

Artículo de investigación

## Propuesta de una planta fotovoltaica de 130,24 MW en Chimborazo, Ecuador

Proposal for a 130,24 MW photovoltaic plant in Chimborazo, Ecuador



Joseph David Guerra Chávez  
Wilson Armando Zúñiga Vinueza  
José Luis Morales Gordón  
Patricio Adolfo Romero

✉ <https://orcid.org/0000-0003-4669-7715>  
✉ <https://orcid.org/0000-0003-3453-7132>  
✉ <https://orcid.org/0000-0002-1323-2164>  
✉ <https://orcid.org/0000-0002-5145-9976>

Investigador Independiente | Riobamba – Ecuador | CP 060101  
Escuela Superior Politécnica de Chimborazo ESPOCH | Riobamba – Ecuador | CP 060101

✉ [jphguerra95@gmail.com](mailto:jphguerra95@gmail.com)

<https://doi.org/10.26423/rctu.v10i1.733>  
Páginas: 19- 32

### Resumen

Se presenta un segundo estudio que analiza la factibilidad de implementación de proyectos de generación con energías limpias en diferentes zonas del Ecuador. Se propone una planta fotovoltaica de 130,24 MW para abastecer la demanda energética proyectada de la provincia de Chimborazo, para 13 años. Se analizó varias zonas, el recurso solar, las normativas vigentes y los componentes del diseño. Se evaluó aspectos financieros y ambientales con el software RETScreen Expert, determinándose rentabilidad de 163,65% a 784,90% para la comercialización de la energía según la regulación del CONELEC 004/11. Se proyecta cubrir una demanda de 195,74 GWh a un costo máximo de generación de 0,063 USD/kWh, que es el 9,16% menor al estimado en proyectos similares. La propuesta es 8,52 veces la capacidad mínima instalada de los proyectos hidroeléctricos provinciales. Su implementación aportaría al desarrollo de la matriz productiva y sería la mayor planta de generación eléctrica de la región.

**Palabras clave:** Energía Solar, Factibilidad, Generación eléctrica, Matriz energética, Proyectos eléctricos.

### Abstract

A second study is presented that analyzes the feasibility of implementing clean energy generation projects in different areas of Ecuador. A photovoltaic plant of 130,24 MW is proposed to supply the projected energy demand of the province of Chimborazo for 13 years. Several regions, the solar resource, current regulations, and design components were analyzed. Financial and environmental aspects were evaluated with the RETScreen Expert software, determining profitability from 163.65% to 784.90% for energy commercialization according to the CONELEC 004/11 regulation. It is projected to cover a demand of 195.74 GWh at a maximum generation cost of 0.063 USD/kWh, which is 9.16% lower than estimated in similar projects. The proposal is 8.52 times the minimum installed capacity of provincial hydroelectric projects. Its implementation would contribute to the development of the productive matrix and would be the largest electricity generation plant in the region.

**Keywords:** Solar Energy, Feasibility, Power generation, Energy matrix, Electrical projects.

Recepción: 13/03/2023 | Aprobación: 05/05/2023 | Publicación: 28/06/2023

## 1. Introducción

La crisis energética a nivel mundial es evidente, en el 2020 el 4,5 % de la demanda mundial disminuyó [1], el incremento de la contaminación por su producción y el cambio climático ha ocasionado afecciones a la salud, pérdida de la biodiversidad y ecosistemas que afectan al capital humano. Según un informe del Banco Mundial, el coste por daños a la salud producto de la contaminación atmosférica es de 8,1 billones de dólares por año, que representa el 6,1 % del Producto Interno Bruto (PIB) mundial [2].

En el 2022, varios países han retomado el uso del carbón para generar electricidad, registrándose un nuevo récord mundial de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera con 40 600 Mt, de esto el 90 % son por la quema de los combustibles fósiles. Según la Organización de las Naciones Unidas (ONU) alrededor de 6000 millones de personas dependen de combustibles fósiles importados, donde el 32,5 % utiliza para cocinar o calentar exponiendo la salud de las personas. La Organización Mundial de la Salud (OMS) determinó que el 99 % de la población mundial respira aire que no cumple los límites de calidad, estimando alrededor de 13 000 muertes por año debido a la contaminación presente en el aire [3].

Según el Banco Mundial, los países pueden combatir la contaminación atmosférica por medio de inversiones físicas y normativas, entre estas se enfoca el uso de fuentes no contaminantes para generar energía, en la industria el uso de combustibles renovables, en el transporte con el uso de motores eléctricos, así como también soluciones limpias en cocina y calefacción [2].

Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés) se está afrontando la primera crisis energética a nivel mundial, producida por varios factores como: la recuperación económica luego de la pandemia del COVID 19 y la invasión de Rusia a Ucrania, aunque sin pruebas, las políticas climáticas provocaron un incremento en los precios de la energía lo que afectó a la producción y distribución de los alimentos a nivel mundial [4]. Una mayor oferta de tecnología y fuentes de energía limpia podrían haber mitigado la presión del alza de precios [5].

Datos del Banco Mundial señala que en el 2 020 el acceso de la población a la electricidad en países como: Argentina, Colombia, Chile, Brasil, El Salvador, Paraguay, Uruguay alcanzó el 100 %, Perú 99,3 %, seguido de Ecuador con el 98,8 % y Panamá con un 96,7 % [6].

