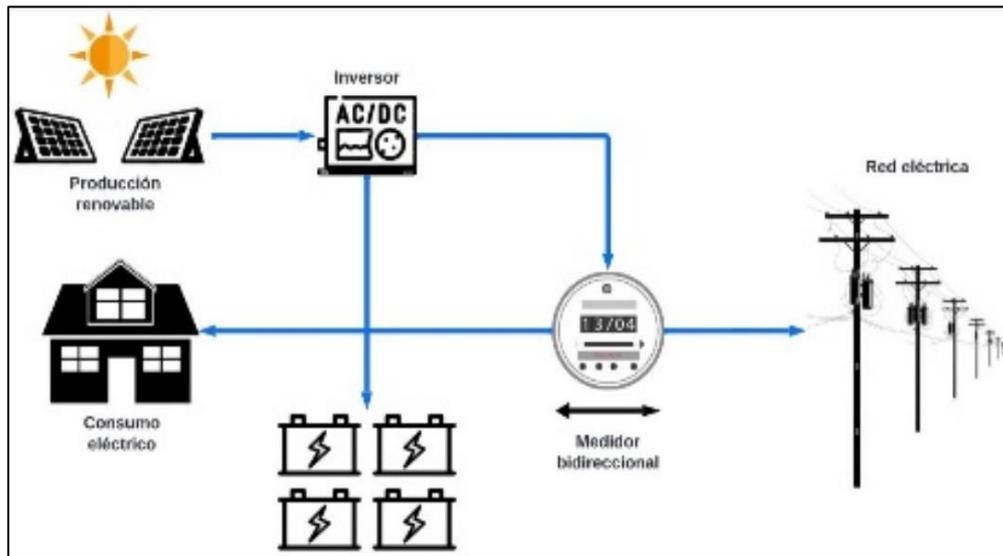
- Dependencia de la red eléctrica.
- No hay energía disponible durante la noche o en días nublados.

4.3.3. Con vertido a red, con almacenamiento

En la siguiente **Figura 6**, los sistemas fotovoltaicos están conectados a la red eléctrica convencional y también cuentan con sistemas de almacenamiento de energía, permitiendo a los usuarios utilizar la electricidad generada por los paneles solares para alimentar sus necesidades energéticas, mientras que cualquier excedente se vierte a la red eléctrica. El almacenamiento de energía permite optimizar el consumo propio y reducir la dependencia de la red en alta demanda o escasez de luz solar.

Figura 6.

Sistema fotovoltaico con vertido a la red y con almacenamiento de energía eléctrica.



Fuente: Autor.

Ventajas:

- Autosuficiencia energética.
- Venta de excedentes a la red.
- Mayor flexibilidad en el uso de la energía.

Desventajas:

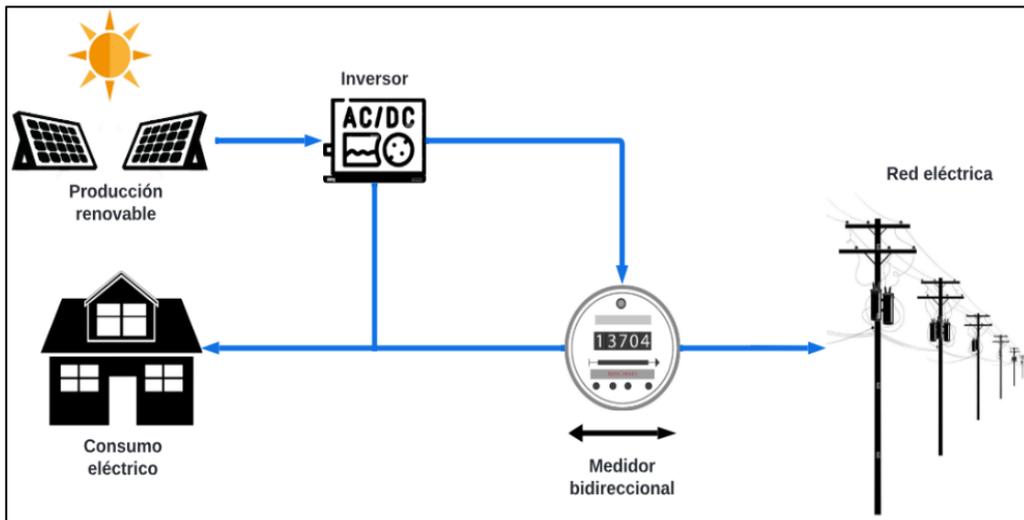
- Mayor costo inicial por el almacenamiento.
- Requiere permisos para la conexión a la red.

4.3.4. Con vertido a red, sin almacenamiento

Por último, la configuración presentada en la **Figura 7**, implica la conexión de los sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica convencional sin la presencia de sistemas de almacenamiento. Cualquier exceso de electricidad generada se vierte directo a la red, lo que genera ingresos adicionales para el propietario del sistema a través de programas de alimentación a la red o tarifas de venta de excedentes (Pasos et al., 2018).

Figura 7.

Sistema fotovoltaico con vertido a la red y sin almacenamiento de energía eléctrica.



Fuente: Autor.

Ventajas:

- Bajo costo inicial
- Fácil instalación
- Venta de excedentes a la red

Desventajas:

- Dependencia de la red eléctrica
- No hay energía disponible durante la noche o en días nublados

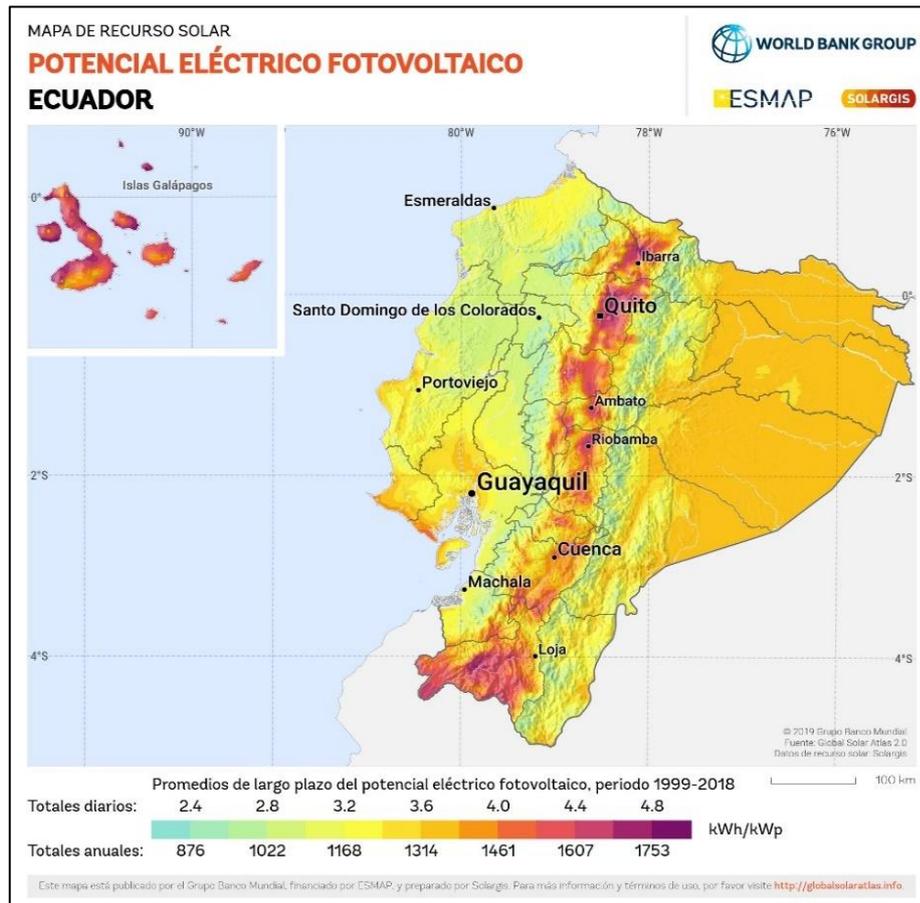
4.4. Estado Actual Energía Solar en Ecuador

Ecuador, un país privilegiado ubicado en la línea ecuatorial, está dotado de un potencial solar excepcional que ofrece una oportunidad única para impulsar la transición hacia una matriz energética más sostenible y limpia.

Su ubicación geográfica le otorga una exposición constante a la radiación solar a lo largo del año, con un promedio de 5 horas de Sol al día y una irradiación solar anual de 1.750 kWh/m². En la **Figura 8**, se observa los niveles de radiación solar diaria que varían entre 4 y 5 kWh/m² por día en diferentes regiones del país (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023a).

Figura 8.

Mapa del potencial eléctrico fotovoltaico de Ecuador.



Fuente: (Mapas de recursos solares y datos GIS para más de 180 países | Solargis, s/f).

A pesar del potencial evidente, el desarrollo completo del sector solar en Ecuador enfrenta desafíos significativos, incluida la necesidad de una infraestructura de transmisión robusta, la capacitación de personal técnico especializado y la atracción de inversiones tanto nacionales como extranjeras. Sin embargo, con un enfoque estratégico y colaborativo entre el gobierno, el sector privado y la sociedad en general, Ecuador puede capitalizar su potencial solar para impulsar el desarrollo sostenible y promover la seguridad energética a largo plazo.

4.4.1. Marco Regulatorio de la Energía Solar en Ecuador

El marco regulatorio de la energía solar en Ecuador ha experimentado un avance significativo en los últimos años. Las regulaciones vigentes, junto con las iniciativas legislativas en curso, crean un entorno favorable para el desarrollo de la energía solar en el país.

Existen dos regulaciones vigentes para la energía solar en Ecuador:

Ley Orgánica de Eficiencia Energética: Fue promulgada en 2014, dicha ley tiene como objeto establecer el marco legal y el funcionamiento del Sistema Nacional de Eficiencia Energética (SNEE), así como promover el uso eficiente, racional y sostenible de la energía en

todas sus formas, incluyendo la solar, con el objetivo de mejorar la seguridad energética del país, aumentar la productividad energética, fomentar la competitividad económica y desarrollar una cultura de sustentabilidad ambiental, además esta ley impulsa a contribuir con la mitigación del cambio climático y garantizar los derechos de las personas; aplicada a todas las actividades, públicas o privadas, institucionales o individuales, que involucren la transformación o consumo de energía (Asamblea Nacional del Ecuador, 2019).

Los principios establecidos por esta ley incluyen algunos derivados de la Constitución de la República, de los tratados internacionales ratificados por Ecuador, referentes al tema de eficiencia energética, y se detallan a continuación:

- Optimización del consumo y preservación de los recursos energéticos, tanto renovables como no renovables.
- Mejoras en la productividad y competitividad mediante la reducción de costos.
- Promover fuentes de energía limpia y reducción de las emisiones de gases nocivos.
- Fomento de una cultura nacional para el uso eficiente de los recursos energéticos.
- Transparencia de información tanto para los consumidores como para los responsables en la toma de decisiones (RP&C Abogados, 2019).

Resolución ARCERNNR-031/2023: Normativa que establece los requisitos y procedimientos para la operación e instalación de sistemas de generación distribuida destinado al autoconsumo, emitida desde el 01 de noviembre de 2023 por ARCERNNR la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023d). La regulación determina las siguientes características principales para un sistema de generación distribuida para autoabastecimiento (SGDA):

- La capacidad nominal de este sistema está sujeta a restricciones dependiendo de si está inyectando energía eléctrica a la red de distribución. Cuando está inyectando energía, la potencia está limitada a 2 MW. Por otro lado, cuando no está inyectando energía, la limitación se determina por la demanda máxima de potencia registrada por el Consumidor Regulado conectado al SGDA y la capacidad de conexión autorizada por la Distribuidora.
- Se autoriza el uso de dispositivos de almacenamiento de energía, para ambos escenarios.

En la Tabla 1, se resume las modalidades de operación establecidas en la resolución para la generación distribuida autónoma y los consumidores regulados. Estas modalidades se

dividen en individual y múltiple, dependiendo de la ubicación y la organización de los sistemas de generación y los consumidores regulados.

Tabla 1

Modalidades de operación de la resolución ARCERNR-031/2023.

Individual	Múltiple
Tanto el SGDA como el Consumidor Regulado están situados en el mismo establecimiento.	El SGDA como los Consumidores Regulados se encuentran situados en una misma propiedad que está organizada como condominio o bajo un régimen de propiedad horizontal.
El SGDA y el Consumidor Regulado se encuentran en edificaciones separadas. La edificación donde se encuentre el Consumidor Regulado no debe estar organizada como condominio o estar bajo un régimen de propiedad horizontal.	El SGDA se encuentra en una propiedad, mientras que los Consumidores Regulados están agrupados en otro inmueble que está organizado como condominio o está bajo un régimen de propiedad horizontal.
	El SGDA y los Consumidores Regulados se encuentran en inmuebles separados, siendo estos últimos propiedad de la misma entidad jurídica.

Fuente: (Mario Fernández, 2023)

La duración en la que un Consumidor Regulado puede utilizar SGDA está condicionada por la vida útil de la tecnología de generación empleada, cuyas restricciones se especifican en la Tabla 2.

Tabla 2

Tiempo de servicio por tecnología de generación eléctrica.

Tecnología	Vida útil (años)
Fotovoltaica	25
Eólica	25
Biomasa	20
Biogás	20
Hidráulica	30

Fuente: (Mario Fernández, 2023)

El Usuario Regulado está obligado a ser propietario del sistema de generación distribuida para autoabastecimiento o adquirirlo al menos cinco años antes de la finalización de su vida útil. Además, tiene la opción de subcontratar los servicios de terceros para la instalación, operación, mantenimiento, desmantelamiento y otras actividades. En caso de que el SGDA genere un excedente de energía, se generará un crédito a favor del Consumidor o Usuario

Regulado (Mario Fernández, 2023). La manera en que se gestiona esta compensación depende del tipo de tarifa que aplique al Consumidor Regulado:

Tarifa Sin Demanda: Esta modalidad de tarifa, aplicable tanto a consumidores residenciales como comerciales, constituye la opción más básica. En este esquema, el costo de la electricidad no se ve afectado por el consumo durante las horas de mayor demanda ni por la potencia contratada.

Tarifa Con Demanda: Dirigida principalmente a usuarios con un consumo energético más elevado, como industrias o comercios con equipamiento pesado, esta tarifa va más allá del simple precio por kilovatio hora (kWh). Además de este costo, se añade un cargo adicional basado en la potencia eléctrica contratada.

Tarifa Con Demanda Horaria: Esta modalidad es una variante de la tarifa general con demanda, presenta una diferenciación en los precios de la electricidad según la franja horaria. Durante las horas pico, de mayor demanda, se aplica un precio más elevado por kWh, mientras que en las horas valle, de menor demanda, se establece un precio más reducido.

La normativa ecuatoriana permite la integración de la energía solar en diferentes sectores, incluyendo: Autoconsumo, en donde los usuarios pueden instalar sistemas fotovoltaicos en sus hogares o empresas para consumir la energía generada. La generación distribuida que posibilita a los usuarios la instalación de sistemas fotovoltaicos de mayores dimensiones, así como vender excedente de energía a la red eléctrica. Por último, los megaproyectos que buscan implementar proyectos a gran escala para la generación de energía solar en el ámbito industrial.

4.5. Sistema Eléctrico en Ecuador

El sistema eléctrico de un país es un componente fundamental de su infraestructura y juega un papel crucial en su desarrollo económico, social y ambiental. En el caso de Ecuador, el sistema eléctrico ha tolerado una serie de cambios a lo largo del tiempo, impulsadas por cambios en la política energética, avances tecnológicos y la creciente demanda de energía.

4.5.1. Evolución del Sistema Eléctrico Ecuatoriano

La planta hidroeléctrica de Loja, construida en 1897 en el afluente Malacatos, fue la primera del país y la tercera de Latinoamérica. Constituida por turbinas de 12 KW dos en total, iluminó la ciudad por 20 años. La empresa eléctrica se fundó con una inversión de 16.000 sucres (menos de un dólar actual) por un grupo de lojanos, convirtiendo a la ciudad de Loja en pionera en el uso de la energía eléctrica en la región (Hace 110 años se formó primera eléctrica del país | Economía | Noticias | El Universo, s/f).

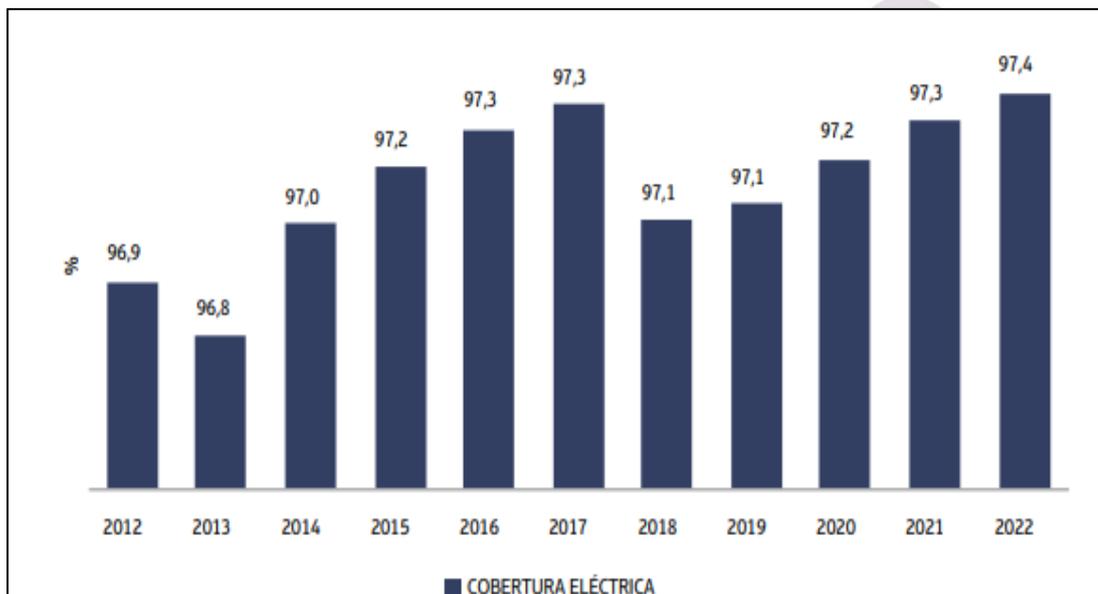
Las primeras luces eléctricas en Ecuador se encendieron a finales del siglo XIX, iluminando las calles de Guayaquil y Quito. La generación, en aquel entonces, dependía de pequeñas centrales termoeléctricas, limitando el acceso a la energía a zonas urbanas. La década de 1950 marcó un punto de inflexión con el desarrollo de la hidroelectricidad, aprovechando el potencial hídrico del país. Centrales como Paute, Agoyán y Pisayambo expandieron la cobertura eléctrica a nivel nacional, sentando las bases para un sistema más robusto.

A partir de la década de 1990, el sector eléctrico ecuatoriano se modernizó, abriendo las puertas a la participación privada en la generación, transmisión y distribución de energía. Se creó el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) como ente regulador y se implementó el mercado eléctrico spot, dinamizando la comercialización de energía (Fausto Washima, 2008).

El sistema eléctrico ecuatoriano ha logrado avances significativos. La cobertura disponibilidad de electricidad en la nación aumentó del 96,9 % en 2012 al 97,4 % en 2022, registrando un incremento del 0,5 % (Instituto de Investigación Geológico y Energético- IIGE et al., 2023); la evolución de este parámetro se muestra en la **Figura 9**. Sin embargo, aún persisten desafíos como mejorar la calidad y confiabilidad del servicio, reducir las pérdidas de energía y fortalecer la infraestructura eléctrica.

Figura 9.

Evolución del acceso a la energía eléctrica en Ecuador.



Fuente: (Instituto de Investigación Geológico y Energético- IIGE et al., 2023).

4.5.2. Estructura del Sistema Eléctrico

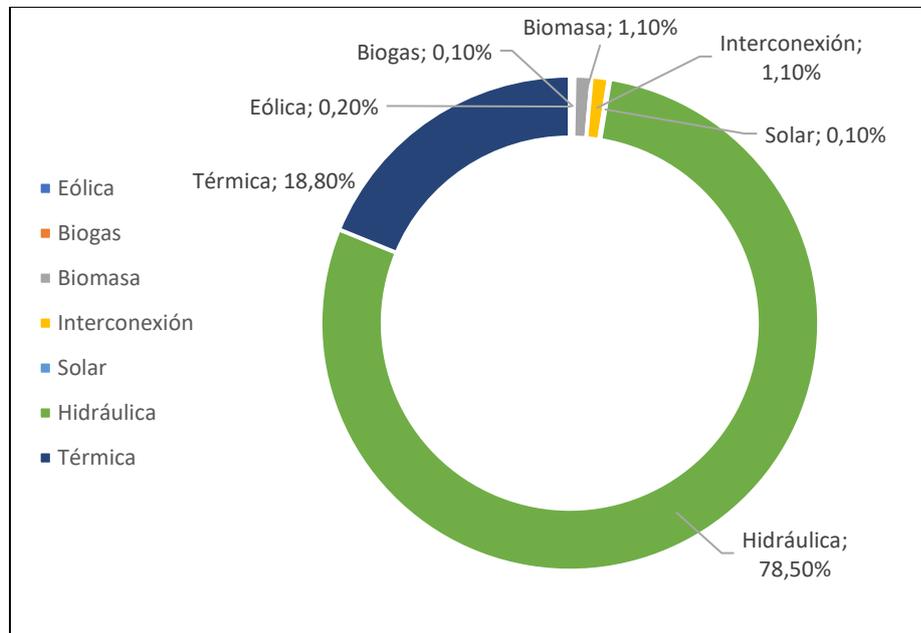
El sistema eléctrico ecuatoriano es un conjunto complejo de elementos que abarca la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Este sistema juega un papel fundamental en el desarrollo económico y social del país, y su funcionamiento eficiente es crucial para garantizar el bienestar de la población.

La generación es donde se produce la energía eléctrica. En Ecuador, la principal fuente de generación es la hidroelectricidad, aprovechando la fuerza de los ríos. La energía generada viaja a través de la red eléctrica nacional, una compleja red de cables y torres que se extiende por todo el país. Esta red transporta la energía desde las centrales hasta los centros de consumo, permitiendo que la electricidad fluya a lo largo del territorio ecuatoriano.