En Ecuador, según el informe Estadística Anual y Multianual del 2 021 señala que la generación de energía bruta fue 32 206,88 GWh, mientras que la energía importada de Colombia fue 363,80 GWh; de esta, las generadas por combustibles fósiles fue de

6 118,46 GWh, que es el 18,79 % de la producción por energía no renovable, lo que representa que se consumieron 1 783,76 kTEP [7].

De esto se puede afirmar que para cumplir el objetivo 7 de energía sostenible para el 2 030 planteado por la ONU [8], mejorar la salud de las personas, el medio ambiente, conservar los ecosistemas, combatir el cambio climático y mejorar la economía del país es necesario que a nivel nacional se implemente proyectos encaminados a generar y trabajar con energías limpias. Según la Agencia Internacional de la Energía Renovable (IRENA, por sus siglas en inglés) a través del informe Estadísticas de Capacidad Renovable del 2022, la capacidad total explotable de energías renovables para el Ecuador es de 13 902 MW, de esta el 38,18 % ya se encuentra en uso. Donde, el 84,27 % de la capacidad de las centrales hidroeléctricas se encuentra instalada, otras energías con el 3,72 % y apenas el 0,88 % la energía solar fotovoltaica [9] a pesar que el país presenta condiciones ideales para la implementación de este tipo de proyectos.

Actualmente Ecuador no dispone de plantas fotovoltaicas implementadas a gran escala, se sabe que se encuentra en desarrollo un proyecto fotovoltaico en el Aromo, provincia de Manabí con: una capacidad instalada de 200 MW, una inversión estimada de 200 MUSD, en un área de 290 ha. Se estima que para el 2025 entre en funcionamiento y cubra el 22 % del consumo energético de la provincia [10].

En relación a la provincia de Chimborazo, se dispone de cuatro proyectos hidroeléctricos que en conjunto suman 16,33 MW de potencia nominal instalada, que no abastecen el consumo energético de la zona que es 417,78 GWh. En el 2 021 la Empresa Eléctrica Riobamba S.A (EERSA) compró 446,89 GWh de energía para cubrir el 95,57 % del servicio eléctrico de su zona de concesión [7].

Por tal sentido se ha venido planteando propuestas de desarrollo de plantas fotovoltaicas a nivel del país previo a estudios de zonas. Esta investigación se inició con una propuesta de una planta fotovoltaica de 824,86 MW en Manabí, Ecuador y sus resultados fueron publicados en el mes de junio del 2 022 [11]. Este estudio presenta la segunda propuesta en la región sierra del país, que busca implementar una planta fotovoltaica de 130,24 MW en la provincia de Chimborazo, Ecuador, con la finalidad de contribuir al cambio energético de la matriz productiva y cubrir la demanda eléctrica de la zona.

## 2. Metodología

Para la propuesta de la planta fotovoltaica se aplicó una metodología similar a la utilizada en investigaciones similares [11], que consiste en

analizar la demanda energética presente y futura de la zona de estudio, seleccionar los posibles sitios de implementación, el recurso solar, definir las normativas y requerimientos que debe cumplir el diseño, seleccionar los componentes y estimar un presupuesto.

Por medio del software RETScreen Expert octava versión validado por organismos internacionales para el desarrollo de proyectos de energías renovables [12] se evaluó los parámetros financieros y ambientales para proyectos similares.

En lo financiero se analiza: los costos iniciales totales de proyecto, pago de la deuda, el flujo de caja anual, la variabilidad financiera que se refiere al Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el repago del capital, el costo de producción de energía, la energía exportada a la red y los ingresos producidos. En lo ambiental se considera: la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y su correspondencia con vehículos y barriles de petróleo no utilizados.

Esta información al ser analizada permitió determinar la viabilidad de la propuesta y establecer las conclusiones respectivas. A continuación, se detalla cada uno de los pasos:

### 2.1. Estudio y análisis de la zona

En base a datos del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC) del 2010, Chimborazo es la novena provincia más poblada del Ecuador [13] y según el informe Estadístico Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano del 2021, cuenta con 183 342 clientes regulados, de los cuales el 87,54% corresponde al sector residencial. En el 2021 se facturó 378,38 GWh de energía eléctrica que representa 37,40 MUSD. La energía disponible en el sistema de distribución de la EERSA para el 2021 es de 450,81 GWh, alcanzando un consumo energético de 417,78 GWh, presentando el 7,33% en pérdidas de energía en el sistema. En ese año se presentó una generación de energía bruta de 80,92 GWh y se compró 446,89 GWh al año [7]. De las proyecciones anuales del Plan Maestro de Electricidad (PME) 2019 - 2027 se considera un crecimiento mínimo de 2,06% de abonados y un 3% en ventas [14], los cuales son considerados para estructurar la Tabla 1 .

De la Tabla 1 se observa que hasta el 2034 la Unidad de Negocio de la zona debería cubrir una demanda energética adicional proyectada de 195,74 GWh.

La provincia del Chimborazo está conformada por 10 cantones los cuales son: Alausí, Colta, Chambo, Chunchi, Cumandá, Guamote, Guano, Pallatanga, Penipe y Riobamba, siendo esta última la que presenta mayor tasa de crecimiento poblacional [13].

**Tabla 1:** Crecimiento por año de abonados y energía de la zona.

Años	Abonados		Energía (GWh)	
	Crecimiento Anual 2,06 %	Total	Crecimiento Anual 3 %	Total
2021	183 342	183 342	417, 78	417, 78
2022	3 777	187 119	12,53	430, 31
2023	3 855	190 974	12,91	433, 22
2024	3 934	194 908	13,30	456, 52
2025	4 015	198 923	13,70	470, 22
2026	4 098	203 021	14,11	484, 32
2027	4 182	207 203	14,53	498, 85
2028	4 268	211 471	14,97	513, 82
2029	4 356	215 827	15,41	529, 23
2030	4 446	220 273	15,88	545, 11
2031	4 538	224 811	16,35	561, 46
2032	4 631	229 442	16,84	578, 31
2033	4 727	234 169	17,35	595, 65
2034	4 824	238 993	17,87	613, 52

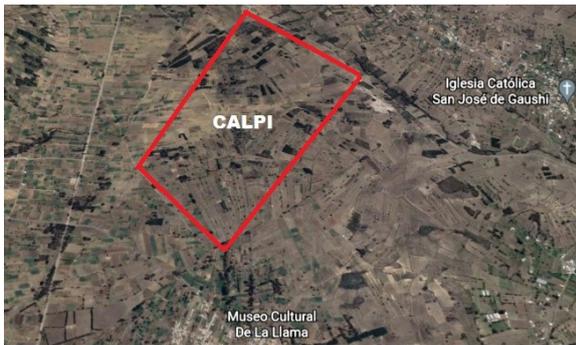
Para el análisis y selección de la zona a implementar la planta fotovoltaica se consideró sectores con mayor extensión territorial planas y que estén cercanas a subestaciones eléctricas, siendo estos: Calpi, Guano, Licto y Palmira, que se ubican entre los 2 807 a 3 228 m.s.n.m. según Google Earth.

En el 2015, según la información registrada en la base de datos PVGIS, el índice de irradiación global de acuerdo a las zonas de análisis varía entre 1 710 a 2 175,1 Wh/m2/año, siendo Calpi y Guano los que presentan menor y mayor irradiación respectivamente. Los parámetros meteorológicos generales de la zona se presentan en la 2.

**Tabla 2:** Parámetros meteorológicos de la zona.

Parámetros meteorológico referenciales	Mínimos		Máximos	
	Valor	Mes	Valor	Mes
Temperatura ambiente	2,3 °C	Agosto	17,5 °C	Octubre y Noviembre
Humedad relativa	81 %	Septiembre	88 %	Abril
Precipitación	48 mm	Agosto	223 mm	Marzo
Horas de sol diarias	6,6 h	Abril	9,5 h	Octubre
Velocidad del viento	4,9 m/s	Diciembre	15,5 m/s	Agosto

En la figura 1 a la 4 se presenta una vista aérea de la zona que se pretende construir la planta fotovoltaica según Google Earth. Se observa que para el cantón Guano y Licto existen dos alternativas. Para todos los expuestos se estima un área de utilización no mayor a 100 ha.



Fuente: Elaboración propia a partir de Google Earth.

**Figura 1:** Vista aérea del terreno a implementar en la zona de Calpi.



Fuente: Elaboración propia a partir de Google Earth.

**Figura 2:** Vista aérea del terreno a implementar en la zona de Guano.

## 2.2. Selección de la base de datos solares

En base a comparativas realizadas previamente en propuestas de implementación de plantas fotovoltaicas desarrolladas por el grupo de investigación se opta trabajar con la información suministrada por la base de datos de PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System, por sus siglas en inglés) ya que evita realizar una sobre estimación energética e influir en una errada factibilidad económica [11].

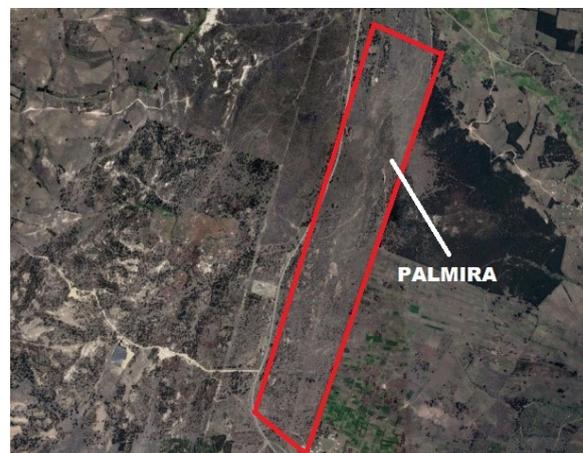
Para el análisis se trabajó con información histórica de 10 años (2005 - 2015) de la página web PVGIS [15], tomándose los valores de irradiación global con el ángulo óptimo y la temperatura media. La irradiación y la temperatura de las zonas se analizó con varias latitudes y longitudes para obtener sus promedios. En la tabla 3 se presenta los promedios por zona de irradiación horizontal global y temperatura ambiente.