La **Figura 10**, proporciona una visión detallada de la producción de energía eléctrica en Ecuador durante el año 2021, presentando de manera exhaustiva la contribución de cada tipo de fuente de energía en la matriz energética del país.

Figura 10.

Generación eléctrica por fuente (%) de Ecuador 2021.



Fuente: (Instituto de Investigación Geológico y Energético- IIGE et al., 2023).

La distribución de energía hacia los hogares y empresas se realiza mediante *empresas distribuidoras* que operan en diversas áreas geográficas de Ecuador. Estas empresas tienen la responsabilidad de garantizar una distribución eficiente y segura de la energía, extendiendo la red eléctrica hasta incluso los lugares más remotos del país.

Tras la fusión de CNEL EP con la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil EP, el sector eléctrico ecuatoriano ahora está compuesto por once entidades. En la Tabla 3, se describe las

diez compañías dedicadas a la distribución de energía y una empresa encargada de la generación y transmisión de energía, conocida como CELEC EP.

Tabla 3

Empresas eléctricas encargadas del suministro de electricidad en Ecuador.

Distribuidora	
CNEL EP	CNEL Bolívar
	CNEL El Oro
	CNEL Esmeraldas
	CNEL Guayas Los Ríos
	CNEL Los Ríos
	CNEL Manabí
	CNEL Milagro
	CNEL Santa Elena
	CNEL Santo Domingo
	CNEL Sucumbíos
Empresas Eléctricas	E. E. Ambato
	E. E. Azogues
	E. E. Centro sur
	E. E. Cotopaxi
	E. E. Galápagos
	E. E. Norte
	E. E. Quito
	E. E. Riobamba
	E. E. Sur
	E. E. P. de Guayaquil

Fuente: (Gestión Comercial – Ministerio de Energía y Minas, s/f).

La energía se comercializa en dos mercados principales:

- Mercado spot (al contado): Aquí se negocia la energía a corto plazo para satisfacer la demanda inmediata.
- Contratos a largo plazo: Estos son acuerdos entre generadores y consumidores que garantizan un suministro constante de energía a precios estables a lo largo del tiempo.

4.5.3. Consumo Eléctrico en el Sector Público y Comercial

El sector eléctrico ecuatoriano se encuentra en un momento crucial de su desarrollo. La creciente demanda de energía, la necesidad de diversificar la matriz energética y la urgencia de mitigar el cambio climático exigen un análisis profundo de los principales actores que inciden en su consumo: los sectores público y comercial.

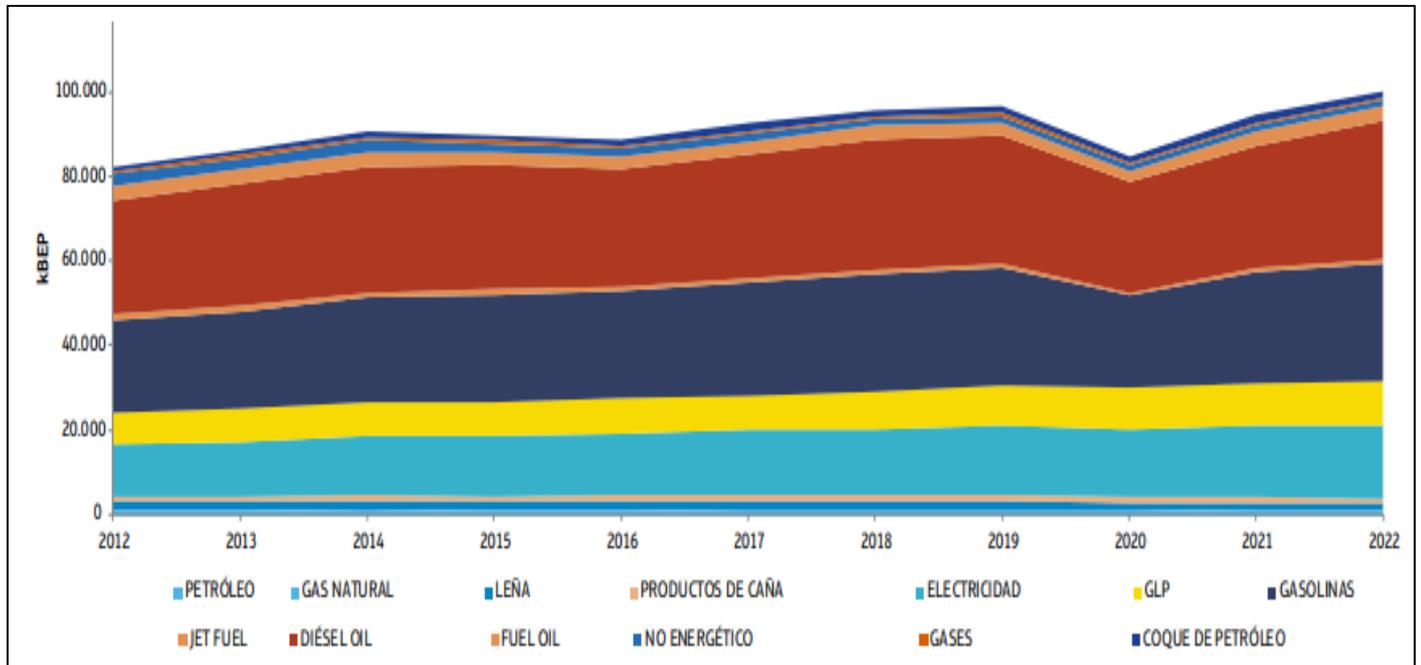
En la **Figura 11**, se muestra cómo ha evolucionado la demanda de energía en Ecuador, destacando la predominancia de los combustibles fósiles, que han representado en promedio el 80,1 % del total entre 2012 y 2022. El diésel oíl y la gasolina han sido las fuentes con mayor demanda, experimentando un aumento del 23,3 % y 25,1 %, respectivamente, durante este

período. Además, la demanda de energía eléctrica ha crecido un 44,5 %, en tanto que el gas licuado de petróleo, utilizado principalmente para cocinar, ha aumentado un 37,7 %.

En 2022, la demanda de jet fuel aumentó un 60,5 %, al igual que la de gasolina (4,3 %), diésel oíl (12,1 %), electricidad (3,4 %) y GLP (6,1 %) en relación con el año anterior.

Figura 11.

Cambio en la demanda de energía según la fuente.



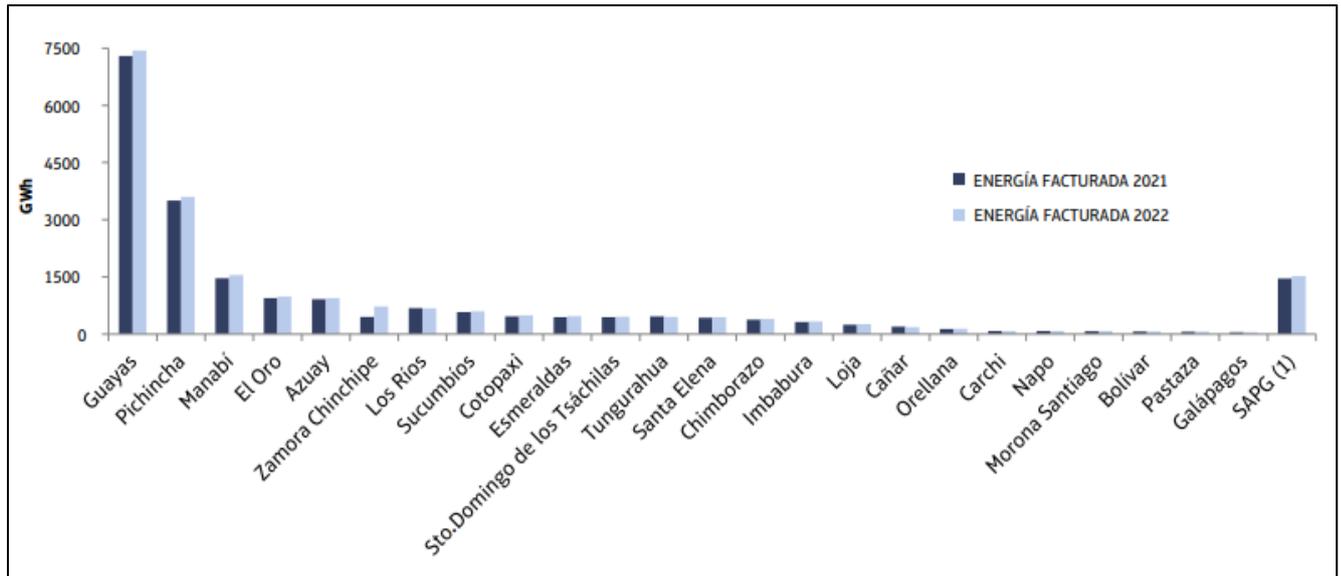
Fuente: (Instituto de Investigación Geológico y Energético- IIGE et al., 2023).

La **Figura 12**, muestra la demanda de electricidad a nivel nacional por provincia, se puede apreciar en la demanda registrada en 2022, alcanzando un total de 22.132 GWh, lo que representa un incremento del 4,2 % en comparación con el año anterior. Se destaca que las provincias con mayor demanda de energía eléctrica son Guayas y Pichincha, que en conjunto representaron el 49,9 % del total del país con una demanda de 11.037 GWh.

Es importante señalar que a partir de 2021 se incluye la desagregación del Servicio de Alumbrado Público General (SAPG), el cual consiste en el suministro de iluminación de vías públicas para facilitar el tránsito de personas y vehículos. Este servicio excluye la iluminación de áreas comunes en propiedades horizontales y la iluminación ornamental y decorativa en espacios públicos.

Figura 12.

Nivel de consumo de energía eléctrica en cada provincia (GWh).

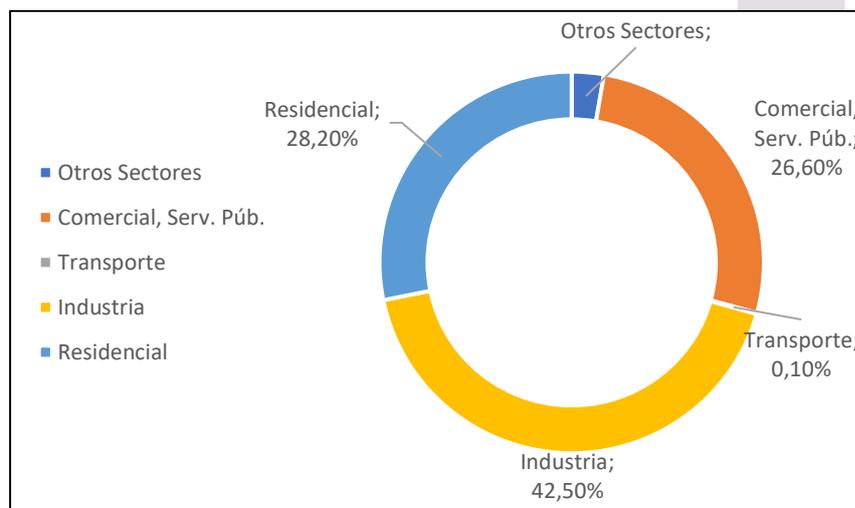


Fuente: (Instituto de Investigación Geológico y Energético- IIGE et al., 2023).

En la **Figura 13**, se detallan tanto el sector industrial como el residencial destacaron como los principales consumidores de electricidad, representando conjuntamente el 70,7 % del consumo total de energía eléctrica en el país, mientras que el sector comercial y servicios públicos representan el 26,6 %.

Figura 13.

Consumo de energía eléctrica por sector.



Fuente: (Instituto de Investigación Geológico y Energético- IIGE et al., 2023).

4.5.3.1. Sector público. El sector público está compuesto por todas las entidades que son propiedad del Estado y que están financiadas por el presupuesto público. Su objetivo

principal es proveer servicios a la sociedad, como educación, salud, seguridad, justicia, entre otros.

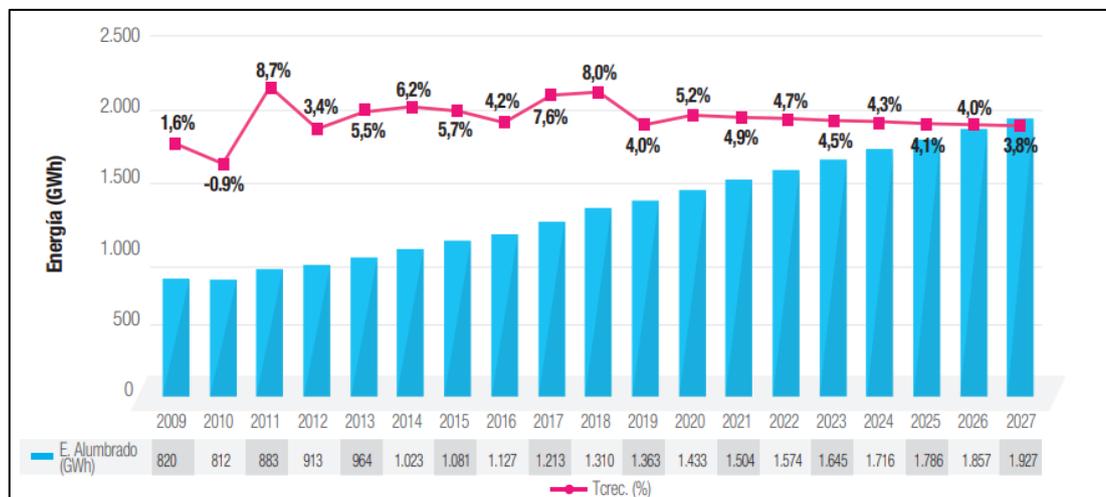
Tipologías de establecimientos públicos:

- Edificios gubernamentales: ministerios, prefecturas, municipios, entre otros.
- Instituciones educativas: escuelas, colegios, universidades.
- Establecimientos de salud: hospitales, centros de salud.
- Otros: bases militares, cárceles, museos, bibliotecas.

La **Figura 14**, emplea un modelo econométrico que se fundamenta en el historial de consumo. Según este modelo, se estima un aumento anual promedio del 4,4 % para el período de 2019 a 2027, lo que resultaría en un consumo de energía de 1.927 GWh en el año 2027.

Figura 14.

Proyección del consumo de energía eléctrica para el sector de A. Público.



Fuente: (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2018).

4.5.3.2. Sector Comercial. El sector comercial está compuesto por todas las empresas y organizaciones que intervienen en el intercambio de productos y servicios con fines de lucro. La meta principal es la obtención de utilidades para sus dueños.

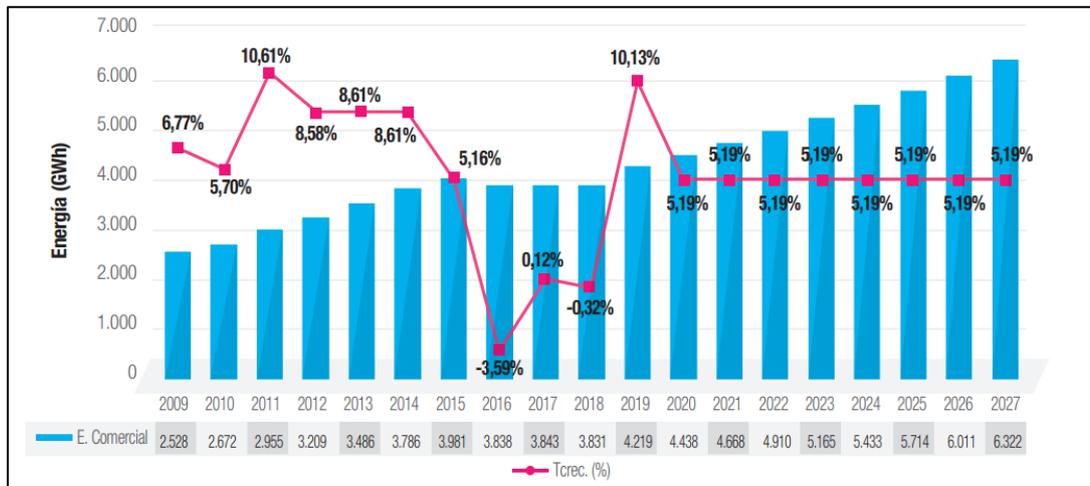
Tipologías de establecimientos comerciales:

- Tiendas: abarrotes, supermercados, hipermercados, tiendas de ropa, calzado, electrodomésticos, entre otros.
- Restaurantes: familiares, gourmet, cafeterías, bares, discotecas, entre otros.
- Hoteles: de lujo, hostales, hosterías, albergues.
- Otros: centros comerciales, cines, teatros, gimnasios, centros de belleza, oficinas, bancos, empresas de telecomunicaciones.

Como resultado del aumento en la cantidad de usuarios, la **Figura 15**, muestra una tasa de crecimiento anual promedio del 5,74 % en la estimación del consumo de energía durante el período 2019-2027. Esto significa que el sector comercial llegaría a alcanzar los 6.322 GWh en el año 2027.

Figura 15.

Proyección del consumo de energía eléctrica para el sector de Comercial.



Fuente: (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2018).

4.5.4. Tarifas del Sistema Eléctrico

Las tarifas eléctricas en Ecuador son un factor crucial para la economía nacional. El precio de la energía eléctrica tiene un impacto directo en el presupuesto de los consumidores, la competitividad de las empresas y el avance del país en términos económicos. Las tarifas eléctricas para los sectores comercial y público se establecen en base a la normativa que regula el suministro de energía eléctrica y el Pliego Tarifario.

El cálculo de la facturación del Servicio Público de Energía Eléctrica (SPEE) se obtiene al agregar diversos componentes, abarcando desde la energía y la potencia hasta las pérdidas en transformadores, la comercialización y las penalizaciones por bajo factor de potencia, según las características del consumidor regulado. La fórmula se expresa de la siguiente forma:

$$FSPEE = E + P + PIT + C + P_{BFP}$$

Donde:

$FSPEE$ = Factura de cobro por el servicio de suministro eléctrico - USD

E = Facturación de Energía (USD)

P = Facturación de Demanda (USD)

PIT = Pérdidas en Transformadores (USD)

C = Comercialización (USD)

P_{BFP} = Penalización por bajo factor de potencia (USD)

Los precios de la electricidad en Ecuador varían en función del tipo de consumidor y el nivel de consumo. En la Tabla 4, se detallan las tarifas aplicables para los sectores comercial y público de las empresas eléctricas Ambato, Azogues, CNEL Bolívar, Centro Sur, Cotopaxi, Norte, Riobamba y Sur, correspondientes al periodo de enero a diciembre de 2024.

Tabla 4

Tarifas eléctricas para el sector comercial y público en Ecuador.

Rango de Consumo	Demanda USD/kW-mes	Energía USD/kWh	Comercialización USD/consumidor
Sector	Comercial		1,414
Nivel de Voltaje	Bajo Voltaje sin demanda		
1-300 Superior		0,092 0,103	
Nivel de Voltaje	Bajo Voltaje con demanda		
	4,790	0,090	
Nivel de Voltaje	Bajo Voltaje con demanda horaria		
08:00 a 22:00 22:00 a 8:00	4,790	0,090 0,072	
Nivel de Voltaje	Medio Voltaje con demanda		
	4,790	0,095	
Nivel de Voltaje	Medio Voltaje con demanda horaria		
08:00 a 22:00 22:00 a 8:00	4,576	0,095 0,077	
Nivel de Voltaje	Alto Voltaje con demanda horaria		
08:00 a 22:00 22:00 a 8:00	4,400	0,089 0,081	
Sector	Público		
	E. Oficiales, Esc. Deportivos, Servicio Comunitario		
Nivel de Voltaje	Bajo Voltaje sin demanda		
1-300 Superior		0,082 0,093	
Nivel de Voltaje	Bajo Voltaje con demanda		
	4,790	0,080	
Nivel de Voltaje	Bajo Voltaje con demanda horaria		
08:00 a 22:00 22:00 a 8:00	4,790	0,080 0,066	
Nivel de Voltaje	Medio Voltaje con demanda		
	4,790	0,071	
Nivel de Voltaje	Medio Voltaje con demanda horaria		
08:00 a 22:00 22:00 a 8:00	4,576	0,071 0,059	
Nivel de Voltaje	Alto Voltaje con demanda horaria		
08:00 a 22:00 22:00 a 8:00	4,400	0,065 0,059	

Fuente: (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023b).

Las tarifas eléctricas para los sectores comercial y público que analizaremos en este estudio son significativamente más bajas en Ecuador que en países como Perú y Colombia.

Específicamente, para el sector comercial con un consumo mensual de 200 kWh, la tarifa en Perú es de 0,159 USD/kWh (*Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN - Plataforma del Estado Peruano, s/f*), en Colombia de 0,103 USD/kWh (*Sede electrónica Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), s/f*), mientras que en Ecuador es de 0,092 USD/kWh (*Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023b*). Esta diferencia en las tarifas representa una ventaja competitiva para el sector comercial ecuatoriano.

4.5.5. Estructura Tarifaria por Nivel de Voltaje

Para una mejor comprensión de los tipos de tarifas de voltaje según su categoría, se presenta la Tabla 5. En ella se detalla el rango de voltaje para cada nivel (bajo, medio o alto), así como el tipo de demanda aplicable a cada categoría, el cual se explicará en detalle más adelante.

Tabla 5

Clasificación de los usuarios según su demanda y su nivel de voltaje.

Categoría	Nivel de Voltaje	Grupo de Consumo	Registro de Demanda
Residencial		Residencial	Sin demanda
		Comercial	Sin demanda
			Con demanda
			Con demanda horaria
		Industrial	Sin demanda
			Con demanda
			Con demanda horaria
		Otros	Sin demanda
			Con demanda
			Con demanda horaria
Con demanda horaria diferenciada			
General	Medio Voltaje – MV $600 V < NV < 40 kV$	Comercial	Con demanda
		Industrial	
		Otros	
		Comercial	Con demanda horaria
		Otros	Con demanda horaria diferenciada
		Industrial	Con demanda horaria diferenciada
	Alto Voltaje – AV $AV1: 40 kV < NV > 138 kW$	Comercial	Con demanda horaria
		Otros	Con demanda horaria diferenciada
		Industrial	
	AV2: $NV > 138 kW$	Industrial	Con demanda horaria diferenciada

Fuente: (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023c)

4.5.5.1. Tarifa General de Bajo Voltaje sin Demanda. Aplica a todos los usuarios conectados a un suministro de menos de 600 V y con una demanda facturable de hasta 10 kW.