De la tabla 3 se observa que la zona de Calpi presenta los valores menos favorables de irradiación global con 1 718,91 kWh/m<sup>2</sup>/año y un valor promedio de temperatura ambiente de 10,2 °C, los que serán considerados para realizar el dimensionamiento de la planta.



Fuente: Elaboración propia a partir de Google Earth.

**Figura 3:** Vista aérea del terreno a implementar en la zona de Licto.



Fuente: Elaboración propia a partir de Google Earth.

**Figura 4:** Vista aérea del terreno a implementar en la zona de Palmira.

## 2.3. Definición de los requerimientos que debe cumplir el diseño

La planta fotovoltaica a implementarse en Calpi debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- Cubrir una demanda proyectada a 13 años de 195,74 GWh.
- El área a utilizar no debe superar las 100 ha.
- Las estructuras de soporte deben ser de material inoxidable, que soporten una temperatura ambiente máxima de 17,5°C y velocidades de viento de 15,5 m/s [11].
- Las protecciones y conductor soportarán el 125 % de la corriente máxima y una caída de voltaje inferior al 3 % según la Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC) [17].

**Tabla 3:** Promedios de irradiación horizontal global y temperatura ambiente por zona.

MES	CALPI		LICTO 1		LICTO 2		GUANO 1		GUANO 2		PALMIRA	
	-1,6073 26 Wh/m <sup>2</sup> /mes	-78,74 9824 °C	-1,7710 19 Wh/m <sup>2</sup> /mes	-78,64 1364 °C	-1,7806 12 Wh/m <sup>2</sup> /mes	-78,59 2849 °C	-1,5962 97 Wh/m <sup>2</sup> /mes	-78,59 2849 °C	-1,6134 67 Wh/m <sup>2</sup> /mes	-78,57 304 °C	-2,0566 99 Wh/m <sup>2</sup> /mes	-78,74 167 °C
Enero	137,05	10,35	159,59	11,48	159,49	11,86	170,83	12,57	170,47	12,06	144,33	10,04
Febrero	124,03	10,22	143,25	11,38	142,71	11,74	149,42	12,45	149,22	11,94	125,54	9,92
Marzo	141,54	10,35	155,50	11,50	155,69	11,89	160,35	12,60	160,00	12,09	139,97	10,01
Abril	138,07	10,31	145,98	11,49	147,00	11,85	153,69	12,61	152,92	12,05	138,89	9,99
Mayo	146,55	10,00	158,64	11,17	160,25	11,53	159,47	12,26	158,24	11,73	150,19	9,70
Junio	139,50	9,54	150,92	10,69	152,56	11,07	153,41	11,78	152,03	11,27	150,15	9,24
Julio	154,37	9,35	164,60	10,49	166,39	10,86	171,44	11,59	170,07	11,06	162,88	9,04
Agosto	153,49	9,54	160,48	10,75	161,91	11,14	169,22	11,90	168,02	11,35	159,93	9,22
Septiembre	146,49	10,60	153,82	11,83	154,06	12,20	162,36	12,96	160,91	12,43	151,07	10,26
Octubre	155,24	10,88	170,34	12,08	170,13	12,47	175,76	13,21	175,86	12,67	152,47	10,57
Noviembre	145,09	10,63	162,25	11,80	161,83	12,17	169,05	12,91	169,00	12,38	148,11	10,30
Diciembre	137,51	10,34	160,70	11,51	161,02	11,86	168,87	12,58	168,06	12,06	147,14	10,04
TOTAL	1718,91	-	1886,07	-	1893,05	-	1963,87	-	1954,81	-	1770,66	-
PROMEDIO	-	10,2	-	11,3	-	11,7	-	12,5	-	11,9	-	9,9

Fuente: Elaboración propia a partir de la base de datos de PVGIS [16].

- Se considerará optimizadores de potencia, transformadores de tipo líquido de tres devanados marca RYMEL y transformadores de potencia marca WEG para elevar los voltajes a niveles de 138 o 230 kV [11].
- Requerirá un contador de energía digital -bidireccional, estaciones meteorológicas, centro control y procesamiento de la información, sistema de puesta a tierra, sistemas de protección, de seguridad, cercado y obra civil [11].

### 3. Resultado

A continuación, se presenta el dimensionamiento de los elementos más importantes que integran la propuesta de diseño de la planta fotovoltaica con sus respectivos cálculos, los mismos que están sustentados en base al estudio preliminar de la planta fotovoltaica propuesta para el Aroma y los resultados obtenidos en esa investigación serán aplicados en el presente estudio, los cuales se resumen a continuación [11]:

- Paneles fotovoltaicos de silicio monocristalino de la marca SunPower® serie X de 470 Wp por su durabilidad, producción de energía y menor tamaño [18].
- Inversores de la marca Huawei, modelo SUN2000-185KTL-H1 por su eficiencia, potencia y número de entradas [19].
- Para el cálculo se considera el 99% y 91% para pérdidas iniciales del módulo (*PRO*) y debido al equilibrio del sistema *PRBOS* respectivamente.

#### 3.1. Cálculo del número máximo de paneles en serie

Su cálculo requiere [20]:

$$T_{cell,min} = T_{a-min} + \frac{T_{NOCT}-20^{\circ}C}{800} * G_M \quad (1)$$

Definir la temperatura mínima de la celda ( $T_{cell,min}$ ) con la ecuación (1), a partir de los valores de la temperatura ambiente mínima promedio ( $T_{a-min}$ ) de la tabla 3, temperatura de la celda a condiciones nominales de operación ( $T_{NOCT} = 45$ ) [11] y la irradiancia a condiciones estándar  $G_M = 1000 \frac{w}{m^2}$  [18], de su aplicación se obtiene una temperatura mínima de 40,6 °C.

$$V_{oc,max} = V_{oc,STC} + \alpha VT * (T_{cell,min} - 25^{\circ}C) \quad (2)$$

Calcular el voltaje máximo en circuito abierto del panel a temperatura mínima ( $V_{oc,max}$ ) con la ecuación (2), a partir del voltaje en circuito abierto a condiciones STC ( $V_{oc,STC} = 91,5$  V), el coeficiente de temperatura de voltaje  $\alpha VT = 2,23, 2 \frac{mV}{^{\circ}C}$  [18] y de  $T_{cell-min}$  calculado, de esto se obtiene un voltaje máximo de 88,02 V.

$$Nps_{max} = \frac{V_{max.inv}}{V_{oc,max}} \quad (3)$$

Finalmente, aplicando la ecuación (3) se obtiene el número máximo de paneles que se pueden conectar en serie ( $Nps_{max}$ ). Para lo cual se requirió del voltaje máximo del inversor ( $V_{max.inv} = 1500V$ ) [19] y el  $V_{oc,max}$  calculado, de su aplicación se determina que se puede utilizar un máximo de 17 paneles en serie.

#### 3.2. Cálculo del número mínimo de paneles en serie

Esto evita que baje el rendimiento global del generador fotovoltaico, su cálculo necesita definir [20]:

$$T_{cell,max} = T_{a-max} + \frac{T_{NOCT}-20^{\circ}C}{800} * G_M \quad (4)$$

La temperatura máxima de la celda ( $T_{cell,max}$ ) con la ecuación (4), que requiere los valores de la temperatura ambiente máxima promedio ( $T_{a-max}$ ) de la tabla 3, de ( $T_{NOCT}$ ) y ( $G_M$ ) definidos en párrafos anteriores. De su aplicación se obtiene una temperatura máxima de 42,13 °C.

$$V_{oc,min} = V_{oc,STC} + \alpha VT * (T_{cell,max} - 25^{\circ}C) \quad (5)$$

El voltaje mínimo en circuito abierto del panel a temperatura máxima ( $V_{oc,min}$ ) con la ecuación (5), que necesita de ( $V_{oc,STC}$ ) y ( $\alpha VT$ ) indicado en párrafos anteriores y de ( $T_{cell-max}$ ) calculados, de esto se obtiene un voltaje mínimo de 87,68 V.

$$Nps_{min} = \frac{V_{min.ar.inv}}{V_{oc,min}} \quad (6)$$

Que al aplicar la ecuación (6) se obtiene el número mínimo de paneles que se pueden conectar en serie ( $Nps_{min}$ ). Para lo cual se requirió del voltaje mínimo de arranque del inversor ( $V_{min.ar.inv}=550$  V) [19] y de ( $V_{oc,min}$ ) calculado. De su aplicación se determina que se puede utilizar un mínimo de 7 paneles en serie.

Considerando los cálculos anteriores se determina que se puede trabajar entre 7 a 17 paneles en serie.

### 3.3. Cálculo del número de cadenas en paralelo

$$I_{sc,Tmin} = I_{sc,STC} + \alpha I_{cc} T * (T_{cell,min} - 25^{\circ}C) \quad (7)$$

Se inicia definiendo la corriente de cortocircuito del panel a temperatura mínima ( $I_{sc,Tmin}$ ) con la ecuación (7), a partir de la corriente de cortocircuito en condiciones STC ( $I_{sc,STC} = 6,45A$ ), el coeficiente de temperatura de la corriente ( $\alpha I_{cc} T = 2,9 \frac{mA}{^{\circ}C}$ ) (18); y la temperatura mínima de la celda ( $T_{cell,Tmin}$ ), de esto se obtiene un valor de 6,49 A.

$$I_{sc,Tmax} = I_{sc,STC} + \alpha I_{cc} T * (T_{cell,max} - 25^{\circ}C) \quad (8)$$

Se calcula la corriente de cortocircuito del panel a temperatura máxima ( $I_{sc,Tmax}$ ) con la ecuación (8), se necesita de  $I_{sc,STC}$ ,  $\alpha I_{cc} T$  y de  $T_{cell,max}$  definidos en párrafos anteriores. De su aplicación se obtiene como resultado 6,5 A.

$$Ncp_{-MPPT} = \frac{I_{sc,MPPT}}{I_{sc,Tmax}} \quad (9)$$

Para obtener el número de cadenas a conectar en paralelo por entrada de MPPT ( $NCP_{-MPPT}$ ) para no superar la corriente de cortocircuito de entrada por MPPT ( $I_{sc,MPPT}$ ) [19] se aplica la ecuación (9) y se obtiene como resultado tres cadenas.

$$Ncp_{-entrada} = \frac{I_{ent.inv}}{I_{mpp}} \quad (10)$$

A la vez se considera la corriente nominal por entrada del inversor ( $I_{ent.inv}$ ) [19] y la corriente nominal del panel fotovoltaico ( $I_{mpp}$  [18] para determinar el número de cadenas en paralelo por entrada ( $NCP_{-entrada}$ ) con la aplicación de la ecuación ((10) se determina que dos cadenas se pueden conectar como máximo, cumpliendo los criterios de corriente de cortocircuito y nominal por entrada y MPPT.