Todos estos usuarios deben pagar:

- Un cargo por comercialización dado en USD/consumidor-mes.
- Costo adicional en USD/kWh en relación a la energía consumida (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023c).

4.5.5.2. Tarifa General de Bajo Voltaje con Demanda. Se aplica a todos los usuarios en la categoría de bajo voltaje que tengan una potencia contratada o una demanda facturable superior a 10 kW y cuenten con un regulador de demanda máxima.

Estos usuarios deben pagar:

- Un pago fijo mensual por ser cliente.
- Un pago por la máxima potencia que usas en un mes.
- Un pago por la cantidad de electricidad que usas.

En el caso de que se trate de consumidores de asistencia social, beneficio público o culto religioso se aplica la misma estructura tarifaria, los valores de cargo por energía y demanda se encuentran especificados en el pliego tarifario y en los anexos de este trabajo (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023c).

4.5.5.3. Tarifa General de Bajo Voltaje con Demanda Horaria. Esto se aplica a todos los usuarios que pertenecen a la categoría de bajo voltaje y cuya potencia contratada o demanda facturable supere los 10 kW. Además, deben tener un medidor que registre el consumo de energía hora por hora para identificar los picos de demanda.

Los usuarios deben pagar:

- Cuota fija mensual por ser cliente en USD/consumidor-mes.
- Pago por la máxima potencia usada en un mes, con un ajuste por cómo se gestiona la demanda, multiplicado por un Factor de Gestión de la Demanda (FGD).
- Pago por la electricidad usada durante el día en USD/kWh, en el período de 08:00 hasta las 22:00 horas.

- Pago por la electricidad usada durante la noche en USD/kWh, en el período de 22:00 hasta las 08:00 horas (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023c).

4.5.5.4. Tarifa General de Medio Voltaje con Demanda. Se trata de usuarios que están conectados a un nivel de voltaje que oscila entre 600 V y 13,8 kV y que cuentan con un registrador de demanda horaria.

El consumidor debe pagar:

- Un cargo por comercialización USD/consumidor- mes.
- Un cargo por potencia en USD/kW-mes, por cada kW de demanda mensual facturable.
- Un costo por energía en USD/kWh, basado en el volumen de energía consumida.

Para consumidores de asistencia social, beneficio público y culto religioso se debe registrar las tarifas indicadas en el pliego tarifario (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023c).

4.5.5.5. Tarifa General de Medio Voltaje con Demanda Horaria. Esto se aplica a todos los usuarios conectados a un nivel de voltaje medio que dispongan de un registrador de demanda horaria, el cual les permite identificar la demanda de potencia y el consumo de energía durante los períodos horarios de base, media y punta.

Los usuarios deben pagar:

- Un cargo por comercialización en USD por consumidor al mes, sin importar el nivel de consumo de energía.
- Un cargo por demanda en USD/kW-mes por cada kW de demanda mensual facturable como mínimo de pago multiplicado por un factor de gestión de la demanda FGD.
- Un cargo en USD/kWh por la energía consumida entre las 08:00 y las 22:00 horas.
- Un cargo por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida en el período de 22:00 hasta las 08:00 horas (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023c).

4.5.5.6. Tarifa General de Alto Voltaje con demanda horaria. Hablamos de los grandes consumidores de electricidad conectados a alta tensión del Grupo 1 – AV1. Esta tarifa excluye a los consumidores industriales.

El consumidor debe pagar:

- Un cargo por comercialización en USD por consumidor y por mes, sin tener en cuenta el consumo de energía.
- Un cargo por demanda en USD por kW y por mes, basado en cada kW de demanda mensual facturable como mínimo de pago, independientemente del consumo de energía, y multiplicado por un factor de gestión de la demanda.
- Un cargo por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida en el periodo de 08:00 hasta las 22:00 horas.
- Un cargo por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida, en el periodo de 22:00 hasta las 08:00 horas (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023c).

4.5.6. Subsidios de energía eléctrica en Ecuador

En el contexto actual, la comprensión profunda de las tarifas energéticas y su estructura resulta fundamental para optimizar el consumo energético y contribuir al desarrollo económico sostenible del país. En este marco, la Tabla 6 ofrece una descripción detallada de los diversos tipos de subsidios a las tarifas de energía eléctrica presentes en Ecuador.

Al analizar estos subsidios, se puede identificar el alcance de su impacto en el consumo energético y su papel en la promoción del desarrollo económico sostenible. Esta información es esencial para realizar un análisis correcto del presente trabajo, con la finalidad de que los clientes o consumidores, tomadores de decisiones y actores relevantes del sector energético identifiquen los principales desafíos y oportunidades al implementar energías renovables.

Tabla 6*Tipos de subsidios de energía eléctrica existente en Ecuador.*

Subsidio	Normativa	Variable	Límite	Aplicación
Tarifa de la Dignidad	Decreto Ley Procedimiento	1. Consumo de energía eléctrica 2. Frecuencia de consumo (11 veces en un periodo de 12 meses)	Hasta 110 kWh Empresas de la Sierra Hasta 130 Empresas de la Costa, Amazonía e Insular	Tarifa - Residencial - Residencial para el programa PEC
Adultos Mayores	Ley LOPAM	Edad 65 años	Hasta 138 kWh Hasta el 50 % del valor de consumo, instituciones sin fines de lucro	Tarifa - Residencial - Asistencia Social
Discapacidades	Ley LOD	Condición Discapacidad	Hasta el 50 % de la RBU Hasta el 25 % de la RBU, instituciones sin fines de lucro	- Beneficio Público
Uso de cocinas de inducción y calentamiento de agua	Política Ministerial Procedimiento aprobado por la Agencia	Uso de la cocina de inducción y calentamiento de agua por sistemas eléctricos	1. Hasta 80 kWh por cocción 2. Hasta 20 kWh por calentamiento de agua 3. Hasta 100 kWh por 1 y 2	Tarifa - Residencial para el programa PEC

Fuente: (Dirección de regulación económica y tarifas del sector eléctrico, 2023).

Los subsidios de energía eléctrica han sido una herramienta importante para mitigar los costos de energía para los consumidores, especialmente para los hogares de bajos ingresos. Particularmente, la implementación del subsidio de la Tarifa de la Dignidad desde el año 2007 ha sido objeto de discusión y análisis continuo desde entonces, dicho subsidio ha brindado acceso a energía eléctrica a un precio accesible para un sector de la población con bajos recursos económicos, lo cual ha contribuido a la reducción de la pobreza y la desigualdad

Para acceder a la Tarifa de la Dignidad, los usuarios deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Ser cliente residencial de una empresa eléctrica ecuatoriana. No aplica para clientes industriales, comerciales o del sector público.
- Consumir menos de 110 kWh al mes en la Sierra y 130 kWh en la Costa durante al menos 11 de los últimos 12 meses.
- No se puede acceder a la Tarifa de la Dignidad si se recibe otro subsidio eléctrico, como el de la tercera edad.
- El titular del contrato de suministro de energía eléctrica debe ser la persona que solicita el beneficio. (Novoa et al., 2023).

5. Metodología

5.1. Diseño de Investigación

El proyecto presenta un proceso detallado enfocado en evaluar la viabilidad y beneficios de instalar paneles fotovoltaicos en el sector público y comercial de Ecuador, estructurado en varias etapas clave:

Primero, se realizó un análisis del estado actual de estas tecnologías, recopilando información esencial sobre los precios y tarifas eléctricas, su evolución histórica y proyecciones futuras. Se evaluó la influencia de las empresas en la determinación de los precios eléctricos, tomando en cuenta todos los aspectos económicos relevantes.

Segundo, se llevó a cabo un estudio normativo y jurídico, investigando las regulaciones vigentes relacionadas con la instalación de paneles fotovoltaicos en Ecuador. Este análisis fue fundamental para asegurar el cumplimiento legal y optimizar la planificación del proyecto en términos administrativos y legales.

Tercero, se efectuó un estudio técnico que incluyó la investigación de las tecnologías actuales para paneles fotovoltaicos y el equipo necesario para su integración eficiente a la red eléctrica. Además, se compararon diferentes proveedores de paneles solares, evaluando su adecuación a las necesidades y presupuesto del proyecto.

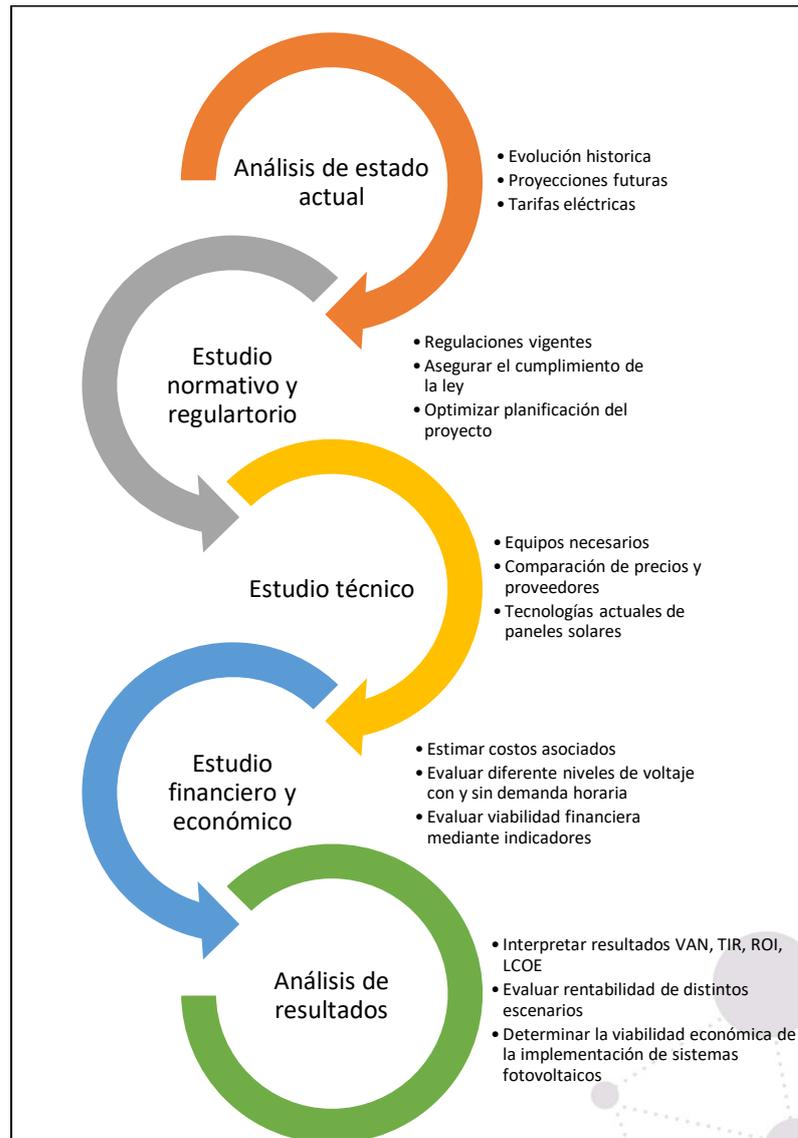
Con la información recopilada, se desarrolló un estudio financiero y económico detallado, estimando los costos asociados y considerando posibles ayudas disponibles de la Administración Pública para maximizar la viabilidad financiera del proyecto.

5.2. Etapas de desarrollo del estudio

En la **Figura 16**, se presenta el diagrama de flujo ilustra las etapas clave del estudio sobre la viabilidad de instalar sistemas fotovoltaicos en el sector público y comercial de Ecuador. Este análisis detallado sigue una metodología estructurada en varias fases críticas, cada una abordando aspectos específicos necesarios para evaluar integralmente la implementación de paneles fotovoltaicos.

Figura 16.

Diagrama de flujo de las etapas de desarrollo del trabajo de titulación.



Fuente: Autor.

5.2.1. Análisis del Estado Actual

En esta etapa, se recopila y analiza información estadística publicada por el Ministerio de Energía y Minas para comprender el consumo y la producción de energía eléctrica actual en Ecuador. Basándonos en este contexto, se revisó su evolución histórica y se proyectaron escenarios futuros. También se investiga cómo las distribuidoras de energía eléctrica influyen en la determinación de tarifas y precios, así como los distintos subsidios económicos presentes en el país. Además, se examina la disponibilidad y la capacidad de generación solar en Ecuador.

5.2.2. Estudio Normativo y Regulatorio

Se lleva a cabo un análisis exhaustivo de las regulaciones y normativas vigentes en Ecuador relacionadas con la instalación de sistemas fotovoltaicos. Este estudio incluyó la revisión de leyes, decretos y normativas locales que afectan la implementación de proyectos solares, con un enfoque especial en la Ley de Eficiencia Energética y la resolución ARCERNNR-031/2023. Se evaluaron los requisitos legales para la instalación, operación y conexión a la red de estos sistemas, y se identificaron las posibles barreras legales que podrían obstaculizar el desarrollo del proyecto.

5.2.3. Estudio Técnico

El estudio técnico implicó la investigación de las tecnologías actuales para paneles fotovoltaicos y los equipos necesarios para su integración eficiente en la red eléctrica. Se compararon diferentes proveedores de paneles solares, evaluando su adecuación en términos de calidad, eficiencia y costo. Además, se analizaron las mejores prácticas para la instalación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos, asegurando una integración óptima y eficiente en el sector público y comercial de Ecuador. Cabe mencionar que los datos técnicos, como la potencia instalada y la producción de energía eléctrica, se obtuvieron tanto de sistemas fotovoltaicos implementados en sectores públicos y comerciales del país como de simulaciones en el software PVGIS de dichos sistemas.

5.2.4. Estudio Financiero y Económico

Esta etapa incluye un análisis detallado de los costos asociados con la implementación de sistemas fotovoltaicos, así como la evaluación de la viabilidad económica del proyecto mediante indicadores financieros como lo son: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Retorno sobre la Inversión (ROI) y el Costo Nivelado de Energía (LCOE). Se consideraron posibles ayudas y subsidios de la Administración Pública para mejorar la viabilidad financiera del proyecto. También se evaluaron diferentes opciones de financiamiento y se identificaron los mecanismos más accesibles para reducir la carga financiera inicial y facilitar la adopción de esta tecnología.

5.2.5. Análisis de Resultados

Finalmente, se presentan los resultados, identificando los desafíos significativos y la importancia de considerar cuidadosamente los patrones de demanda. Se discuten las necesidades de financiamiento accesible, el potencial de rentabilidad en ciertos escenarios, y los beneficios de reducir costos energéticos y emisiones contaminantes.

Se identifica los principales desafíos y oportunidades. Este análisis permite formular recomendaciones concretas para mejorar la viabilidad y maximizar los beneficios de instalar sistemas fotovoltaicos en los sectores público y comercial de Ecuador.

5.3. Métodos de Análisis

5.3.1. Análisis Técnico

Para realizar un análisis técnico satisfactorio, se presenta la Tabla 7 en donde se detalla una comparativa de simuladores fotovoltaicos PVGIS, PVsyst y Solar GIS, en la cual se presenta una descripción general de las características clave de cada herramienta. La información proporcionada en la siguiente tabla permite ayudar a elegir el simulador más adecuado.

Tabla 7

Principales características de simuladores fotovoltaicos.

Característica	PVGIS	PVsyst	SolarGIS
Tipo de Simulación	En línea	Descargable	En línea
Costo	Gratuito	De pago	Gratuito
Precisión	Sencilla e intuitiva	Profesional y avanzada	Profesional e intuitiva
Interfaz	Interfaz simple y fácil de usar	Interfaz avanzada con muchas opciones	Interfaz intuitiva y fácil de usar
Funciones	Básicos	Detalles avanzados	Básicos
Datos de Irradiación	Propios	Propios y de terceros	Propios y de terceros
Flexibilidad	Menos opciones de personalización	Altamente personalizable	Personalizable
Usuarios	Público general	Profesionales	Profesionales e investigadores
Informes Generados	Informes básicos	Informes detallados	Informes básicos

Fuente: Autor

Para realizar el presente trabajo se elige el simulador fotovoltaico PVGIS debido a su accesibilidad gratuita en línea, precisión moderada, interfaz simple y fácil de usar, así como la disponibilidad de datos climáticos globales. Además, el sistema de facturación mensual del consumo de energía eléctrica en Ecuador se simplifica de manera efectiva mediante el uso de este simulador. Aunque puede no ofrecer la misma personalización y detalle que otros simuladores, su facilidad de uso y funcionalidad básica lo hacen una excelente opción para realizar rápidas estimaciones de rendimiento fotovoltaico.

5.3.3.1. Escenarios para el análisis técnico. Con el fin de identificar los parámetros necesarios para la realización de análisis técnico-financieros, se llevó a cabo una comparativa de simuladores fotovoltaicos para elegir el que mejor se adecuara a nuestras necesidades, como se muestra en la tabla anterior. También se consideraron sistemas

fotovoltaicos ya implementados. Los simuladores se emplearon para los estudios de caso sin demanda horaria, mientras que los datos de los sistemas fotovoltaicos ya implementados se analizaron en los estudios de caso con demanda horaria.

Este trabajo contempla la realización de tres escenarios, es decir, tres niveles de voltaje, para cuatro estudios de caso correspondientes a cuatro ubicaciones. Estos estudios de caso se dividen en dos categorías:

Estudios sin demanda horaria: En esta categoría, se emplean simulaciones para obtener parámetros relevantes como la generación de energía eléctrica, la potencia generada, entre otros.

Estudios con demanda horaria: Debido a la falta de información sobre perfiles de demanda horaria en Ecuador, no fue posible realizar simulaciones en esta categoría. En su lugar, se recurrió a entidades que cuentan con sistemas fotovoltaicos implementados en su estructura y que se ajustan al sector de estudio. A partir de la base de datos del software de monitoreo de dichos sistemas fotovoltaicos, se obtuvo información técnica relacionada con la generación y el consumo de energía.

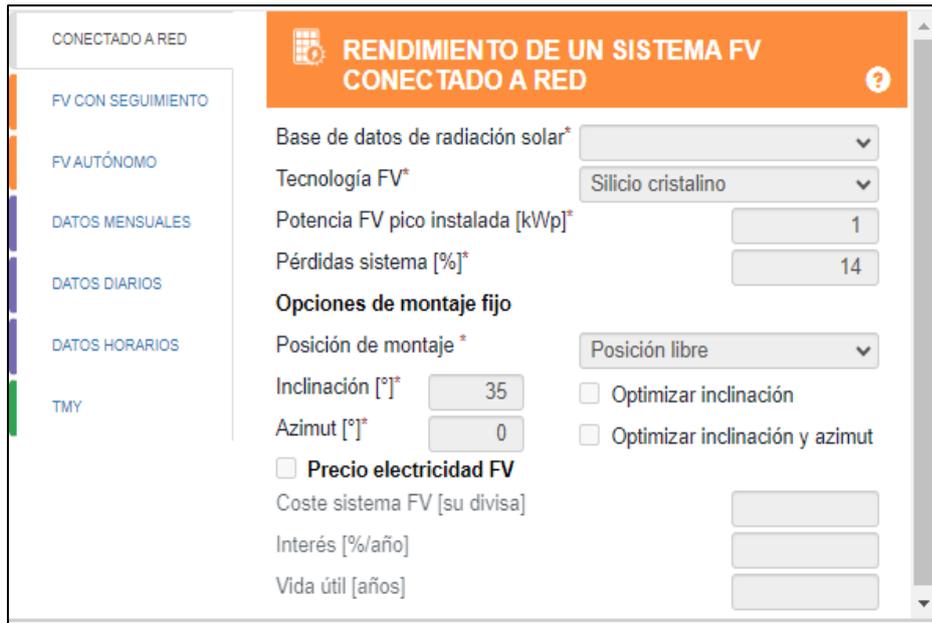
5.3.2. *Simulador Fotovoltaico PVGIS*

PVGIS, conocido como Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica (Photovoltaic Geographical Information System), es un software de simulación para sistemas solares fotovoltaicos creado por el Centro Común de Investigación (JRC) de la Comisión Europea. El JRC es reconocido como el órgano de investigación científica y técnica de la Unión Europea, ofrece asesoramiento y apoyo independiente a los responsables políticos en diversas áreas, incluyendo la energía renovable y la conservación del medio ambiente (JRC, 2022).

En la **Figura 17**, se presenta una visualización detallada de los parámetros configurables del simulador fotovoltaico PVGIS. Esta imagen ofrece un panorama completo de las opciones disponibles para personalizar la simulación, desde la ubicación geográfica hasta las especificaciones técnicas de los paneles solares.

Figura 17.

Interfaz gráfica apartado configurable del simulador PVGIS.



The screenshot shows the 'RENDIMIENTO DE UN SISTEMA FV CONECTADO A RED' configuration window. On the left is a sidebar with menu items: 'CONECTADO A RED' (selected), 'FV CON SEGUIMIENTO', 'FV AUTÓNOMO', 'DATOS MENSUALES', 'DATOS DIARIOS', 'DATOS HORARIOS', and 'TMY'. The main area contains the following settings:

- Base de datos de radiación solar*: [Dropdown menu]
- Tecnología FV*: [Silicio cristalino]
- Potencia FV pico instalada [kWp]*: [1]
- Pérdidas sistema [%]*: [14]
- Opciones de montaje fijo:
 - Posición de montaje*: [Posición libre]
 - Inclinación [°]*: [35]
 - Azimut [°]*: [0]
 - Optimizar inclinación
 - Optimizar inclinación y azimut
- Precio electricidad FV
- Coste sistema FV [su divisa]: [Input field]
- Interés [%/año]: [Input field]
- Vida útil [años]: [Input field]

Fuente: (JRC, 2022).

Inicialmente, en el mapa geográfico del simulador, se debe seleccionar la ubicación donde se llevará a cabo el estudio. Posteriormente, se procede a configurar las opciones de acuerdo con las necesidades del proyecto. A continuación, se detallan cada uno de los parámetros configurables presentes dentro de la interfaz gráfica de PVGIS:

Base de datos de radiación solar:

- PVGIS-NSRDB: Esta base de datos utiliza datos de satélite y reanálisis para proporcionar información sobre la radiación solar en cualquier lugar del mundo. Se recomienda esta opción por que ofrece una mayor precisión en muchas regiones del país.
- PVGIS-ERA5: Esta base de datos utiliza datos del modelo meteorológico global ERA5 para proporcionar información sobre la radiación solar en cualquier lugar del mundo.

Tecnología FV:

- Silicio cristalino: Tecnología fotovoltaica más común y se caracteriza por su alta eficiencia y larga vida útil.
- CIS: Esta tecnología utiliza una capa delgada de materiales semiconductores como el cobre, indio, selenio y galio.
- CdTe: Este sistema utiliza una capa delgada de telurio de cadmio.

- Desconocido: Si no conoce la tecnología fotovoltaica que se utilizará, se puede seleccionar esta opción.

Potencia FV pico instalada [kWp]: Se debe introducir la potencia pico total del sistema fotovoltaico que se desea simular.

Pérdidas sistema [%]: Insertar las pérdidas totales del sistema, que incluyen las pérdidas por inversores, cableado, sombras, entre otros. En general, las pérdidas totales del sistema fotovoltaico suelen oscilar entre el 10 % y el 25 % (Kennedy, 2022).

Posición de montaje:

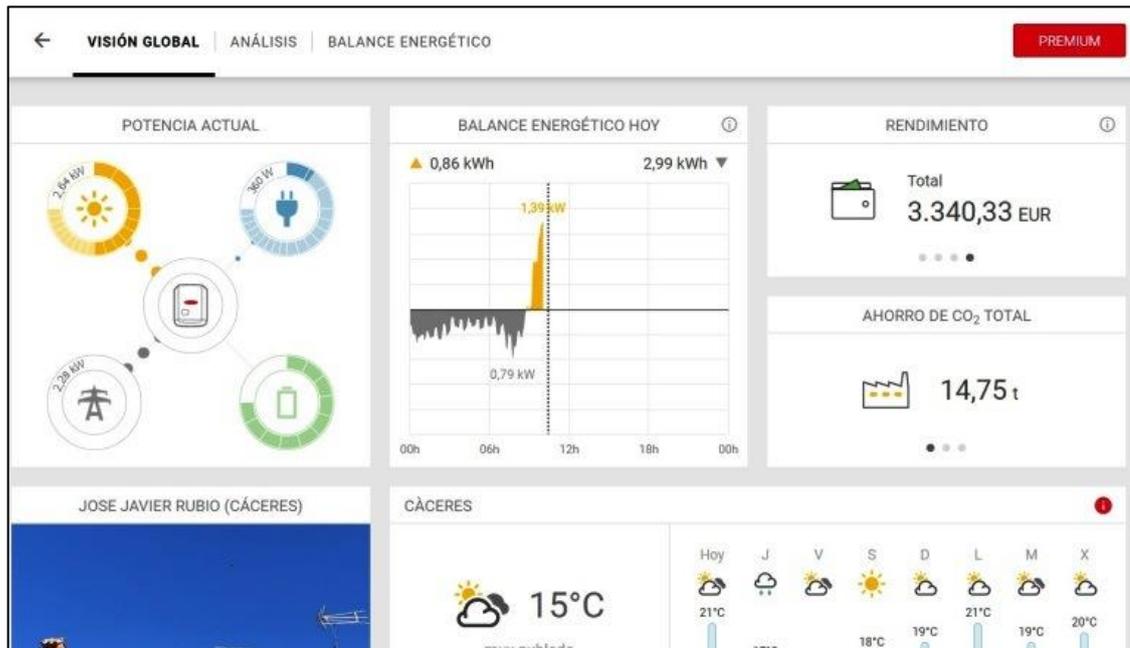
- Posición libre: Esta elección permite al usuario colocar el sistema fotovoltaico en cualquier posición.
- Sobre el tejado, integrado en el edificio: Permite colocar el sistema fotovoltaico sobre el tejado, integrado en la estructura del edificio.

Inclinación [°]: En sistemas fotovoltaicos, ajustar la inclinación es clave. En Ecuador, lo óptimo es igualarla a la latitud del lugar de instalación, típicamente 0 y 15 grados debido a su ubicación ecuatorial (Genera Renovables, 2022).

Azimut [°]: El azimut del sistema fotovoltaico, debe estar expresado en grados desde el norte. En términos generales, el azimut óptimo para Ecuador oscila entre 0 y 20 grados al oeste del norte. Por lo tanto, se recomienda orientar los paneles solares hacia el oeste-noroeste para maximizar la eficiencia en la captación de energía solar a lo largo del año (Ortega Ormazá & Tenezaca Paredes, 2016).

5.3.3. *Solar Web - Fronius*

La plataforma Solar Web de Fronius se presenta como una herramienta integral y avanzada para la monitorización y gestión de sistemas fotovoltaicos, como se puede observar en la **Figura 18**. Diseñada por Fronius, una empresa líder en tecnología solar, esta plataforma ofrece una serie de funcionalidades que facilitan tanto a usuarios residenciales como comerciales optimizar el rendimiento de sus instalaciones solares (Fronius Solar. Web: monitorización de sistemas FV para instaladores, s/f).

Figura 18.*Interfaz gráfica Solar Web Fronius.*

Fuente: (Portal de monitorización Solar.Web de Fronius: funciones y ventajas, s/f)

Solar Web permite a los usuarios acceder a una visualización detallada y en tiempo real de la producción de energía de sus sistemas fotovoltaicos. Esta característica es crucial para identificar patrones de generación y consumo de energía, permitiendo ajustes precisos que maximicen la eficiencia del sistema. La plataforma también proporciona análisis históricos, lo que facilita la evaluación del rendimiento a lo largo del tiempo y ayuda a detectar posibles fallos o disminuciones en la producción de energía.

Otra funcionalidad destacada de Solar Web es su capacidad para generar informes detallados. Estos informes incluyen métricas clave como la cantidad de energía generada, el ahorro económico logrado y la reducción de emisiones de CO₂. Para los estudios de caso con demanda horaria, Solar Web Fronius se utiliza para obtener la información necesaria para realizar el análisis técnico-financiero. La capacidad de la plataforma para proporcionar datos precisos y en tiempo real es esencial para evaluar adecuadamente el comportamiento energético bajo diferentes condiciones de demanda.

5.3.4. Análisis Financiero

5.3.4.1. Valor Actual Neto (VAN). También conocido como Valor Presente Actual, se trata del valor presente dentro de los flujos de caja futuros, descontados a una determinada tasa de descuento i . Este indicador mide el valor económico de una inversión como la suma de todos los flujos de caja netos futuros descontados.

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{F_{n,n}}{(1+d)^n} = -F_0 + \frac{F_1}{(1+d)^1} + \frac{F_2}{(1+d)^2} + \dots + \frac{F_N}{(1+d)^N}$$

$F_{n,n}$ representa el flujo neto de caja en el año n , N corresponde al período de análisis, d es la tasa de descuento anual y F_0 es el costo de la inversión inicial.

Cuando se evalúa el VAN de un proyecto:

- Si VAN es mayor que cero, indica que el proyecto generará un rendimiento superior a la tasa de descuento requerida. Cuanto mayor sea el VAN, más atractivo será el proyecto.
- Si VAN es igual a cero, significa que el proyecto proporcionará un rendimiento igual a la tasa de descuento requerida. Es decir, el proyecto ni crea ni destruye valor.
- Si VAN es menor que cero, indica que el proyecto no cumple con el retorno de inversión mínimo requerido y, por lo tanto, no debe continuar (Ríos, 2018).

5.3.4.2. Tasa Interna de Retorno (TIR). Es la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto del proyecto sea igual a cero. Se determina como la tasa de descuento que equilibra la suma de las entradas netas de efectivo descontadas con la suma de las salidas netas de efectivo, incluyendo los flujos de caja de inversión, a lo largo de la duración del proyecto. En esencia, la TIR ofrece una medida del rendimiento económico del proyecto, indicando la tasa de rendimiento necesaria para que el proyecto sea considerado rentable (Ríos, 2018).

$$\sum_{n=0}^N \frac{F_{i,n}}{(1+irr)^n} = \sum_{n=0}^N \frac{F_{o,n} + F_{c,n}}{(1+irr)^n}$$

Al calcular la TIR, podemos determinar cuál proyecto ofrece una tasa de retorno más atractiva.

5.3.4.3. Retorno de Inversión (ROI). El ROI (Return on Investment) refleja la proporción entre los ingresos anuales netos después de impuestos y la inversión total en el proyecto. Se puede calcular de diversas maneras, siendo la más sencilla la división del flujo de caja operativo neto anual promedio por los flujos de caja totales de inversión. Este indicador ofrece una evaluación de la eficiencia y rentabilidad del proyecto, permitiendo a los inversores medir el rendimiento de su inversión en términos de los ingresos generados en comparación con el capital invertido (Ríos, 2018).

$$RoI = \left(\frac{F_{no}}{F_i} \right) \times 100$$

F_{no} es el promedio recurrente del flujo de caja operativo neto después de impuestos, sin aplicar descuentos.

F_i es el capital inicial de inversión, descontando cualquier subsidio de capital recibido.

5.3.4.4. Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE). (Levelized Cost of Energy) es el costo que se asigna distribuido de manera uniforme, a cada unidad de energía producida o ahorrada por el sistema a lo largo del proyecto. Representa el valor presente de la tarifa de energía que debe cobrarse durante la vida útil del proyecto para que la inversión tenga un Valor Actual Neto de 0. El LCOE es una medida del costo promedio de generar una unidad de energía eléctrica durante la vida útil de un proyecto, expresado en términos de dólares por kilovatio-hora (USD/kWh) (Ríos, 2018).

$$LCOE = \frac{\text{Valor actual del costo total a lo largo de la vida}}{\text{Valor actual de toda la electricidad generada a lo largo de la vida}}$$

El LCOE resulta valioso al contrastar los gastos energéticos unitarios de diversas tecnologías energéticas que funcionan en escalas y lapsos temporales distintos. Por tanto, su utilidad radica en la evaluación comparativa del potencial de inversión en energías alternativas, asumiendo uniformidad en los ingresos monetarios generados por la producción energética de cada tecnología, es decir, el LCOE se utiliza para comparar el costo de la electricidad generada por diferentes tecnologías energéticas. Por ejemplo, si el LCOE de una central eléctrica de carbón es de 2 USD/kWh, y el LCOE de un parque eólico es de 0,80 USD/kWh, esto indicaría que la energía eólica es una opción más económica en este caso.

Los cálculos del Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE) para sistemas fotovoltaicos en Europa muestran una tendencia a la baja. Por ejemplo, en Málaga, el costo nivelado de energía para la energía fotovoltaica a escala comercial, con un Coste Medio Ponderado del Capital (WACC) nominal del 7 %, se sitúa en 24 euros/MWh en 2024. Se proyecta que este costo disminuya a 19 euros/MWh para 2030 y a 13 euros/MWh para 2050. Estas predicciones indican que la electricidad fotovoltaica ya es más barata (pv magazine, 2023).

6. Resultados

6.1. Análisis Técnico

En el marco de la transición hacia un futuro energético sostenible, la energía fotovoltaica se posiciona como una alternativa viable para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y mitigar los efectos del cambio climático. Para evaluar la viabilidad de implementar sistemas fotovoltaicos en diferentes sectores y ubicaciones, es necesario realizar análisis exhaustivos que consideren tanto los aspectos técnicos como económicos.

Es por lo que en la Tabla 8, se presenta una metodología que combina análisis técnico-económico para evaluar el consumo fotovoltaico en cuatro escenarios: dos en el sector comercial (uno con demanda horaria y otro sin demanda horaria) y dos en el sector público (uno con demanda horaria y otro sin demanda horaria). La metodología se basa en la realización de simulaciones y estudios de caso, combinados con el cálculo de indicadores financieros clave.

El análisis se centra exclusivamente en los ahorros derivados del intercambio de energía eléctrica. Esto significa que el análisis no toma en cuenta otros factores o variables que pueden influir en el precio de la energía, como las tasas pagadas a los bomberos o la recolección de basura. Al enfocarnos únicamente en los ahorros energéticos, se proporciona una evaluación más directa y específica del impacto económico de los sistemas fotovoltaicos.

Tabla 8

Análisis Técnico de la viabilidad de energía fotovoltaica en Sectores Comerciales y Públicos.

Tipo de consumo	Generación Fotovoltaica Simulación / Estudio de Caso	Justificación
Caso 1: Durán, Sector Comercial, Voltajes Sin Demanda Horaria (BV, MV, MV)	Simulación con PVGIS	Datos e información acorde al lugar geográfico con mayor consumo de energía según el sector (valores mensuales).
Caso 2: Latacunga, Sector Comercial, Voltajes Con Demanda Horaria (BV, MV, AV)	Estudio de Caso (Datos Reales)	No existen registros de consumo por horas. El estudio de caso proporciona un desglose por horas de consumo y producción, según el sector.
Caso 3: Milagro, Sector Público, Voltajes Sin Demanda Horaria (BV, MV, MV)	Simulación con PVGIS	Datos e información acorde al lugar geográfico con mayor consumo de energía según el sector (valores mensuales).
Caso 4: Manabí, Sector Público, Voltajes Con Demanda Horaria (BV, MV, AV)	Estudio de Caso (Datos Reales)	No existen registros de consumo por horas. El estudio de caso proporciona un desglose por horas de consumo y producción, según el sector.

Fuente: Autor

6.1.1. Caso 1: Durán, Sector Comercial, Voltajes Sin Demanda Horaria

Información obtenida de la Estadística Anual del Sector Eléctrico 2023, revela que en el sector comercial los proveedores de energía eléctrica con mayor consumo fueron las distribuidoras de CNEL EP Guayas-Los Ríos, Manabí, Guayaquil y Santa Elena, con un consumo superior a 1.000 kWh. Mientras que, entre las empresas eléctricas, E.E. Galápagos y E.E. Quito tuvieron el mayor consumo promedio, con más de 500 kWh por consumidor, mientras que E.E. Riobamba tuvo el menor con 282,25 kWh por consumidor. Según la estadística eléctrica 2023, el consumo promedio mensual a nivel nacional para sectores comerciales fue de 723,03 kWh (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023a).

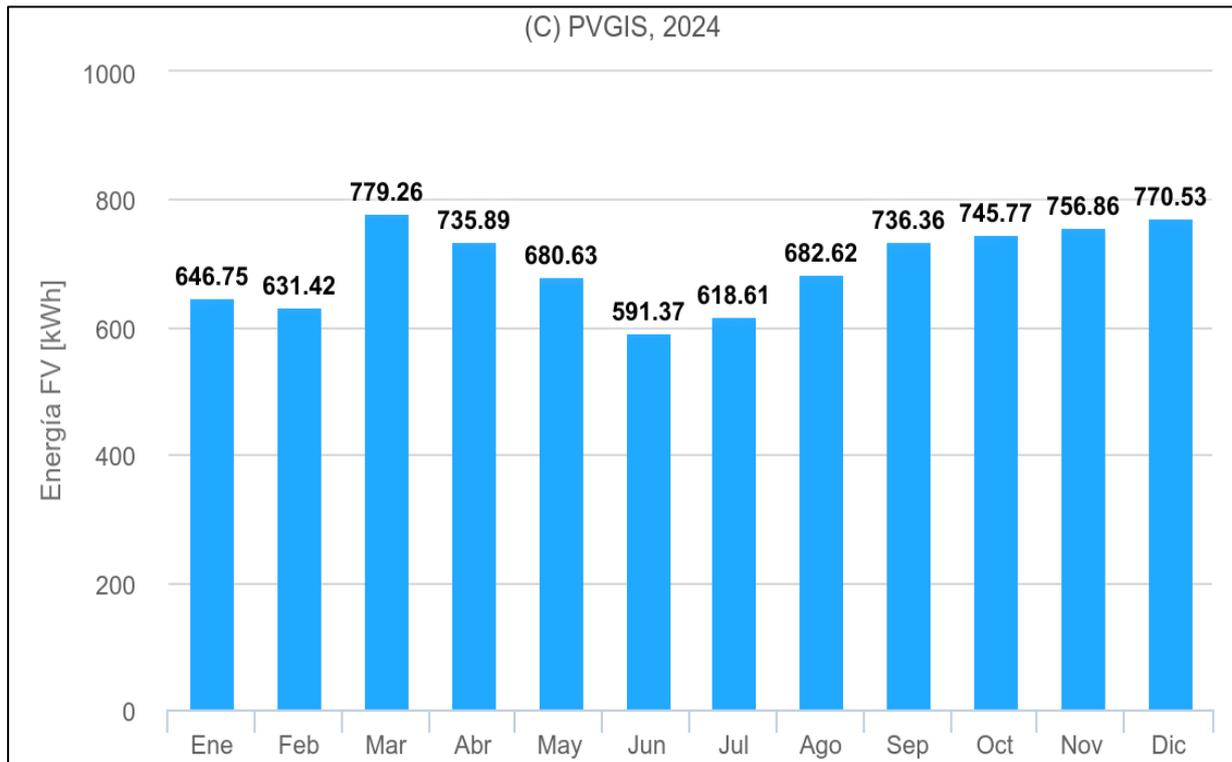
Se realizó la simulación de un sistema fotovoltaico en la ciudad de Durán para determinar su producción mensual de energía. Se obtuvo un promedio mensual de 698 kWh a lo largo de los 12 meses del año. Durán es atendida por la distribuidora de energía CNEL Guayas-Los Ríos, conocida por su alto consumo eléctrico en el sector comercial. Por esta razón, se seleccionó Durán como ubicación para la simulación del sistema fotovoltaico. A continuación, en la **Figura 19** se muestran los resultados obtenidos por el simulador PVGIS para el Caso 1.

Se emplean los siguientes parámetros para la simulación:

- Base de datos de radiación solar: PVGIS-NSRDB
- Tecnología FV: Silicio cristalino
- Potencia FV pico [kWp]: 7,5; equivale a 15 paneles de 500 W.
- Pérdidas sistema [%]: 15 %
- Posición de montaje: Sobre el tejado, integrado en el edificio.
- Inclinación [°]: 10 grados
- Azimut [°]: 0 grados

Figura 19.

Producción de energía mensual para el Caso 1 mediante el simulador PVGIS.



Fuente: (JRC, 2022).

Cabe mencionar que un componente crucial de un sistema de energía solar es el inversor, el cual tiene una vida útil que oscila entre 10 y 20 años, dependiendo del fabricante, el tipo y las condiciones de uso (Nehme et al., 2021). Además, se deben considerar otros componentes además del inversor, como paneles solares, cables y soportes de montaje para determinar la vida útil total del sistema. Los paneles solares, cuentan con una vida útil entre 20 a 30 años, que superan típicamente la del inversor, aunque su rendimiento disminuye gradualmente con el tiempo (Wang et al., 2022).

En base a la información proporcionada, la Tabla 9 presenta un análisis detallado de los consumos y ahorros anuales en dólares (USD). Este análisis se fundamenta en la estructura tarifaria nacional expuesta en la Tabla 4 y en la vida útil estimada del sistema fotovoltaico, la cual se ha establecido en 25 años. Esta estimación considera la vida útil promedio de los paneles solares y la necesidad de reemplazar el inversor cada 15 años. Como punto de referencia, se utiliza el promedio mensual de consumo de energía eléctrica a nivel nacional para el sector comercial.

Para realizar el análisis, primero se llevó a cabo la evaluación de los niveles de bajo voltaje (BV) y medio voltaje (MV), dado que estos no cuentan con demanda horaria. Esto

permitió realizar el estudio del caso utilizando los datos disponibles, ya que no se dispone de datos horarios de consumo de energía eléctrica. El procedimiento por seguir, que servirá para futuros casos de estudio, es el siguiente:

1. Se obtiene el consumo promedio mensual de energía eléctrica para el sector comercial, utilizando datos de la Estadística Anual del Sector Eléctrico 2023.

$$C_{Pm} = 723,03 \text{ kWh}$$

2. Determinación del costo de energía por kWh, dependiendo del tipo de tarifa para cada nivel de voltaje. Para este ejemplo el caso del bajo voltaje sin demanda, se utiliza el rango de valores:

$$E_{Pm} = 0,092 \text{ a } 0,103 \text{ USD/kWh}$$

3. Cálculo de la facturación mensual para un sistema sin tecnología fotovoltaica (FV), multiplicando el consumo de la red eléctrica convencional por el costo del kWh.

$$F_{SFV} = C_{Pm} * E_{Pm}$$

4. Se obtiene la información de producción mensual de energía eléctrica del sistema fotovoltaico mediante la simulación en PVGIS.

$$P_{FV}$$

5. A continuación, se realiza el cálculo del nuevo consumo de energía eléctrica, restando la producción de energía mensual del sistema fotovoltaico al consumo de energía de la red convencional.

$$N_{CE} = C_{Pm} - P_{FV}$$

6. Obtención de un saldo acumulativo de energía, que se utiliza para reducir el consumo actual y del siguiente mes, y así sucesivamente.

$$S_A$$

7. Seguidamente se obtiene el consumo final a facturar, a partir de los saldos generados en los anteriores meses.

$$C_{Fm}$$

8. Cálculo de la nueva facturación aplicando el sistema FV, multiplicando el consumo final a facturar por el costo del kWh.

$$F_{FV} = C_{Fm} * E_{Pm}$$

9. Por último, se obtiene el ahorro mensual al aplicar el sistema FV, se lo obtiene al restar el valor de la facturación con FV entre la Facturación sin FV.

$$A_M = F_{SFV} - F_{FV}$$

Siendo:

Consumo red eléctrica C_{Pm}

Costo kWh USD	E_{Pm}
Facturación sin FV USD	F_{SFV}
Producción FV kWh	P_{FV}
Nuevo consumo FV kWh	N_{CE}
Saldo acumulativo kWh	S_A
Saldo acumulativo kWh	C_{Fm}
Facturación con FV USD	F_{FV}
Ahorro Mensual USD	A_M

Tabla 9

Ejemplo Referencial del cálculo del ahorro anual del Caso 1, para el año 1 en condición de Bajo Voltaje sin demanda horaria.