Con esto se determina el número de paneles por inversor con la potencia nominal de 470 Wp de los paneles conectados en serie, con el inversor de 18 entradas de 185 kW de potencia y el número de cadenas en serie que se detalla en la tabla 4.

**Tabla 4:** Análisis de la potencia demandada por número de cadenas e inversor.

Cadenas en paralelo	Número de paneles en serie	Paneles por entrada	Paneles por inversor	Potencial arreglo (kW)	Eficiencia
2	10	20	360	169,2	0,91
1	17	17	306	143,8	0,78

De la Tabla 4 se determina que, al conectar 2 cadenas de 10 paneles en serie por entrada del inversor, se establece una potencia del arreglo fotovoltaico de 169,2 kW (360 paneles) menor a la del inversor, presentando una mejor eficiencia lo que es apropiado para el proyecto.

### 3.4. Cálculo de distancia y ángulo de inclinación de los paneles

En base a la latitud de la zona de -1,607326 presentada en la tabla 3 y con sustento bibliográfico se determina una inclinación de 15°, una distancia de sombra ( $d_{sombra}$ ) de 0,56 m y una distancia mínima entre la fila del panel ( $d_{min}$ ) de 4,55 m, que deberán ser orientados al norte geográfico con una estructura fijada al suelo de “tipo S” [11].

De la selección de la estructura de soporte requerida y sustentada en investigaciones anteriores [11] se determina que la empresa AutoSolar de España puede proveer a bajo costo las 27 711 estructuras de 2 cadenas para 5 paneles en serie y una estructura adicional de 1 cadenas para dos paneles que cubrirían los 277 111 paneles en total necesarios para el proyecto.

### 3.5. Cálculo del número de inversores y transformadores

El número de inversores se determina con la ecuación (11), que requiere el número total de paneles del proyecto ( $T_{paneles}$ ) y los requeridos por el inversor ( $N_{P_{inv}} = 360$ ) definidos en párrafos anteriores.

$$N_{inv} = \frac{T_{paneles}}{N_{P_{inv}}} \quad (11)$$

De su ampliación se determina que son 770 inversores que se conectarán a los devanados de entrada del transformador. En base a cálculos se determinó dos etapas para la conversión de energía:

- La primera requiere 385 transformadores de aplicaciones solares de tipo pedestal con tres devanados y aislamiento líquido, con una potencia de 400 kVA y de 800 V de voltaje primario y 34,5 kV de voltaje secundario [11].
- Y la segunda requiere dos transformadores de potencia de 92 MW que elevarán el voltaje de 34,5 a 138 kV para suministrarlo en el Sistema Nacional Interconectado [11].

### 3.6. Cálculo del área requerida

El diseño consta de 20 bloques de 12 960 paneles distribuidos en 36 columnas ( $N_{columnas}$ ) de 360 paneles, cuatro bloques de 4 320 paneles distribuidos en 12 columnas que contienen 360 paneles y un bloque de 631 distribuidos en 1 columna con 360 paneles y 1 columna con los 271 paneles restantes. En la figura 5 se muestra el esquema propuesto para la distribución de bloques de paneles y sus dimensiones.

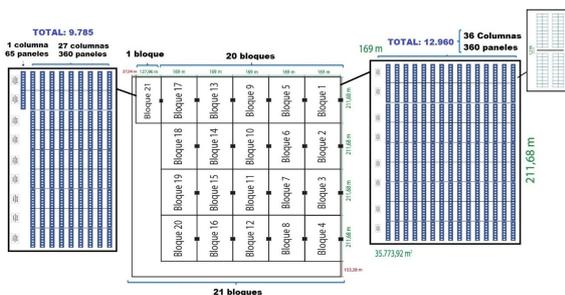


Figura 5: Esquema propuesto para la distribución de bloques de paneles y sus dimensiones.

De la figura 5 se observa que al calcular las dimensiones de cada bloque se determinó un ancho de 169 m por 211,68 m de largo, este último incluye 1,2 m para espacios peatonales; adicional se incorpora una vía carrozable de 3 m de ancho.

De lo expuesto se establece que el área representa el 75,13 % de la superficie considerada para el proyecto, teniendo disponible 24,87 ha para implementar infraestructuras complementarias. Al ser relacionado con áreas estimadas en proyectos similares que se encuentran en construcción y con la capacidad de generación propuesta, representaría un 39,78 %.

### 3.7. Cálculo del cableado y protecciones

De datos anteriores y en base a revisiones bibliográficas se calculó las secciones del cable en el lado de CC ( $S_{c-CC}$ ) y de CA ( $S_{c-CA}$ ) considerando el factor de potencia de 0,95 según normativa vigente [21] y una resistividad del cobre a 90°C ( $\rho = 45,49$ ) [22]. En la Tabla 5 se resume los valores calculados para obtener la corriente de protección y la sección de los cables a utilizar en el diseño por cada tramo.