Mes	Consumo red eléctrica kWh	Costo kWh USD	Facturación sin FV USD	Producción FV kWh	Nuevo consumo FV kWh	Saldo acumulativo kWh	Consumo final que facturar kWh	Costo kWh con ese consumo USD	Facturación con FV USD	Ahorro Mensual USD
Enero	723,03	0,103	74,47	646,75	76,28	0	76,28	0,092	7,02	67,45
Febrero	723,03	0,103	74,47	631,42	91,61	0	91,61	0,092	8,43	66,04
Marzo	723,03	0,103	74,47	779,26	-56,23	-56,23	0	0,092	0,00	74,47
Abril	723,03	0,103	74,47	735,89	-12,86	-69,09	0	0,092	0,00	74,47
Mayo	723,03	0,103	74,47	680,63	42,4	-26,69	0	0,092	0,00	74,47
Junio	723,03	0,103	74,47	591,37	131,66	0	104,97	0,092	9,66	64,81
Julio	723,03	0,103	74,47	618,61	104,42	0	104,42	0,092	9,61	64,87
Agosto	723,03	0,103	74,47	682,62	40,41	0	40,41	0,092	3,72	70,75
Septiembre	723,03	0,103	74,47	736,36	-13,33	-13,33	0	0,092	0,00	74,47
Octubre	723,03	0,103	74,47	745,77	-22,74	-36,07	0	0,092	0,00	74,47
Noviembre	723,03	0,103	74,47	756,86	-33,83	-69,9	0	0,092	0,00	74,47
Diciembre	723,03	0,103	74,47	770,53	-47,5	-117,4	0	0,092	0,00	74,47
Ahorro Anual										855,24

Fuente: Autor

En la Tabla 10, se presenta el ahorro anual derivado de la instalación de un sistema de energía fotovoltaica para la vida útil estimada de los paneles solares. Es importante destacar que se consideró una degradación anual del 0,5 % en la potencia generada debido al desgaste de los componentes del sistema. Este primer análisis se enfoca en los niveles de bajo voltaje sin demanda, bajo voltaje con demanda y medio voltaje con demanda, ya que no requieren análisis horarios de demanda, los cuales se abordan en otro contexto.

Tabla 10

Análisis del Ahorro anual a partir de la simulación de un sistema FV en Durán, para los niveles de BV y MV voltaje sin demanda horaria.

Año	Ahorro Bajo Voltaje sin demanda	Ahorro Bajo Voltaje con demanda	Ahorro Medio Voltaje con demanda
1	855,24	743,28	784,57
2	863,57	751,43	793,18
3	859,73	747,67	789,21
4	855,91	743,94	785,27
5	851,99	740,10	781,22
6	847,99	736,19	777,09
7	844,23	732,51	773,20
8	840,21	728,58	769,06
9	836,43	724,88	765,15
10	832,72	721,25	761,32
11	828,74	717,36	757,22
12	825,04	713,74	753,39
13	821,39	710,17	749,62
14	817,66	706,52	745,77
15	813,82	702,76	741,80
16	810,22	699,24	738,09
17	806,65	695,75	734,40
18	803,09	692,27	730,73
19	799,55	688,81	727,08
20	796,03	685,36	723,44
21	792,53	681,94	719,82
22	789,05	678,53	716,22
23	785,58	675,13	712,64
24	782,13	671,76	709,08
25	778,69	668,40	705,53
Total	\$20.538,18	\$17.757,57	\$18.744,10

Fuente: Autor

La implementación de este tipo de tecnologías fotovoltaicos FV en el sector comercial para los niveles de bajo voltaje BV y medio voltaje MV sin demanda horaria, genera un ahorro anual significativo. Los resultados revelan que el ahorro varía ligeramente cada año. Sin embargo, se observa una tendencia general de incremento en el ahorro anual a lo largo del tiempo, lo que sugiere hasta el momento que la implementación del sistema FV es financieramente favorable a largo plazo.

6.1.2. Caso 2: Latacunga, Sector Comercial, Voltajes Con Demanda Horaria

Este análisis se centra en un sistema fotovoltaico implementado en una Cooperativa de Ahorro y Crédito en la ciudad de Latacunga. La información de generación y consumo de energía fue obtenida de la base de datos de la cooperativa, revelando un patrón de consumo y generación de energía por horas similar al del sector comercial. Este enfoque se adoptó debido a la falta de información o perfiles de demanda horaria específicos para establecimientos del sector comercial en Ecuador.

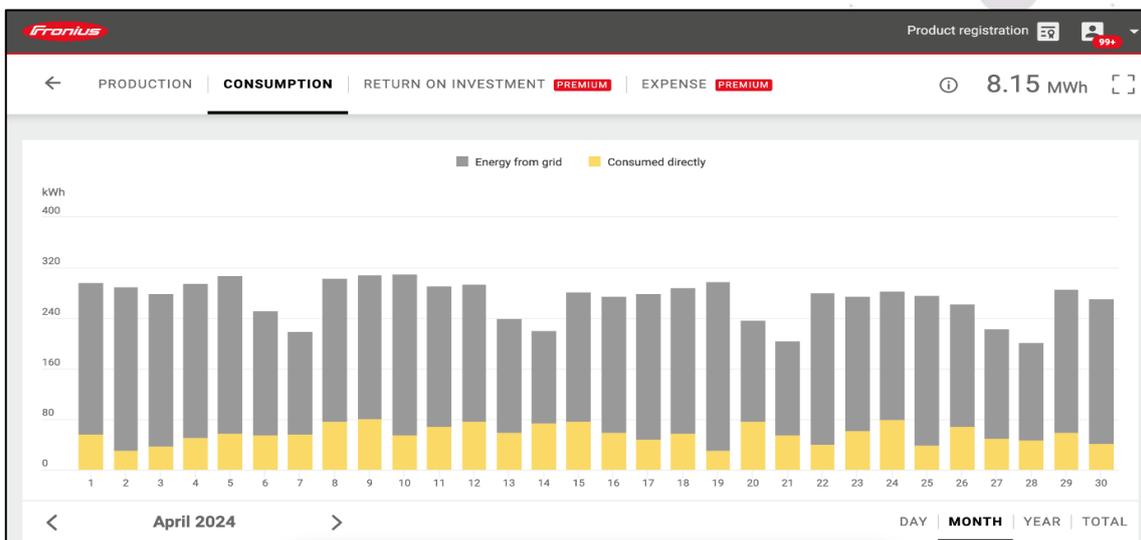
Cabe recordar que, según el tarifario de energía eléctrica nacional, enfocado a este estudio existen niveles de bajo voltaje BV, medio voltaje MV y alto voltaje AV con demanda horaria. Seguidamente, se describen algunos componentes del sistema de energía solar fotovoltaico implementado en la cooperativa, cabe resalta que esta información fue proporcionada por la empresa “Ingeniería Verde”:

- Potencia: 14,6 kWp
- Inversión: \$26.950
- Costo del inversor: \$6.800
- Distribución: 36 paneles de 405 W
- Paneles: Marca Tiger Pro 54HC
- Inversor: Marca FRONIUS PRIMO

La **Figura 20**, ilustra el funcionamiento del sistema fotovoltaico durante el mes de abril del año 2024. El gráfico presenta la energía tomada de la red eléctrica convencional en gris y la energía generada por el sistema fotovoltaico en amarillo.

Figura 20.

Consumo y producción de energía eléctrica de la cooperativa mes de abril 2024.

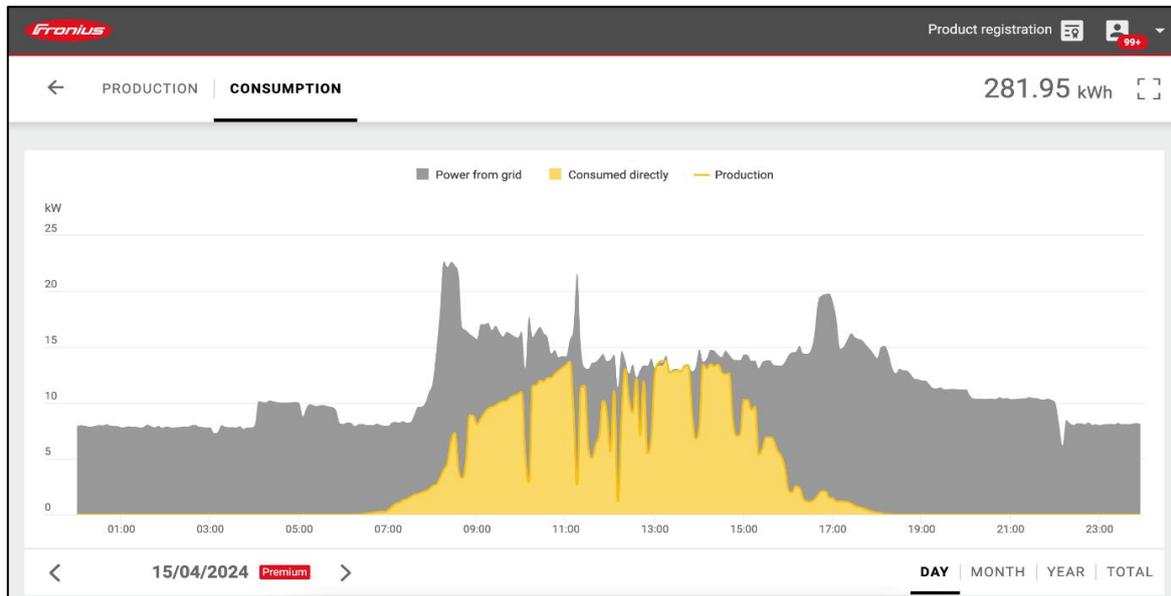


Fuente: (Ingeniería Verde, 2024)

En la **Figura 21**, se muestra el funcionamiento actual del sistema por hora. De manera similar a la gráfica anterior, el color gris indica el consumo de energía, que comienza a las 08:00 y disminuye a partir de las 22:00. La producción de energía solar, representada en color amarillo, inicia a las 06:45 y se extiende hasta las 18:30. Los datos obtenidos son recolectados con un intervalo de 5 minutos.

Figura 21.

Consumo y producción de energía de la cooperativa de ahorro y crédito por hora.



Fuente: (Ingeniería Verde, 2024)

Posteriormente, la Tabla 11, presenta el cálculo de los ahorros anuales obtenidos mediante la recopilación de datos del sistema de monitoreo del proyecto fotovoltaico de la Cooperativa de Ahorro y Crédito. Se han tomado como referencia las pautas generales del caso de estudio anterior, como por ejemplo la duración del proyecto de 25 años y la degradación anual de producción de energía eléctrica del sistema en un 0,5 %.

Tabla 11

Análisis del ahorro anual del sistema FV implementado en Latacunga, para el nivel de BV, MV y AV voltaje con demanda horaria.

Año	Ahorro Bajo Voltaje con demanda horaria	Ahorro Medio Voltaje con demanda horaria	Ahorro Alto Voltaje con demanda horaria
1	1.871,44	1.975,93	1.855,74
2	1.862,09	1.966,05	1.846,46
3	1.852,78	1.956,22	1.837,23
4	1.843,51	1.946,44	1.828,04
5	1.834,30	1.936,71	1.818,90
6	1.825,12	1.927,03	1.809,81
7	1.816,00	1.917,39	1.800,76
8	1.806,92	1.907,80	1.791,76
9	1.797,88	1.898,27	1.782,80
10	1.788,89	1.888,77	1.773,88
11	1.779,95	1.879,33	1.765,01
12	1.771,05	1.869,93	1.756,19
13	1.762,20	1.860,58	1.747,41
14	1.753,38	1.851,28	1.738,67
15	1.744,62	1.842,02	1.729,98
16	1.735,89	1.832,81	1.721,33
17	1.727,21	1.823,65	1.712,72
18	1.718,58	1.814,53	1.704,16
19	1.709,99	1.805,46	1.695,64
20	1.701,44	1.796,43	1.687,16
21	1.692,93	1.787,45	1.678,72
22	1.684,46	1.778,51	1.670,33
23	1.676,04	1.769,62	1.661,98
24	1.667,66	1.760,77	1.653,67
25	1.659,32	1.751,97	1.645,40
Total	\$44.083,66	\$46.544,99	\$43.713,73

Fuente: Autor

La anterior tabla expone un análisis detallado del ahorro, aunque la diferencia en los ahorros anuales entre BV y AV es relativamente pequeña, el sistema FV en nivel de medio voltaje ofrece un ahorro económico ligeramente mayor a lo largo del tiempo en comparación con el nivel de alto voltaje. Esta información puede ser útil para la toma de decisiones en la implementación de sistemas fotovoltaicos, considerando la relación costo-beneficio a largo plazo.

6.1.3. Caso 3: Milagro, Sector Público, Voltajes Sin Demanda Horaria

La Estadística Anual del Sector Eléctrico 2023 revela que, dentro del sector público (otros), las distribuidoras de CNEL EP Milagro destaca por su elevado consumo de energía eléctrica, con un promedio mensual de 10.302,84 kWh. Le sigue CNEL Guayaquil con un consumo mensual de 9.008,33 kWh.

En cuanto a las empresas eléctricas, E.E. Galápagos, E.E. Quito y E.E. Cotopaxi registraron el consumo promedio más alto por consumidor, superando los 1.450 kWh. Por otro lado, E.E. Sur presentó el menor consumo, con un promedio de 482,48 kWh. A nivel nacional, el consumo promedio mensual en el sector público (otros) se ubicó en 2.808,07 kWh (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023a).

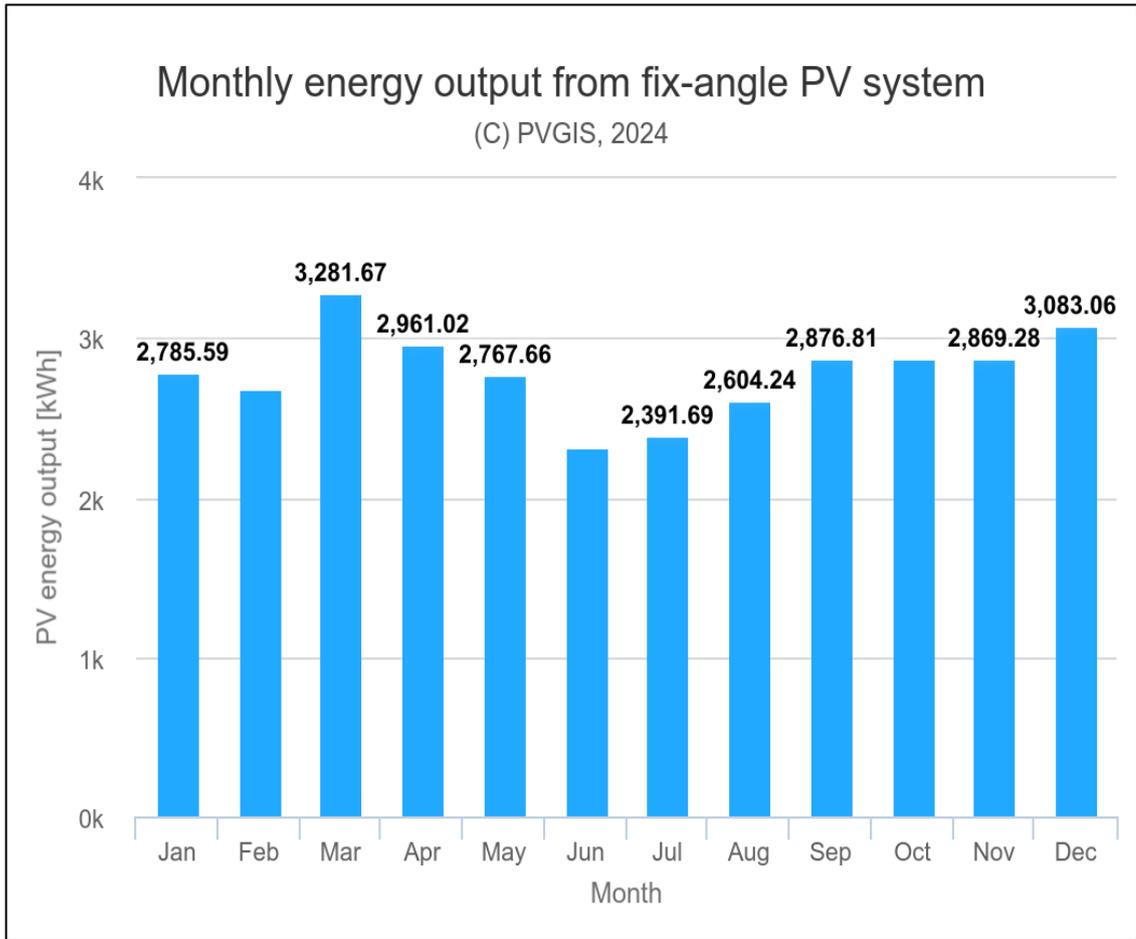
Para el presente análisis, se realizó una simulación de un sistema fotovoltaico mediante el software PVGIS, en la ciudad de Milagro, la cual evidenció una producción de energía promedio mensual de 2.791,43 kWh. Cabe destacar que Milagro es abastecida por CNEL Milagro, la distribuidora con el mayor consumo eléctrico en el sector público. Los resultados obtenidos del simulador PVGIS para el Caso 3 se detallan en la **Figura 22**.

Se emplean los siguientes parámetros para la simulación:

- Base de datos de radiación solar: PVGIS-NSRDB
- Tecnología FV: Silicio cristalino
- Potencia FV pico [kWp]: 32,5; equivale a 65 paneles de 500 W.
- Pérdidas sistema [%]: 15 %
- Posición de montaje: Sobre el tejado, integrado en el edificio.
- Inclinación [°]: 10 grados
- Azimut [°]: 0 grados

Figura 22.

Producción de energía mensual para el Caso 3 mediante el simulador PVGIS.



Fuente: (JRC, 2022).

Para determinar el ahorro anual total durante la vida útil del proyecto en este caso de estudio, se siguen los mismos lineamientos y procedimientos aplicados en el Caso 1. Esto implica realizar un análisis detallado del ahorro económico para cada año durante los 25 años que abarca la vida útil del proyecto.

A continuación, se presenta un ejemplo del cálculo para el año 1 en este caso de estudio. El mismo proceso se repite para cada uno de los 25 años de vida útil del proyecto, el resultado para el año 1 se resumen en la Tabla 12.

Tabla 12

Ejemplo Referencial del cálculo del ahorro anual del Caso 3, para el año 1 en condición de Bajo Voltaje sin demanda horaria.

Mes	Consumo red eléctrica kWh	Costo kWh USD	Facturación sin FV USD	Producción FV kWh	Nuevo consumo FV kWh	Saldo acumulativo kWh	Consumo final que facturar kWh	Costo kWh con ese consumo USD	Facturación con FV USD	Ahorro Mensual USD
Enero	2.808,07	0,103	289,23	2.785,59	22,48	0	22,48	0,103	2,32	286,92
Febrero	2.808,07	0,103	289,23	2.685,60	122,47	0	122,47	0,103	12,61	276,62
Marzo	2.808,07	0,103	289,23	3.281,67	-473,6	-473,6	0	0,103	0,00	289,23
Abril	2.808,07	0,103	289,23	2.961,02	-152,95	-626,55	0	0,103	0,00	289,23
Mayo	2.808,07	0,103	289,23	2.767,66	40,41	-586,14	0	0,103	0,00	289,23
Junio	2.808,07	0,103	289,23	2.308,90	499,17	-86,97	0	0,103	0,00	289,23
Julio	2.808,07	0,103	289,23	2.391,69	416,38	0,00	329,41	0,103	33,93	255,30
Agosto	2.808,07	0,103	289,23	2.604,24	203,83	0	203,83	0,103	20,99	268,24
Septiembre	2.808,07	0,103	289,23	2.876,81	-68,74	-68,74	0	0,103	0,00	289,23
Octubre	2.808,07	0,103	289,23	2.878,70	-70,63	-139,37	0	0,103	0,00	289,23
Noviembre	2.808,07	0,103	289,23	2.869,28	-61,21	-200,58	0	0,103	0,00	289,23
Diciembre	2.808,07	0,103	289,23	3.083,06	-274,99	-475,57	0	0,103	0,00	289,23
Ahorro										3.400,92

Fuente: Autor

Posteriormente, la Tabla 13 presenta un análisis del ahorro anual derivado de la simulación de implementar un sistema fotovoltaico FV en Milagro, considerando diferentes niveles de voltaje y escenarios de demanda USD/kW-mes. Este estudio compara los ahorros obtenidos bajo tres condiciones específicas: bajo voltaje sin demanda horaria, bajo voltaje con demanda, y medio voltaje con demanda. Los datos, estimados para un período de 25 años, proporcionan una visión comprensiva de los beneficios económicos asociados a cada configuración del sistema FV, permitiendo evaluar la opción más eficiente y rentable para el sector público.

Tabla 13

Análisis del ahorro anual a partir de la simulación de un sistema FV en Milagro, para el nivel de BV y MV voltaje sin demanda horaria.

Año	Bajo Voltaje Sin demanda	Bajo Voltaje Con demanda	Medio Voltaje Con demanda
1	3.400,92	2.971,68	3.136,77
2	3.438,68	3.004,68	3.171,60
3	3.421,49	2.989,65	3.155,74
4	3.404,38	2.974,70	3.139,97
5	3.387,36	2.959,83	3.124,27
6	3.369,10	2.943,87	3.107,42
7	3.349,24	2.926,52	3.089,11
8	3.325,79	2.906,03	3.067,47
9	3.315,83	2.897,33	3.058,29
10	3.299,25	2.882,84	3.043,00
11	3.282,76	2.868,43	3.027,79
12	3.266,34	2.854,09	3.012,65
13	3.250,01	2.839,82	2.997,58
14	3.243,55	2.834,17	2.991,62
15	3.217,59	2.811,49	2.967,68
16	3.201,50	2.797,43	2.952,84
17	3.185,50	2.783,44	2.938,08
18	3.169,57	2.769,53	2.923,39
19	3.153,72	2.755,68	2.908,77
20	3.137,43	2.741,44	2.893,75
21	3.120,82	2.726,93	2.878,43
22	3.105,22	2.713,30	2.864,03
23	3.089,69	2.699,73	2.849,71
24	3.074,24	2.686,23	2.835,47
25	3.058,87	2.672,80	2.821,29
Total	\$81.268,87	\$71.011,63	\$74.956,72

Fuente: Autor

El análisis revela que el sistema FV en Milagro ofrece mayores ahorros cuando se implementa en un nivel de bajo voltaje sin demanda horaria, alcanzando un total de \$81.268,87 USD en 25 años. Los ahorros son menores cuando se considera la demanda kW-mes, tanto en bajo voltaje \$ 71.011,63 como en medio voltaje \$ 74.956,72. Esta información es crucial para la planificación y toma de decisiones sobre la implementación de sistemas fotovoltaicos, destacando la mayor eficiencia económica del sistema en bajo voltaje sin demanda horaria.

6.1.4. Caso 4: Manabí, Sector Público, Voltajes Con Demanda Horaria

Para este caso de estudio, se siguen las mismas directrices que en el Caso 2 debido a que ambos comparten un tipo similar de demanda horaria. En este análisis, se recopila información de una universidad ubicada en la provincia de Manabí, la cual ha implementado un sistema de generación fotovoltaica y registra su consumo y generación de energía eléctrica por horas. Además, cabe acotar que los datos horarios de consumo y generación de energía eléctrica fueron obtenidos mediante el software de monitoreo implementado en la universidad. Basándonos en el tarifario de energía eléctrica, enfocado en este sector, se identifican niveles de bajo voltaje BV, medio voltaje MV y alto voltaje AV con demanda horaria.

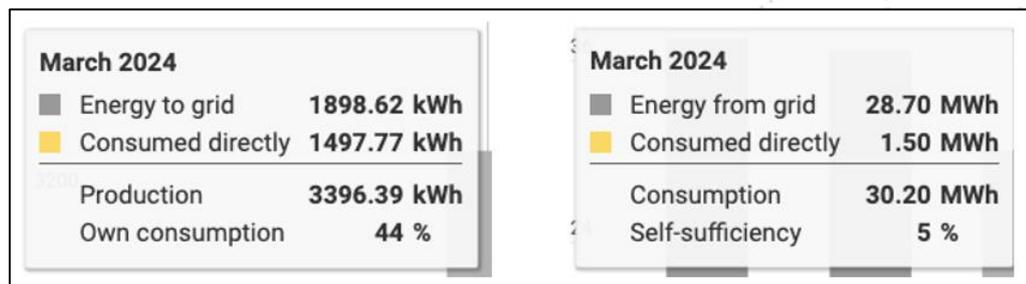
A continuación, se describen algunas características importantes para desarrollar un análisis satisfactorio. Esta información fue proporcionada por la empresa "Ingeniería Verde":

- Potencia: 18,4 kWp
- Inversión: \$33.964
- Costo del inversor: \$6.800
- Distribución: 46 paneles de 400 W

La **Figura 23**, ilustra estadísticas del funcionamiento del sistema fotovoltaico durante el mes de marzo del presente año. El gráfico muestra la energía obtenida de la red en color gris y la energía producida directamente del sistema FV en color amarillo. Durante este mes, el sistema solar produjo un total de 3.396,39 kWh y el consumo total mensual fue de 30,20 MWh.

Figura 23.

Consumo y producción de energía eléctrica del mes de marzo 2024 de la universidad.

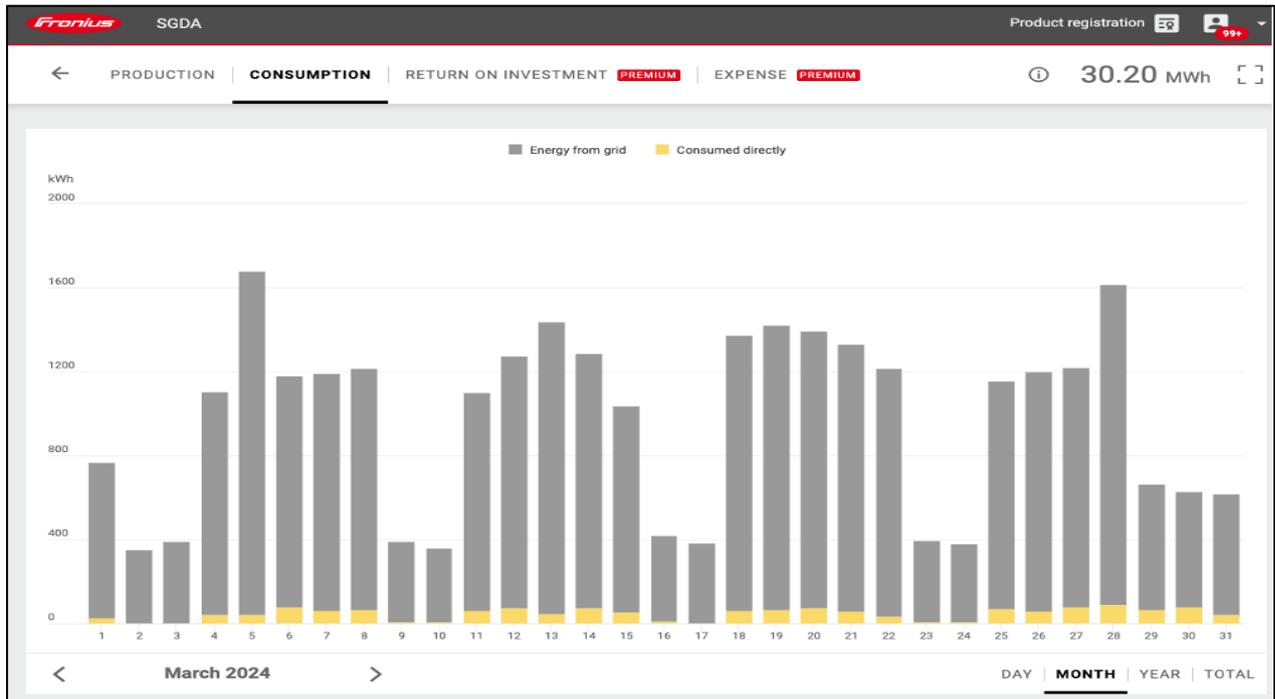


Fuente: (Ingeniería Verde, 2024)

Para la **Figura 24**, se presentan estadísticas diarias del funcionamiento actual del sistema. El color gris indica el consumo de energía de la red, mientras que el color amarillo representa la producción de energía solar. Además, se puede observar que el consumo disminuye drásticamente los fines de semana.

Figura 24.

Consumo y producción de energía eléctrica del mes de marzo del sistema fotovoltaico implementado en la universidad.



Fuente: (Ingenieria Verde, 2024)

La Tabla 14, muestra un análisis detallado del ahorro anual generado por la implementación de un sistema fotovoltaico FV en una universidad ubicada en la provincia de Manabí, considerando tres niveles de voltaje (bajo, medio y alto) y demanda horaria. El análisis abarca el período de duración de la vida útil del sistema, mostrando el ahorro anual para cada año y un total acumulado.

Tabla 14

Análisis del ahorro anual del sistema FV implementado en la universidad para BV, MV y AV voltaje con demanda horaria.

Año	Ahorro Bajo Voltaje con demanda horaria	Ahorro Medio Voltaje con demanda horaria	Ahorro Alto Voltaje con demanda horaria
1	3.254,66	2.888,69	2.646,66
2	3.238,38	2.874,24	2.633,43
3	3.222,19	2.859,87	2.620,26
4	3.206,08	2.845,57	2.607,16
5	3.190,05	2.831,34	2.594,13
6	3.174,10	2.817,19	2.581,16
7	3.158,23	2.803,10	2.568,25
8	3.142,44	2.789,09	2.555,41
9	3.126,73	2.775,14	2.542,63
10	3.111,09	2.761,26	2.529,92
11	3.095,54	2.747,46	2.517,27
12	3.080,06	2.733,72	2.504,68
13	3.064,66	2.720,05	2.492,16
14	3.049,34	2.706,45	2.479,70
15	3.034,09	2.692,92	2.467,30
16	3.018,92	2.679,46	2.454,96
17	3.003,82	2.666,06	2.442,69
18	2.988,80	2.652,73	2.430,48
19	2.973,86	2.639,46	2.418,32
20	2.958,99	2.626,27	2.406,23
21	2.944,20	2.613,14	2.394,20
22	2.929,48	2.600,07	2.382,23
23	2.914,83	2.587,07	2.370,32
24	2.900,25	2.574,13	2.358,47
25	2.885,75	2.561,26	2.346,67
Total	\$76.666,53	\$68.045,75	\$62.344,70

Fuente: Autor

Los resultados de la anterior tabla indican que la implementación del sistema fotovoltaico genera ahorros significativos a lo largo del tiempo. Estos ahorros no solo contribuyen a la sostenibilidad económica de las operaciones, sino que también subrayan el potencial de la energía solar para mitigar costos energéticos y promover la adopción de prácticas más eficientes en el consumo de energía.

6.2. Análisis Económico

La siguiente sección se enfoca en evaluar la viabilidad de implementar sistemas solares fotovoltaicos en el sector comercial mediante el cálculo de indicadores clave como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Retorno sobre la Inversión (ROI) y el Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE). En primer lugar, se examinan los costos asociados con la instalación y el mantenimiento del sistema a lo largo de su vida útil.

Para estimar la viabilidad económica, se inicia con un análisis detallado de los costos del sistema, que se mantienen bajos debido a la ausencia de partes móviles y a la disponibilidad gratuita de la luz solar como fuente de energía. El análisis incluye cotizaciones solicitadas para los casos realizados con simulador, así como la información de inversión obtenida para los casos en los que ya se encuentran implementados los sistemas fotovoltaicos.

Este estudio pretende ofrecer una visión clara sobre los beneficios y retos económicos de adoptar sistemas solares fotovoltaicos en el sector comercial y público en Ecuador, con el objetivo de determinar su rentabilidad y sostenibilidad a largo plazo.

6.2.1. Caso 1: Durán, Sector Comercial, Voltajes sin demanda horaria

Para la realización del análisis económico, se procede al cálculo de los indicadores económicos de VAN, TIR, ROE y LCOE con el objetivo de evaluar la viabilidad de la implementación de sistemas solares. Para ello, se realiza primero un análisis de costos del sistema a lo largo de su periodo de duración. Los costos anuales de mantenimiento son casi nulos, ya que no hay partes móviles y el combustible de entrada en este caso la luz solar es gratuito. Para un rendimiento óptimo, el sistema solo requiere limpieza de los módulos y mantenimiento preventivo y correctivo básico.

Típicamente, los costos de mantenimiento para sistemas solares fotovoltaicos pequeños son aproximadamente del 0,65 % del costo inicial del sistema, y para sistemas más grandes, alrededor del 1 % del costo inicial (Shimura et al., 2016).

En cuanto a la inversión inicial, se contactó a diversos proveedores para solicitar propuestas. Entre ellos, la empresa Proviento S.A. presentó una cotización atractiva para la implementación del sistema fotovoltaico con la potencia requerida para el Caso 1. Cabe destacar que, en nuestro caso, no se requiere la instalación de baterías. La cotización total proporcionada por Proviento S.A. para la implementación del sistema asciende a USD 13.571,40. Esta cantidad incluye todos los componentes necesarios para el correcto funcionamiento del sistema, a excepción de las baterías.

A continuación, en la Tabla 15 se presentan datos de la energía generada, ingresos anuales, costo de inversión y costos de mantenimiento y operación.

Tabla 15

Análisis de producción anual de energía, ingresos y costos para un sistema solar a largo de 25 años, caso 1.

Costos									
Año	kWh/año	Ingresos BV sin demanda	Ingresos BV con demanda	Ingresos MV sin demanda	Inversión \$	Costo M&O	Total, BV sin demanda	Total, BV con demanda	Total, MV sin demanda
1	8.376,07	855,24	743,28	784,57	8.914,04	89,14	-8.147,94	-8.259,90	-8.218,61
2	8.334,19	863,57	751,43	793,18		89,14	774,43	662,29	704,04
3	8.292,52	859,73	747,67	789,21		89,14	770,59	658,53	700,07
4	8.251,06	855,91	743,94	785,27		89,14	766,77	654,80	696,13
5	8.209,80	851,99	740,10	781,22		89,14	762,85	650,96	692,08
6	8.168,75	847,99	736,19	777,09		89,14	758,85	647,05	687,95
7	8.127,91	844,23	732,51	773,20		89,14	755,09	643,37	684,06
8	8.087,27	840,21	728,58	769,06		89,14	751,07	639,44	679,92
9	8.046,83	836,43	724,88	765,15		89,14	747,29	635,74	676,01
10	8.006,60	832,72	721,25	761,32		89,14	743,58	632,11	672,18
11	7.966,57	828,74	717,36	757,22		89,14	739,60	628,22	668,08
12	7.926,73	825,04	713,74	753,39		89,14	735,90	624,60	664,25
13	7.887,10	821,39	710,17	749,62		89,14	732,25	621,03	660,48
14	7.847,66	817,66	706,52	745,77		89,14	728,52	617,38	656,63
15	7.808,42	813,82	702,76	741,80	3.438,50	89,14	-2713,82	-2824,88	-2785,84
16	7.769,38	810,22	699,24	738,09		89,14	721,08	610,10	648,95
17	7.730,54	806,65	695,75	734,40		89,14	717,51	606,61	645,26
18	7.691,88	803,09	692,27	730,73		89,14	713,95	603,13	641,59
19	7.653,42	799,55	688,81	727,08		89,14	710,41	599,67	637,93
20	7.615,16	796,03	685,36	723,44		89,14	706,89	596,22	634,30
21	7.577,08	792,53	681,94	719,82		89,14	703,39	592,80	630,68
22	7.539,20	789,05	678,53	716,22		89,14	699,91	589,39	627,08
23	7.501,50	785,58	675,13	712,64		89,14	696,44	585,99	623,50
24	7.463,99	782,13	671,76	709,08		89,14	692,99	582,62	619,94
25	7.426,67	778,69	668,40	705,53		89,14	689,55	579,26	616,39
Total	19.7306,30	\$20.538,19	\$17.757,57	\$18.744,10			\$5.957,14	\$3.176,52	\$4.163,05

Fuente: Autor

Para el cálculo de los indicadores financieros específicamente del VAN presentado en la Tabla 16, se establece inicialmente una tasa de interés del 8 %, la cual es un valor promedio recomendado por tasas de interés activas referenciales del Banco Central del Ecuador (Banco Central del Ecuador, 2024).

Tabla 16

Análisis económico de sistema solar fotovoltaico, indicadores financieros, caso 1.

Tipo	VAN	TIR	ROI	LCOE
BV sin demanda	\$ -185,76	7,73%	57%	0,052 USD/kWh
BV con demanda	\$ -1.488,16	5,75%	50%	0,037 USD/kWh
MV con demanda	\$ -1.017,79	6,48%	52%	0,042 USD/kWh

Fuente: Autor

La anterior tabla ofrece un análisis económico detallado de un sistema solar fotovoltaico en tres configuraciones. En BV sin demanda, se observa un VAN de -185,76 \$, indicando pérdidas que no se recuperan durante la vida útil del proyecto.

Una TIR del 7,73 % que indica que la inversión debe generar una rentabilidad anual promedio del 7,73 %. Si esta tasa es superior al costo del capital o la tasa mínima de retorno aceptable, la inversión es considerada rentable.

Un ROI del 57 % significa que la inversión ha generado un retorno del 57 % sobre el monto invertido, lo que es una indicación positiva de la rentabilidad de la inversión. Para cada dólar invertido, se ha ganado 0,57 dólares adicionales.

Un LCOE de 0,052 USD/kWh sugiere que el costo de producción de energía solar con ese sistema es de 5,2 centavos por cada kWh generado.

La inclusión de la demanda en BV y MV resulta en mayores pérdidas de VAN, con TIR y ROI inferiores, aunque el LCOE en BV con demanda baja a 0,037 USD/kWh y en MV con demanda se sitúa en 0,042 USD/kWh. Se puede inferir que todos los escenarios muestran desafíos significativos de viabilidad económica debido a VAN negativos, indicando que la inversión inicial no se recupera por completo, incluso en el escenario menos desfavorable, BV sin demanda.

6.2.2. Caso 2: Latacunga, Sector Comercial, Voltajes con demanda horaria

Para el siguiente análisis, se sigue un procedimiento similar al caso anterior con el objetivo de obtener los datos de los indicadores económicos. Se toma en cuenta los mismos lineamientos del Caso 1 para la elaboración de la Tabla 17.

Tabla 17

Análisis de producción anual de energía y costos para un sistema solar a lo largo de 25 años, Caso 2.

Año	kWh/año	Ingresos BV con demanda horaria	Ingresos MV con demanda horaria	Ingresos AV con demanda horaria	Inversión	Costo M&O	Total, BV con demanda horaria	Total, MV con demanda horaria	Total, AV con demanda horaria
1	20.897,69	1487,20	1975,93	1855,74	26.950,00	269,50	-25.732,30	-25.243,57	-25.363,76
2	20.793,20	1479,77	1966,05	1846,46		269,50	1.210,27	1.696,55	1.576,96
3	20.689,24	1472,37	1956,22	1837,23		269,50	1.202,87	1.686,72	1.567,73
4	20.585,79	1465,01	1946,44	1828,04		269,50	1.195,51	1.676,94	1.558,54
5	20.482,86	1457,68	1936,71	1818,90		269,50	1.188,18	1.667,21	1.549,40
6	20.380,45	1450,39	1927,03	1809,81		269,50	1.180,89	1.657,53	1.540,31
7	20.278,54	1443,14	1917,39	1800,76		269,50	1.173,64	1.647,89	1.531,26
8	20.177,15	1435,92	1907,80	1791,76		269,50	1.166,42	1.638,30	1.522,26
9	20.076,27	1428,74	1898,27	1782,80		269,50	1.159,24	1.628,77	1.513,30
10	19.975,88	1421,60	1888,77	1773,88		269,50	1.152,10	1.619,27	1.504,38
11	19.876,00	1414,49	1879,33	1765,01		269,50	1.144,99	1.609,83	1.495,51
12	19.776,62	1407,42	1869,93	1756,19		269,50	1.137,92	1.600,43	1.486,69
13	19.677,74	1400,38	1860,58	1747,41		269,50	1.130,88	1.591,08	1.477,91
14	19.579,35	1393,38	1851,28	1738,67		269,50	1.123,88	1.581,78	1.469,17
15	19.481,46	1386,41	1842,02	1729,98	6.800,00	269,50	-5.683,09	-5.227,48	-5.339,52
16	19.384,05	1379,48	1832,81	1721,33		269,50	1.109,98	1.563,31	1.451,83
17	19.287,13	1372,59	1823,65	1712,72		269,50	1.103,09	1.554,15	1.443,22
18	19.190,69	1365,72	1814,53	1704,16		269,50	1.096,22	1.545,03	1.434,66
19	19.094,74	1358,89	1805,46	1695,64		269,50	1.089,39	1.535,96	1.426,14
20	18.999,27	1352,10	1796,43	1687,16		269,50	1.082,60	1.526,93	1.417,66
21	18.904,27	1345,34	1787,45	1678,72		269,50	1.075,84	1.517,95	1.409,22
22	18.809,75	1338,61	1778,51	1670,33		269,50	1.069,11	1.509,01	1.400,83
23	18.715,70	1331,92	1769,62	1661,98		269,50	1.062,42	1.500,12	1.392,48
24	18.622,12	1325,26	1760,77	1653,67		269,50	1.055,76	1.491,27	1.384,17
25	18.529,01	1318,63	1751,97	1645,40		269,50	1.049,13	1.482,47	1.375,90
Total	492264,97	\$35.032,46	\$46.544,99	\$43.713,73			-\$5.455,04	\$6.057,49	\$3.226,23

Fuente: Autor

La Tabla 18 presenta el análisis económico de un sistema solar fotovoltaico para las configuraciones con demanda horaria de BV, MV y AV. Al igual que en el Caso 1, todos los escenarios presentan VAN negativos, lo que indica que la inversión inicial no se recupera en su totalidad durante la vida útil del proyecto, generando pérdidas.

Tabla 18

Análisis económico de sistema solar fotovoltaico, indicadores financieros, Caso 2.

Tipo	VAN	TIR	ROI	LCOE
BV con demanda horaria	\$-16.727,90	-1,79%	23%	-0,011 USD/kWh
MV con demanda horaria	\$-11.718,81	1,75%	42%	0,012 USD/kWh
AV con demanda horaria	\$-12.950,69	0,96%	38%	0,007 USD/kWh

Fuente: Autor

En conclusión, el análisis económico del sistema fotovoltaico con demanda horaria revela resultados diversos. Todos los tipos de sistemas muestran un VAN negativo, indicando que la inversión inicial no se recupera completamente durante la vida útil del proyecto. En términos de rentabilidad, los sistemas de MV destacan con la mayor TIR del 1,75 %, seguidos por los sistemas de AV con un 0,96 %. Los sistemas de BV presentan la TIR más baja -1,79%, reflejando una rentabilidad menos favorable. En cuanto al Retorno de la Inversión, los sistemas de MV muestran el ROI más alto 42 %, seguidos por los sistemas de AV 38 %, mientras que los sistemas de BV registran el ROI más bajo 23 %. En términos de Costo Nivelado de la Electricidad LCOE, los sistemas de AV tienen el LCOE más bajo 0,007 USD/kWh, seguidos por los sistemas de BV 0,011 USD/kWh, con los sistemas de MV presentando el LCOE más alto 0,012 USD/kWh.

Estos resultados subrayan la complejidad y la importancia de considerar múltiples factores económicos al evaluar la viabilidad de los sistemas fotovoltaicos en proyectos a largo plazo.

6.2.3. Caso 3: Milagro, Sector Público Voltajes sin demanda horaria

De la misma manera que en casos anteriores, con el fin de obtener los datos de los indicadores económicos, se toma en cuenta el mismo proceso y pautas del Caso 1. Cabe recordar que se consideran tres tipos de voltajes sin demanda horaria: bajo voltaje y medio voltaje, calculando los ahorros anuales para cada uno.

A continuación, en la Tabla 19 se presentan datos de la energía generada, ingresos anuales, costo de inversión y costos de mantenimiento y operación.