Tabla 5: Resumen de los cálculos para el cableado y protecciones por tramo.

Descripción	Tramo			
	PFV - Armario CC	Armario CC - INV	INV - T. Tres devanados	T. Tres devanados - T. Potencia
Corriente de protección (A)	15,15	272,70	168,63	1 924,50
Longitud del cable (m)	106	10	180	1 068
Corriente del circuito (A)	12,12	218,16	134,90	1 539,60
Voltaje máximo de transferencia (V)	776	776	800	34500
Caída de voltaje del circuito (V) - 3%	23,28	23,28	24,00	1 035,00
Sc-CC o Sc-CA (mm2)	2,88	4,89	45,75	71,83
Hline Sección cable propuesta (AWG)	12	10	1/0	3/0

### 3.8. Cálculo del presupuesto

Su cálculo considera costos directos de los elementos más representativos en el diseño (paneles solares, inversores, estructuras, transformadores, etc.), estableciéndose para la operación y mantenimiento del proyecto el 1,5 % del total de los costos directos, un 15 % en costos administrativos, imprevistos y utilidades (AIU), un 5 % para sistemas SCADA, comunicaciones y respaldo de información y un 5 % para cableado, protecciones, medidor bidireccional, ductos entre otros [11].

En la tabla 6 se describe el presupuesto destinado para el proyecto con la descripción detallada de cada uno de sus componentes.

En la tabla 6 se observa que se requiere un presupuesto aproximado de 158 MUSD para la implementación del proyecto.

Un segundo presupuesto se calculó tomando la recomendación de la IEA para los costos instalado de fotovoltaica de 1 220 USD por kW y los 10 USD por MWh definidos por investigadores para operación y mantenimiento [11], con la aplicación del software RETScreen Expert se obtuvo 158 879 776 USD, que representa el 1,02 % adicional al estimado en la tabla 6.

Para la evaluación de la factibilidad del proyecto se trabajará con el presupuesto mayor obtenido por el *software*.

**Tabla 6:** Presupuesto estimado para el proyecto.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (Unidades)	COSTO UNIDAD (USD)	COSTO TOTAL (USD)
Paneles solares SUNPOWER 470W	277 111	230,00	63 735 530,00
Inversores HUAWEI SUN2000-185KTL-H1	770	10 463,00	8 056 510,00
Estructura de soporte para 2 cadenas de 5 paneles (aluminio)	27 711	880,64	24 403 415,72
Estructura de soporte para 2 cadenas de 3 paneles (aluminio)	1	513,02	513,02
Transformador RYMEL 400 kVA – 0,8/34,5 kV	385	8 895,00	3 424 575,00
Transformador WEG 92 MVA - 34,5/138 kV	2	2 237 575,63	4 475 151,26
Estación meteorológica LSI LASTEM	2	7 280,00	14 560,00
Cimentación para estructura de soporte	277 120	10,00	2 771 200,00
Infraestructura de 2000 m2	1	600,00	1 200 000,00
Sistema de seguridad y videovigilancia	30	500,00	15 000,00
SUBTOTAL DE COSTOS DIRECTOS (SCD)			108 096 454,32
Impuestos SENAE, transporte interno, salida de divisas, etc.			15% SCD 16 214 468,15
TOTAL DE COSTOS DIRECTOS (TCD)			124 310 922,47
Operación y Mantenimiento			1,5% TCD 1 864 663,84
Costos AII			15% TCD 18 646 638,37
SCADA, sistema de comunicaciones y almacenamiento de datos			5% TCD 6 215 546,12
Cableado, protecciones, medidor bidireccional, ductos, etc.			5% TCD 6 215 546,12
PRESUPUESTO TOTAL DEL PROYECTO			157 253 316,92

## 4. Análisis de factibilidad de la planta

Se realizó con el *software* RETScreen Expert, a continuación, se detallan y analizan sus resultados:

### 4.1. Costo de producción

En la Tabla 7 resume el modelo de energía de la planta fotovoltaica calculado a través del *software* considerando un costo de producción de la energía de 0,1074 USD/kWh definido en investigaciones para sistemas fotovoltaicos, una tasa de descuento del 7% [23] y un costo de venta de energía de 0,4003 USD/kWh según lo establecido por el CONELEC 004/11 [24].

**Tabla 7:** Resumen del modelo de energía de la planta fotovoltaica según el *software*.

Descripción	Cantidad	Unidad
Capacidad de generación eléctrica	130, 24	MW
Energía producida por la planta	195,74	GWh
Promedio horas de sol diarias	10,11	h
Factor de utilización	20,18	%
Tarifa de exportación a la red	0,4003	USD/kWh
Energía exportada a la red	230 234 104	kWh
Costos iniciales	158 879 776	USD
Costos de Operación y Mantenimiento	2 302 341	USD/año
Ingresos por exportación de electricidad	92 162 712	USD/año

Fuente: Elaboración de autores a partir del *software* RETScreen Expert [15].

De la tabla 7 se determina que la propuesta generaría una ganancia de 372,72 %, se prevé un costo total de producción anual de 24 727 142,77 USD y un ingreso neto anual de 67 435 596,06 USD.