Tabla 19

Análisis de producción anual de energía y costos para un sistema solar a lo largo de 25 años, Caso 3.

Costos									
Año	kWh/año	Ingresos BV sin demanda	Ingresos BV con demanda	Ingresos MV sin demanda	Inversión	Costo M&O	Total, BV sin demanda	Total, BV con demanda	Total, MV sin demanda
1	33.497,16	3.400,92	2.971,68	3.136,77	34.520,0	345,20	-31.464,28	-31.893,52	-31.728,43
2	33.329,67	3.438,68	3.004,68	3.171,60		345,20	3.093,48	2.659,48	2.826,40
3	33.163,03	3.421,49	2.989,65	3.155,74		345,20	3.076,29	2.644,45	2.810,54
4	32.997,21	3.404,38	2.974,70	3.139,97		345,20	3.059,18	2.629,50	2.794,77
5	32.832,22	3.387,36	2.959,83	3.124,27		345,20	3.042,16	2.614,63	2.779,07
6	32.668,06	3.369,10	2.943,87	3.107,42		345,20	3.023,90	2.598,67	2.762,22
7	32.504,72	3.349,24	2.926,52	3.089,11		345,20	3.004,04	2.581,32	2.743,91
8	32.342,20	3.325,79	2.906,03	3.067,47		345,20	2.980,59	2.560,83	2.722,27
9	32.180,49	3.315,83	2.897,33	3.058,29		345,20	2.970,63	2.552,13	2.713,09
10	32.019,59	3.299,25	2.882,84	3.043,00		345,20	2.954,05	2.537,64	2.697,80
11	31.859,49	3.282,76	2.868,43	3.027,79		345,20	2.937,56	2.523,23	2.682,59
12	31.700,19	3.266,34	2.854,09	3.012,65		345,20	2.921,14	2.508,89	2.667,45
13	31.541,69	3.250,01	2.839,82	2.997,58		345,20	2.904,81	2.494,62	2.652,38
14	31.383,98	3.243,55	2.834,17	2.991,62		345,20	2.898,35	2.488,97	2.646,42
15	31.227,06	3.217,59	2.811,49	2.967,68	13.754,00	345,20	-10.881,61	-11.287,71	-11.131,52
16	31.070,93	3.201,50	2.797,43	2.952,84		345,20	2.856,30	2.452,23	2.607,64
17	30.915,57	3.185,50	2.783,44	2.938,08		345,20	2.840,30	2.438,24	2.592,88
18	30.760,99	3.169,57	2.769,53	2.923,39		345,20	2.824,37	2.424,33	2.578,19
19	30.607,19	3.153,72	2.755,68	2.908,77		345,20	2.808,52	2.410,48	2.563,57
20	30.454,15	3.137,43	2.741,44	2.893,75		345,20	2.792,23	2.396,24	2.548,55
21	30.301,88	3.120,82	2.726,93	2.878,43		345,20	2.775,62	2.381,73	2.533,23
22	30.150,37	3.105,22	2.713,30	2.864,03		345,20	2.760,02	2.368,10	2.518,83
23	29.999,62	3.089,69	2.699,73	2.849,71		345,20	2.744,49	2.354,53	2.504,51
24	29.849,62	3.074,24	2.686,23	2.835,47		345,20	2.729,04	2.341,03	2.490,27
25	29.700,37	3.058,87	2.672,80	2.821,29		345,20	2.713,67	2.327,60	2.476,09
Total	789.057,47	81.268,87	71.011,63	74.956,72			24.364,87	14.107,63	18.052,72

Fuente: Autor

En la Tabla 20, se presenta el Valor Actual Neto, Tasa Interna de Retorno con base en los ingresos anuales proyectados y el costo total de la inversión. Luego, se calcula el Retorno de la Inversión teniendo en cuenta los ingresos totales a lo largo de la vida útil del proyecto. Finalmente, se determina el Costo Nivelado de la Electricidad considerando el costo inicial de la inversión, los gastos adicionales de mantenimiento, y la producción total de energía.

Tabla 20

Análisis económico de sistema solar fotovoltaico, indicadores financieros, caso 2.

Tipo	VAN	TIR	ROI	LCOE
BV sin demanda	192,80 \$	8,07%	58%	0,052 USD/kWh
BV con demanda	-4.697,09 \$	6,18%	51%	0,039 USD/kWh
MV con demanda	-2.816,36 \$	6,92%	54%	0,044 USD/kWh

Fuente: Autor

A diferencia de los Casos 1 y 2, el escenario BV sin demanda presenta un VAN positivo de 192,80 \$, lo que indica que la inversión inicial se recupera con ganancias durante la vida útil del proyecto. Los indicadores financieros para este escenario son los más favorables: TIR del 8,07 %, ROI del 58 % y LCOE de 0,052 USD/kWh.

Sin embargo, al incluir la demanda en BV, el VAN se vuelve negativo -4.697,09 \$ y los indicadores financieros empeoran, aunque el LCOE mejora ligeramente. MV con demanda también presenta un VAN negativo -2.816,36 \$ y un ROI del 54 %, pero un LCOE ligeramente mejor que BV con demanda.

El escenario BV sin demanda es el único que presenta resultados financieros positivos en este caso. Sin embargo, la inclusión de la demanda en BV y MV empeora significativamente los indicadores financieros.

6.2.4. Caso 4: Manabí, Sector Público Voltajes con demanda horaria

El análisis económico actual sigue los mismos principios del estudio realizado en el Caso 2, enfocado en evaluar la viabilidad económica de implementar un sistema fotovoltaico en la universidad situada en Manabí.

Este estudio integral de factibilidad económica calcula los ahorros anuales a lo largo del ciclo de vida del proyecto, considerando tres niveles de voltaje con demanda horaria: bajo, medio y alto. Se examina cómo variaciones en la inversión inicial, el costo de la energía y la generación solar afectan los resultados económicos esperados, ofreciendo una evaluación completa del desempeño financiero anticipado del sistema solar en la región específica.

Los resultados detallados sobre ahorros y costos se encuentran presentados en la Tabla 21.

Tabla 21

Análisis de producción anual de energía y costos para un sistema solar a lo largo de 25 años, Caso 4.

Año	kWh/año	Ingresos BV con demanda horaria	Ingresos MV con demanda horaria	Ingresos AV con demanda horaria	Inversión	Costo M&O	Total, BV con demanda horaria	Total, MV con demanda horaria	Total, AV con demanda horaria
1	40.756,66	3.254,66	2.888,69	2.646,66	33.964,00	339,64	-31.048,98	-31.414,95	-31.656,98
2	40.552,88	3.238,38	2.874,24	2.633,43		339,64	2.898,74	2.534,60	2.293,79
3	40.350,11	3.222,19	2.859,87	2.620,26		339,64	2.882,55	2.520,23	2.280,62
4	40.148,36	3.206,08	2.845,57	2.607,16		339,64	2.866,44	2.505,93	2.267,52
5	39.947,62	3.190,05	2.831,34	2.594,13		339,64	2.850,41	2.491,70	2.254,49
6	39.747,88	3.174,10	2.817,19	2.581,16		339,64	2.834,46	2.477,55	2.241,52
7	39.549,14	3.158,23	2.803,10	2.568,25		339,64	2.818,59	2.463,46	2.228,61
8	39.351,40	3.142,44	2.789,09	2.555,41		339,64	2.802,80	2.449,45	2.215,77
9	39.154,64	3.126,73	2.775,14	2.542,63		339,64	2.787,09	2.435,50	2.202,99
10	38.958,87	3.111,09	2.761,26	2.529,92		339,64	2.771,45	2.421,62	2.190,28
11	38.764,07	3.095,54	2.747,46	2.517,27		339,64	2.755,90	2.407,82	2.177,63
12	38.570,25	3.080,06	2.733,72	2.504,68		339,64	2.740,42	2.394,08	2.165,04
13	38.377,40	3.064,66	2.720,05	2.492,16		339,64	2.725,02	2.380,41	2.152,52
14	38.185,51	3.049,34	2.706,45	2.479,70		339,64	2.709,70	2.366,81	2.140,06
15	37.994,59	3.034,09	2.692,92	2.467,30	6.800,00	339,64	-4.105,55	-4.446,72	-4.672,34
16	37.804,61	3.018,92	2.679,46	2.454,96		339,64	2.679,28	2.339,82	2.115,32
17	37.615,59	3.003,82	2.666,06	2.442,69		339,64	2.664,18	2.326,42	2.103,05
18	37.427,51	2.988,80	2.652,73	2.430,48		339,64	2.649,16	2.313,09	2.090,84
19	37.240,37	2.973,86	2.639,46	2.418,32		339,64	2.634,22	2.299,82	2.078,68
20	37.054,17	2.958,99	2.626,27	2.406,23		339,64	2.619,35	2.286,63	2.066,59
21	36.868,90	2.944,20	2.613,14	2.394,20		339,64	2.604,56	2.273,50	2.054,56
22	36.684,56	2.929,48	2.600,07	2.382,23		339,64	2.589,84	2.260,43	2.042,59
23	36.501,13	2.914,83	2.587,07	2.370,32		339,64	2.575,19	2.247,43	2.030,68
24	36.318,63	2.900,25	2.574,13	2.358,47		339,64	2.560,61	2.234,49	2.018,83
25	36.137,04	2.885,75	2.561,26	2.346,67		339,64	2.546,11	2.221,62	2.007,03
Total	960.061,90	\$ 76.666,53	\$ 68.045,75	\$ 62.344,70			\$ 27.411,53	\$ 18.790,75	\$ 13.089,70

Fuente: Autor

La Tabla 22 presenta un análisis económico detallado de tres tipos de sistemas fotovoltaicos (BV, MV y AV) con demanda horaria para el presente caso de estudio. El análisis evalúa la viabilidad financiera de cada tipo de sistema utilizando indicadores clave como el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno, el Retorno de la Inversión y el Costo Nivelado de la Electricidad.

Tabla 22*Análisis económico de sistema solar fotovoltaico, indicadores financieros, Caso 4.*

Tipo	VAN	TIR	ROI	LCOE
BV con demanda horaria	\$-6.375,67	5,54%	56%	\$0,029 USD/kWh
MV con demanda horaria	\$-10.126,57	3,97%	50%	\$0,020 USD/kWh
AV con demanda horaria	\$-12.607,09	2,86%	46%	\$0,014 USD/kWh

Fuente: Autor

En términos de rentabilidad financiera, todos los tipos de sistemas evaluados muestran un VAN negativo, indicando que la inversión inicial no se recupera por completo durante la vida útil del proyecto.

En cuanto a las Tasas Internas de Retorno, los sistemas de BV lideran con un 5,54 %, seguidos por los sistemas de MV con un 3,97 %, mientras que los sistemas de AV muestran la TIR más baja, un 2,86 %. En cuanto al Retorno de la Inversión, los sistemas de BV también son superiores con un 56 %, seguidos por los sistemas de MV con un 50 %, y los sistemas de AV con un 46 %.

En términos de LCOE, los sistemas de AV son los más económicos con 0,014 USD/kWh, seguidos por los sistemas de MV con 0,020 USD/kWh, mientras que los sistemas de BV tienen el LCOE más alto con 0,029 USD/kWh. Es recomendable realizar una evaluación detallada considerando la sensibilidad a cambios en los precios de la energía, la duración del proyecto y las opciones de financiamiento, destacando que los sistemas de BV podrían representar la opción más atractiva en términos de rentabilidad a largo plazo.

6.3. Desafíos y Oportunidades de los Sistemas Fotovoltaicos en Ecuador

Los resultados del estudio indican que la implementación de sistemas fotovoltaicos en Ecuador presenta una rentabilidad baja en la mayoría de los casos, debido a la alta inversión inicial y el financiamiento limitado. El costo elevado de adquisición e instalación de los sistemas fotovoltaicos, junto con el acceso restringido a financiamiento accesible y las altas tasas de interés, dificultan la viabilidad de estos proyectos, especialmente para pequeñas y medianas empresas y hogares de bajos ingresos.

Los sistemas fotovoltaicos ofrecen un gran potencial para contribuir a la sostenibilidad energética en Ecuador, sin embargo, su implementación enfrenta diversos desafíos que limitan su viabilidad y adopción a gran escala. Entre los principales desafíos se encuentran:

- **Cultura de Consumo Responsable:** La carencia de una cultura de consumo energético responsable entre los usuarios puede resultar en un uso ineficiente de

la energía, reduciendo los beneficios potenciales de los sistemas fotovoltaicos. Es crucial implementar iniciativas de concienciación y programas educativos sobre el uso eficiente de la energía y las ventajas de las energías renovables.

- Digitalización de Monitoreo y Cobro de Electricidad: La falta de sistemas avanzados para el monitoreo y cobro de electricidad dificulta la gestión eficiente del consumo y la generación de energía. La implementación de medidores inteligentes permitiría a los usuarios y a las compañías eléctricas controlar el consumo en tiempo real, mejorando la eficiencia.
- Tarifas Diferenciadas para Horas Pico: La ausencia de tarifas diferenciadas para las horas pico y valle no fomenta un uso eficiente de la energía. Es necesario establecer tarifas dinámicas que reflejen el costo real de la generación de electricidad en distintos momentos del día.
- Aplicación Selectiva de Subsidios Eléctricos: Los subsidios eléctricos generalizados disminuyen el incentivo para invertir en tecnologías de energía renovable. La aplicación de subsidios solo a los clientes que realmente los necesitan incentivaría al resto a adoptar tecnologías renovables para reducir costos.

Para mejorar la viabilidad y rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos en Ecuador, es fundamental aprender de programas internacionales exitosos y adaptar sus estrategias al contexto local. A continuación, se describen programas internacionales de apoyo que ha demostrado ser efectivos en la promoción de la energía solar.

El *Investment Tax Credit (ITC)* en Estados Unidos es un crédito fiscal federal que permite a los propietarios de sistemas fotovoltaicos deducir un porcentaje del costo de instalación de sus impuestos federales, aplicable tanto a propiedades residenciales como comerciales (Comello & Reichelstein, 2016). Este programa ha sido fundamental para el crecimiento del sector solar en el país, estimulando inversiones significativas en tecnología solar y reduciendo los costos iniciales de instalación. Ecuador podría implementar un crédito fiscal similar, permitiendo la deducción de una parte considerable del costo de instalación de sistemas fotovoltaicos, incentivando así a hogares y empresas a invertir en energía solar.

El *Energiewende* de Alemania es una política de transición energética destinada a transformar el sistema energético hacia fuentes renovables y sostenibles, reduciendo las emisiones de carbono. Sus estrategias clave incluyen tarifas feed-in que garantizan precios fijos por la electricidad solar generada, subsidios y financiamiento a bajo interés, regulaciones y estándares estrictos, inversión en investigación y desarrollo, campañas de educación y

concienciación, y el desarrollo de redes inteligentes y tecnologías de almacenamiento (Arguedas et al., 2012). Adaptar estas estrategias al contexto ecuatoriano puede mejorar la viabilidad y rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos en Ecuador, contribuyendo a una transición energética sostenible.

El Programa *Bono Solar* en Chile es una iniciativa gubernamental efectiva que promueve la energía solar ofreciendo un subsidio de hasta el 70 % del costo de sistemas fotovoltaicos para hogares, haciendo la energía solar más accesible y atractiva. Sus estrategias clave incluyen un subsidio atractivo, un enfoque en propietarios de viviendas, un proceso de solicitud simple y una campaña de sensibilización efectiva. Desde su lanzamiento en 2014, el programa ha apoyado la instalación de más de 100,000 sistemas, generando más de 500 MW de capacidad solar, creando miles de empleos y reduciendo emisiones de gases de efecto invernadero (Rivas & Cardemil, 2015). Poder adecuar este programa al contexto ecuatoriano implica ajustar el subsidio, enfocarse en grupos de bajos ingresos, considerar diferentes tipos de vivienda y asociarse con instituciones financieras para ofrecer opciones de financiamiento asequibles.

La implementación de un conjunto de políticas inspiradas en programas exitosos de Estados Unidos, Alemania y Chile podría transformar el sector energético de Ecuador. Al ofrecer incentivos fiscales, establecer tarifas garantizadas, proporcionar subsidios significativos y fomentar la investigación y desarrollo, Ecuador puede acelerar su transición hacia una energía más limpia y sostenible. Estas medidas no solo contribuirán a la reducción de emisiones de carbono, sino que también impulsarán el desarrollo económico y la creación de empleo en el país.

7. Discusión

El presente estudio ha evaluado la viabilidad de implementar sistemas fotovoltaicos en los sectores público y comercial de Ecuador. Se utilizó una metodología integral que incluye el análisis del estado actual, el estudio normativo, el estudio técnico y el estudio financiero. A continuación, se detallan los objetivos específicos y cómo se desarrolló cada uno:

Análisis del sector eléctrico en clientes comerciales y públicos: Se recopiló información sobre las tarifas eléctricas en ambos sectores, las regulaciones y normas vigentes. Se investigó los patrones de consumo energético y las características de las edificaciones que permitan analizar los clientes comerciales y públicos en Ecuador. Además, se identificaron los principales desafíos del sector eléctrico, como la alta dependencia de combustibles fósiles, la variabilidad de la demanda y la necesidad de mejorar la eficiencia energética. Esta información se detalla en el marco teórico de este documento en los apartados 4.4 y 4.5.

Identificación de desafíos y oportunidades para sistemas fotovoltaicos: Se examinaron las características técnicas y económicas de los sistemas fotovoltaicos, evaluando su capacidad para promover la sostenibilidad energética. La implementación de sistemas fotovoltaicos con financiamiento puede ser más ventajosa si el LCOE es alto, ya que esto podría acelerar el retorno de la inversión en comparación con un LCOE bajo. Este efecto se debe a que un LCOE alto resulta en un mayor ahorro anual debido al costo más alto por kWh generado. Sin embargo, es esencial evaluar el LCOE dentro del contexto específico de cada proyecto. En situaciones donde la inversión inicial es reducida y puede recuperarse en poco tiempo, un LCOE más bajo podría ser preferible, ya que implica un menor costo por unidad de electricidad producida y, por lo tanto, genera un ahorro significativo al evitar costos elevados por energía. En resumen, la elección entre un LCOE alto o bajo depende de cómo estos factores afectan el ahorro y el tiempo de retorno de la inversión en el contexto específico de cada instalación fotovoltaica. Además, se identificaron oportunidades, así como mecanismos de financiamiento y programas de apoyo gubernamental, detallados en el análisis de resultados bajo el numeral 6.

Análisis de viabilidad energética y económica: Se realizaron simulaciones y estudios de caso para estimar la generación fotovoltaica y los ahorros económicos potenciales en diferentes escenarios, considerando variables como la ubicación geográfica, el tipo de demanda (con o sin demanda horaria), el nivel de voltaje y las características del sistema fotovoltaico. Se calcularon indicadores financieros clave, como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Retorno de la Inversión (ROI) y el Costo Nivelado de Energía (LCOE), para evaluar la viabilidad económica de la implementación de sistemas fotovoltaicos. Igualmente se determinó que la viabilidad económica depende de varios factores, como la inversión inicial,

los costos de operación y mantenimiento, los ahorros en la factura eléctrica y los incentivos. Este análisis se desarrolla en la sección de resultados análisis técnico-financiero detallados en los numerales 6.1 y 6.2 del presenta trabajo.

Realizando una revisión de los resultados se pudo observar que en el Caso 1, BV sin demanda muestra el VAN menos negativo, la TIR más alta y un ROI positivo gracias a menores costos de inversión y mayor generación de energía sin inferencia por demanda. El Caso 2 presenta a AV con demanda horaria con el LCOE más bajo debido a la mayor generación de energía durante las horas pico de alta demanda, compensando parcialmente los costos más altos. En el Caso 3, BV sin demanda es el único escenario con un VAN positivo, resultado de una combinación de bajos costos de inversión, alta generación de energía y ausencia de penalizaciones por demanda. La inclusión de demanda en este caso genera VAN negativos por el aumento en los costos. En el Caso 4, los sistemas de BV tienen la mejor TIR y ROI debido a menores costos de inversión, aunque su LCOE es el más alto. Por otro lado, los sistemas de AV presentan el LCOE más bajo, pero con la TIR y el ROI más bajos.

En conclusión, el Caso 3 BV sin demanda muestra el mejor desempeño global con un VAN positivo de \$192,80, una TIR del 8,07 % y un ROI del 58 %. En el Caso 4, BV también destaca con un ROI del 56 %. El LCOE más bajo se encuentra en el Caso 2 - AV con demanda horaria, con un costo de \$0,024 USD/kWh.

El Costo Nivelado de la Electricidad de los sistemas fotovoltaicos de bajo voltaje muestra variaciones significativas entre los países analizados en la Tabla 23.

Tabla 23

Comparativa de LCOE de sistemas fotovoltaicos en distintos países.

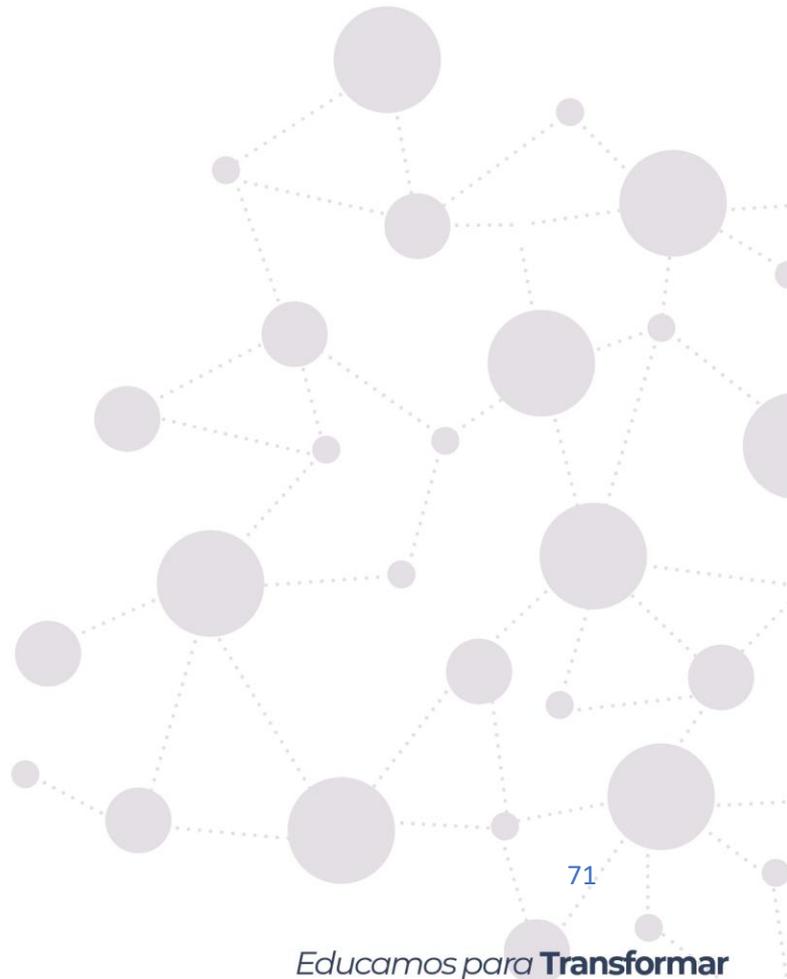
País	Nivel de voltaje	LCOE (USD/kWh)
Ecuador (Caso 1: BV sin demanda)	Bajo voltaje	0,052
Japón	Bajo voltaje	0,039
India	Bajo voltaje	0,054
Estados Unidos	Bajo voltaje	0,028
Brasil	Bajo voltaje	0,042

Fuente: (Global levelized cost of solar PV systems 2021 | Statista, s/f)

Estados Unidos registra el LCOE más bajo 0,028 USD/kWh, mientras que Ecuador (Caso 1: BV sin demanda) presenta el LCOE más alto 0,052 USD/kWh. Estas diferencias se deben a varios factores, como la variabilidad en los precios de los componentes clave como paneles solares e inversores, los costos laborales asociados con la instalación y mantenimiento de los sistemas, la cantidad de radiación solar recibida en cada región, y los incentivos



disponibles, como subsidios y exenciones gubernamentales. Estos aspectos deben considerarse cuidadosamente al evaluar la viabilidad económica de los sistemas fotovoltaicos en contextos internacionales.



8. Conclusiones

En la mayoría de los escenarios analizados, se observan VAN negativos, lo que indica que la inversión inicial no se recupera en su totalidad durante la vida útil del proyecto. Esto presenta un desafío significativo para la implementación de sistemas fotovoltaicos en el sector comercial y público en Ecuador.

La inclusión de la demanda energética en los escenarios del sector comercial afecta negativamente la viabilidad económica de los proyectos fotovoltaicos. Esta situación se debe a que las tarifas en los niveles de voltaje con demanda son más altas que las de sin demanda, lo que incrementa los costos y disminuye el retorno de la inversión. Esto resalta la importancia de considerar cuidadosamente los patrones de demanda al diseñar e implementar sistemas fotovoltaicos.

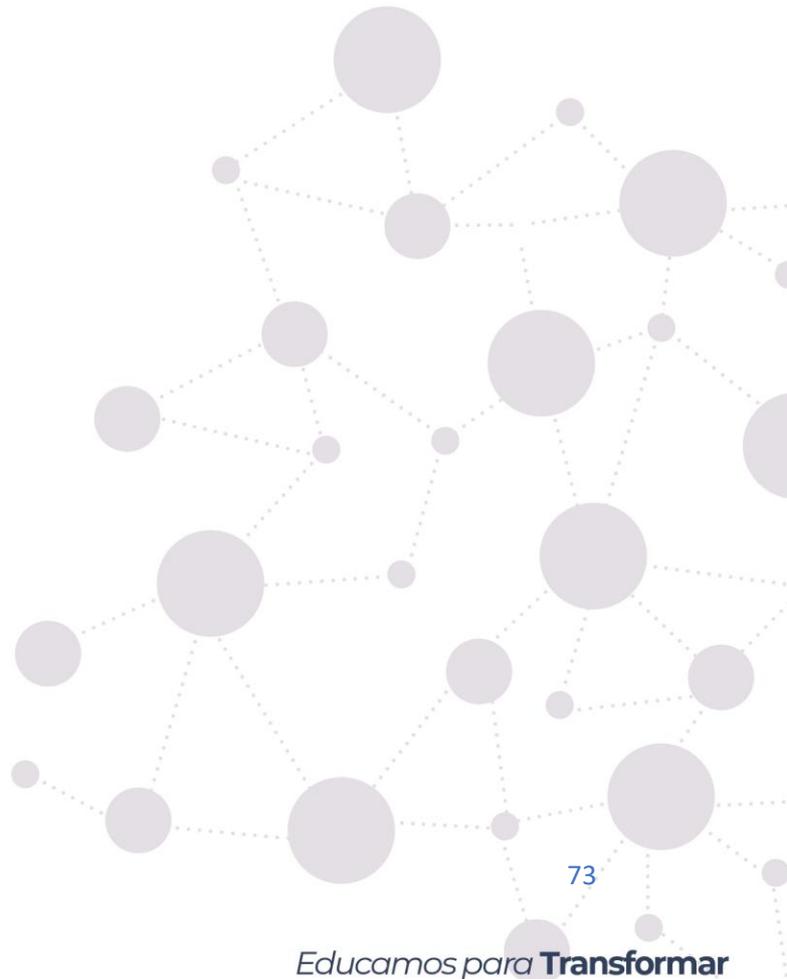
BV sin demanda en el sector comercial emerge como una alternativa económicamente viable gracias a su potencial de rentabilidad. Se destaca por presentar un VAN menos negativo, una TIR atractiva, un ROI alto y un LCOE competitivo. Este éxito se atribuye a la ausencia de penalizaciones por demanda, la cual permite un uso eficiente de la energía generada, reduciendo costos operativos. Además, los menores costos de inversión iniciales mejoran el retorno sobre la inversión. La alta generación de energía sin picos de consumo por demanda horaria maximiza la producción y minimiza las pérdidas, resultando en un LCOE más competitivo. En conjunto, estos factores convierten a BV sin demanda en una opción atractiva para el sector comercial, ofreciendo tanto ahorros económicos como beneficios ambientales.

En Ecuador, los sistemas fotovoltaicos funcionan de manera muy estable gracias a la ubicación geográfica del país, que recibe una cantidad considerable de radiación solar durante todo el año. Esta estabilidad se traduce en una generación constante de energía, lo que hace que los sistemas sean altamente confiables. Además, los sistemas fotovoltaicos pueden reducir significativamente los costos de energía eléctrica para los sectores comercial y público, generando importantes ahorros a largo plazo. La viabilidad económica y el tiempo de retorno de la inversión de cada instalación fotovoltaica dependerán de cómo se integren estos factores específicos en cada proyecto.

Una vez realizados los análisis técnico-financieros, se ha observado que, si se presentaran mejores líneas o tasas de crédito para la inversión en la implementación de sistemas fotovoltaicos, como por ejemplo un 5 % anual, el VAN sería positivo y, por ende, la inversión resultaría favorable. Además, se identificó que la inversión inicial es muy alta. Si se lograra reducir esta inversión a través de políticas públicas o disminuciones de impuestos, se podrían mejorar los resultados financieros. Estas observaciones sugieren la necesidad de mayores



oportunidades de apoyo, tales como incentivos fiscales, subsidios directos y programas de financiamiento a bajo interés, para fomentar la adopción de tecnología solar y potenciar su viabilidad económica en Ecuador.



9. Recomendaciones

La adopción de sistemas de energía solar fotovoltaica en el sector comercial y público de Ecuador presenta un panorama dual, donde tanto desafíos como oportunidades se entrelazan de manera significativa. Un análisis exhaustivo realizado mediante un entorno real y simuladores de sistemas fotovoltaicos, tomando en cuenta los costos de inversión, mantenimiento y la evaluación de indicadores financieros (VAN, TIR, ROE, LCOE), ha dado lugar a las siguientes recomendaciones:

Es crucial evaluar la viabilidad económica y técnica de los sistemas fotovoltaicos en cada edificación comercial o pública, considerando factores como la demanda energética, la inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento, y los potenciales ahorros en energía.

Se recomienda revisar y actualizar el marco regulatorio para facilitar la instalación y operación de sistemas fotovoltaicos en Ecuador, incluyendo aspectos como la conexión a la red eléctrica, la venta de excedentes de energía y la gestión de permisos.

Desarrollar y apoyar programas de formación y certificación para técnicos e ingenieros especializados en energía solar. Esto asegurará la disponibilidad de mano de obra calificada para la instalación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos.

Realizar campañas educativas dirigidas a los tomadores de decisiones en el sector comercial y público para aumentar la conciencia sobre los beneficios económicos y ambientales de la energía solar.

10. Bibliografía

- Abella, C.-M. A., & Abella, M. A. (2005). *Sistemas fotovoltaicos*.
https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/38373658/SISTEMAS_FOTOVOLTAICOS-libre.pdf?1438653204=&response-content-disposition=inline%3B+filename%3DSistemas_fotovoltaicos_Sistemas_Fotovolt.pdf&Expires=1712112156&Signature=bGDX~h7962N81oz0GsauPe9lqh2UVIHxbBKzbXITe~nicZB7nKnZ~6fqPNzhZSfBOW745Sq6lZuKp8UH-965W4pne94vucTHZoG~A5aOzkqJ6HkR43SRI8Qkb4GIUSTdfQv0Ns4PzoYLMsSaatq1Ahu6Mh43XdeExIwtZ3YRKXc8twQgaVTuSGpneuSgUBA7re~AUVmM54Uvsdonx96mIl70Hkf1FB7gbv2exVQCbc7S1Nds4zcBhDvsU1FYXoQ0ewksSJ3ICQ9-pCOxp2-CdB~GBMIA56Qpu~Ej9sttCRQFjcME6gfIug3hTtw3f21Fh~zDLr4Ke1mww-WYsmTv6w__&Key-Pair-Id=APKAJLOHF5GGSLRBV4ZA
- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2023a). *Panorama Eléctrico 2023*. <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/05/PanoramaElectricoXVI-Mayo-Baja-1.pdf>
- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2023b). *Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica*.
- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2023c). *Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica*.
- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2023d). *Resolución Nro. ARCERNR-031/2023*. www.controlrecursosyenergia.gob.ec
- Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA). (2023). *Las renovables registran un crecimiento récord del 9,6 % pese a la crisis energética*.
<https://www.irena.org/News/pressreleases/2023/Mar/-/media/BB677D59011546F49898C92D05266D59.ashx>
- Arguedas, A. R., Robertson, C. T., Fletcher, R., & Nielsen, R. K. (2012). The Energiewende – Germany’s gamble. *Digital News Project - Reuters Institute*, 1–43.
<https://reutersinstitute.politics.ox.ac.uk/our-research/private-sector-news-social-media-distribution-and-algorithm-change>
- Asamblea Nacional del Ecuador. (2019). *Ley Orgánica de Eficiencia Energética*.
www.registroficial.gob.ec
- Aula21. (s/f). *Energía Solar Fotovoltaica: qué es, para que sirve y cómo funciona*. Recuperado el 26 de marzo de 2024, de <https://www.cursosaula21.com/que-es-energia-solar-fotovoltaica/>
- Banco Central del Ecuador. (2024). *Tasas de Interés Efectivas Vigentes*.
<https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/TasasHistorico.htm>
- Comello, S., & Reichelstein, S. (2016). The U.S. investment tax credit for solar energy: Alternatives to the anticipated 2017 step-down. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55, 591–602. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2015.10.108>
- Dirección de regulación económica y tarifas del sector eléctrico. (2023). *Proyección de los montos de los subsidios otorgados por el estado ecuatoriano período: Enero - Diciembre 2024*. https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/07/Inf-Nro_INF-DRETSE-203-037.pdf
- Energía solar: qué es, características y ventajas principales | Repsol. (s/f). Recuperado el 26 de marzo de 2024, de <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/energia-solar/index.cshtml>
- Energy Agency, I. (2050). *Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector*.
www.iea.org/t&c/
- Fausto Washima. (2008). *El Proyecto Hidroeléctrico Paute Mazar*.

- Fronius Solar.web: monitorización de sistemas FV para instaladores.* (s/f). Recuperado el 22 de julio de 2024, de <https://www.fronius.com/es/latin-america/energia-solar/instaladores-y-socios/productos-y-soluciones/monitoreo-y-herramientas-digitales/sistema-fv-monitorizacion-solarweb>
- Genera Renovables. (2022). *Paneles solares en Ecuador.* <https://generarenovables.com/paneles-solares/>
- Gestión Comercial – Ministerio de Energía y Minas.* (s/f). Recuperado el 24 de marzo de 2024, de <https://www.rekursyenergia.gob.ec/gestion-comercial/>
- Global levelized cost of solar PV systems 2021 | Statista.* (s/f). Recuperado el 14 de julio de 2024, de <https://www.statista.com/statistics/502004/global-levelized-cost-of-electricity-in-utlity-scale-solar-by-country/>
- Hace 110 años se formó primera eléctrica del país | Economía | Noticias | El Universo.* (s/f). Recuperado el 21 de marzo de 2024, de <https://www.eluniverso.com/2007/04/07/0001/9/5FA9CE9DE0A44FE8920A12F757F85B1C.html/>
- Ingeniería Verde. (2024). *Fronius Solar Web.*
- Instituto de Investigación Geológico y Energético- IIGE, Javier Fontalvo Díaz, Paola Ramírez Peñaherrera, Jessica Constante Argüello, & Juan Fonseca Palacios. (2023). *Balance Energético Nacional 2022.* <https://www.rekursyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2023/08/wp-1692740456472.pdf>
- IRENA. (2023). *Solar energy.* <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Solar-energy>
- JRC. (2022). *JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission.* https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- Kennedy, R. (2022, marzo 2). *Guía para entender las pérdidas en la producción solar.* <https://www.pv-magazine.es/2023/03/02/guia-para-entender-las-perdidas-en-la-produccion-solar/>
- M. Sc. Ing. Carlos Orbegozo, & Ing. Roberto Arivilca. (2010). *Energía Solar Fotovoltaica.* https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/54732175/libro_de_Energia-Solar-Fotovoltaica-Carlos-Orbegozo-Roberto-Arivilca-libre.pdf?1508172804=&response-content-disposition=inline%3B+filename%3DLIBROS_UNIVERISTARIOS_Y_SOLUCIONARIOS_DE.pdf&Expires=1711573896&Signature=gVKwBG~QnOUmBKuhWf7AW5IrWKLqxWpIOgJ57X2fnQDMu5LwXtTfkXXWLTjBmsfTggSdxNf~X5InCayBQY~hfA67ndu8A4Ph38-L0r022Bm6wjZCFPdKPE8sltyiVYxeTDlz1JL9BGelkwQFsQimpGImJD~brdgtGjDCUng7HOyIDXIXztW8VCtCrbtzTBS86ksqZGqbWuxV8D1CN6bPMLh5~I~oEHdFdCnePrnvlmH3DOnZnjgRiKRv50Hag8kPiC75OgPSAGyjMuxYPy4bCpIL3isgYZ4aNJdBi191BYcNXFL~bY1jvocBOSUp8CofW5r-Nfe89AWmogjJ2HMGg__&Key-Pair-Id=APKAJLOHF5GGSLRBV4ZA
- Mapas de recursos solares y datos GIS para más de 180 países | Solargis.* (s/f). Recuperado el 20 de marzo de 2024, de <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/ecuador>
- Mario Fernández. (2023). *Regulación para instalar y operar sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento.* <https://corralrosales.com/regulacion-para-instalar-y-operar-sistemas-de-generacion-distribuida-para-autoabastecimiento/>
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2018). *Plan Maestro de Electricidad.*
- Nehme, B., M'Sirdi, N. K., Akiki, T., Naamane, A., & Zeghondy, B. (2021). Photovoltaic panels life span increase by control. *Predictive Modelling for Energy Management and Power Systems Engineering*, 27–62. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817772-3.00002-1>

- Novoa, E. G., Salazar, G. B., Salazar, G. S., Buitrón, E. M., Novoa, E. G., Salazar, G. B., Salazar, G. S., & Buitrón, E. M. (2023). Propuesta de una Metodología para la Focalización del Subsidio Eléctrico “Tarifa De La Dignidad” en Usuarios Residenciales de las Empresas Eléctricas del Ecuador. *Revista Técnica energía*, 20(1), 16–25. <https://doi.org/10.37116/REVISTAENERGIA.V20.N1.2023.579>
- Objetivos y metas de desarrollo sostenible - Desarrollo Sostenible*. (s/f). Recuperado el 26 de marzo de 2024, de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN - Plataforma del Estado Peruano*. (s/f). Recuperado el 8 de abril de 2024, de <https://www.gob.pe/osinergmin>
- Ortega Ormazá, A. E., & Tenezaca Paredes, B. F. (2016). *Diseño e implementación de una central de energía fotovoltaica para el bombeo de agua subterránea en el sector de Cataviña*.
- Pasos, M., Alarcon Rodriguez, A. D., & Dalaison, W. (2018, agosto). + SOL + LUZ: Guía práctica para la implementación de sistemas fotovoltaicos en proyectos de infraestructura social. https://publications.iadb.org/es/publications/spanish/viewer/_-SOL_-LUZ-Gu%C3%ADa-pr%C3%A1ctica-para-la-implementaci%C3%B3n-de-sistemas-fotovoltaicos-en-proyectos-de-infraestructura-social.pdf
- Portal de monitorización Solar. Web de Fronius: funciones y ventajas*. (s/f). Recuperado el 22 de julio de 2024, de <https://www.cambioenergetico.com/blog/monitorizacion-solarweb-fronius/>
- pv magazine. (2023, diciembre 14). *El LCOE solar puede disminuir hasta un 20% en Europa de aquí a 2030*. <https://www.pv-magazine.es/2023/12/14/el-lcoe-solar-puede-disminuir-hasta-un-20-en-europa-de-aqui-a-2030/>
- Renewable Energy Agency, I. (2022). *Renewable energy highlights Renewable electricity generation by energy source*. www.irena.org/statistics
- Renewable Energy Agency, I. (2023). *RENEWABLE CAPACITY STATISTICS 2023 STATISTIQUES DE CAPACITÉ RENOUVELABLE 2023 ESTADÍSTICAS DE CAPACIDAD RENOVABLE 2023 About IRENA*. www.irena.org
- Ríos, A. (2018). *Evaluación de Proyectos Energía Renovable y Eficiencia Energética: Finanzas de Cambio Climático*.
- Rivas, R. T., & Cardemil, J. M. (2015). Evaluación de la contribución de los bonos de carbono a la competitividad de las centrales solares de concentración en Chile. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 23(4), 609–621. <https://doi.org/10.4067/S0718-33052015000400011>
- RP&C Abogados. (2019, marzo 20). *Novedades Legales No. 125*. <https://www.rpcabogados.com.ec/content/dam/assets/rp/Documents/deloitte-analytics/legalnews/LEY%20ORG%20NICA%20DE%20EFICIENCIA%20ENERG%20TICA%20LEGAL%20NEWS%2020-mar-2019.pdf>
- Secretaría Nacional de Planificación. (2021). *Plan de Creación de Oportunidades-2021-2025. Sede electrónica Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)*. (s/f). Recuperado el 8 de abril de 2024, de <https://creg.gov.co/>
- Shimura, S., Herrero, R., Zuffo, M. K., & Baesso Grimoni, J. A. (2016). Production costs estimation in photovoltaic power plants using reliability. *Solar Energy*, 133, 294–304. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2016.03.070>
- Wang, X., Tian, X., Chen, X., Ren, L., & Geng, C. (2022). A review of end-of-life crystalline silicon solar photovoltaic panel recycling technology. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 248, 111976. <https://doi.org/10.1016/J.SOLMAT.2022.111976>



11. Anexos

Anexo 1



COTIZACIÓN # SE-220622

**ProViento S.A. Energías Renovables Ecuador
RUC: 1791819446001**

Fecha: 15/05/2024	
ProViento S.A. Dirección: San Ignacio 1188 y González Suarez Ciudad: Quito / Ecuador Tel/Fax.: (02) 2231844 Celular: 084286666 Email: info@proviento.com	Cliente: Max Cevallos Ruc: 1105874182 Dirección: Tel/Fax.: Celular: Email: max_erick_c@hotmail.com

Oferta Económica:

Equipo	Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Total
Panel Solar	Panel Solar 450Wp / 24VDC Monocristalino RESUN RS7I-M-450HC	17.00	220,00	3.740,00
Inversor Red	Inversor de red 7700W On-Grid SMA	1.0	3.438,50	3.438,50
Soporte	Estructuras de soporte para panel solar	17.00	38,00	646,00
Conductor	Cables con doble chaqueta de (AWG10)	3.00	65,00	195,00
Terminal	Terminales MC4	34.00	9,20	312,80
Protección	Breaker 32 Amperios	3.0	10,58	31,74
Almacenamiento	Batería Solar de GEL vida útil prolongada 150Ah/12VDC	10.0	437,00	4.370,00
Control	Controlador PWM 30A/12-24VDC con Pantalla MORNINGSTAR	1.0	287,50	287,50
Construcción	Mano de obra	1.0	550,00	550,00
Subtotal				13.571,54
I.V.A 15%				0,00
TOTAL				13.571,54

Atentamente,



Garces Miranda Humberto Renan
Propietario



Anexo 2

CERTIFICADO DE TRADUCCION DEL RESUMEN “ABSTRACT”

Loja, 24 de julio de 2024

Yo, **JESSICA NICOLE CEVALLOS VILLAMARIN**, con cédula de ciudadanía Nro. 1105874174, LICENCIADA EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN MENCIÓN INGLÉS, con registro en la Senescyt el 1031-2017-1866545 certifica:

Que tengo el conocimiento y dominio de idioma español e inglés y que la traducción del resumen del Trabajo de Integración Curricular titulado, **“ENERGÍA SOLAR EN ECUADOR: DESAFÍOS Y OPORTUNIDADES EN EDIFICACIONES COMERCIALES Y PÚBLICAS”** cuya autoría es del estudiante **Max Erick Cevallos Villamarín** con cédula de ciudadanía Nro. 1105874182, es verdadero y correcto de acuerdo con mis conocimientos.

Atentamente,

Lic. Nicole Cevallos
DOCENTE DE INGLÉS