### 4.2. Tiempo estimado de retorno

Para su cálculo se trabaja con tres escenarios considerando:

- El 3,74 % como la tasa de inflación anual, según datos del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC) del 2022 [25].
- La tasa de escalamiento de los combustibles, de descuento y de reinversión máxima fijada por el *software*. Y de acuerdo a investigaciones realizadas los parámetros de vida útil de una planta fotovoltaica, el financiamiento y la tasa de interés [11].

### ESCENARIO I: Con incentivos en el financiamiento del proyecto

Para este escenario se consideró el precio de venta de energía eléctrica fotovoltaica del CONELEC 004/11 y el 20 % en incentivos y donaciones [11]. En la tabla 8 se presentan en resumen el análisis financiero realizado.

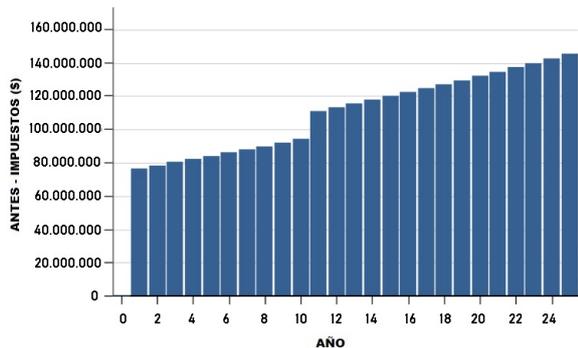
De la tabla 8 se observa la rentabilidad del proyecto mostrando valores positivos en el VPN y la TIR, reflejándose en la proyección del flujo de caja anual y acumulado en las figuras 6 y 7 respectivamente. Adicional, considera 1,4 años como tiempo para el pago simple de retorno del capital, con un costo proyectado de 0,051 USD/kWh para producción de la energía, que generaría una ganancia de 784,90 % con el precio de venta de energía regulado por el CONELEC.

**Tabla 8:** Resultados del análisis financiero del proyecto para el escenario I.

Descripción	Cantidad	Unidad
Costos iniciales totales	158 879 776	USD
Incentivos y donaciones	31 775 955,2 USD	
Pago de la deuda a 10 años	14 824 502	USD/año
TIR antes de impuestos – capital	471	%
TIR antes de impuestos – activos	62,5	%
Pago simple de retorno del capital	1,4	años
Repago - capital	Inmediato	años
Valor presente neto (VPN)	1 168 213 255	USD
Costo de producción de energía	0,051	USD/kWh

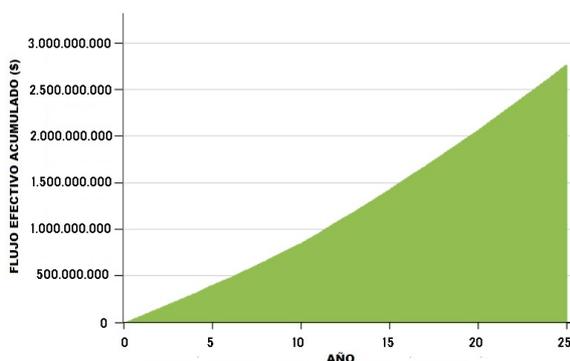
Fuente: Elaboración de autores a partir del software RETScreen Expert [15].

Con esto se pronostica 11 741 939,30 USD como costo total de producción anual e ingresos netos anual de 80 420 772,53 USD.



Fuente: Elaboración de autores a partir del software RETScreen Expert [15].

**Figura 6:** Proyección del flujo de caja anual.



Fuente: Elaboración de autores a partir del software RETScreen Expert [15].

**Figura 7:** Proyección del flujo de caja acumulado.

**ESCENARIO II: Considerando el financiamiento total del proyecto**

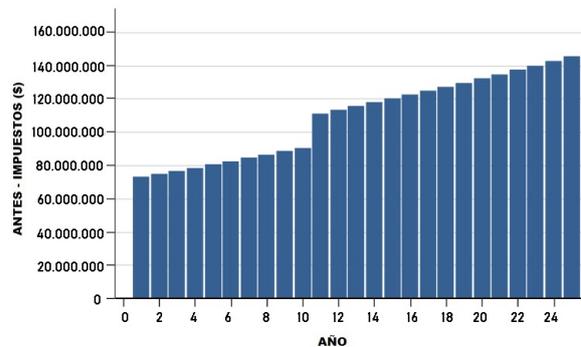
Para este escenario se consideró el precio de venta de energía eléctrica fotovoltaica de la regulación CONELEC 004/11 y un financiamiento del 100% [11]. En la tabla 9 se muestra los resultados del análisis.

**Tabla 9:** Resultados del análisis financiero del proyecto para el escenario II.

Descripción	Cantidad	Unidad
Costos iniciales totales	158 879 776	USD
Incentivos y donaciones	0	USD
Pago de la deuda a 10 años	18 530 627	USD/año
TIR antes de impuestos – capital	Positivo	%
TIR antes de impuestos – activos	48,6	%
Pago simple de retorno del capital	1,8	años
Repago - capital	Inmediato	años
Valor presente neto (VPN)	1 142 182 980	USD
Costo de producción de energía	0,063	USD/kWh

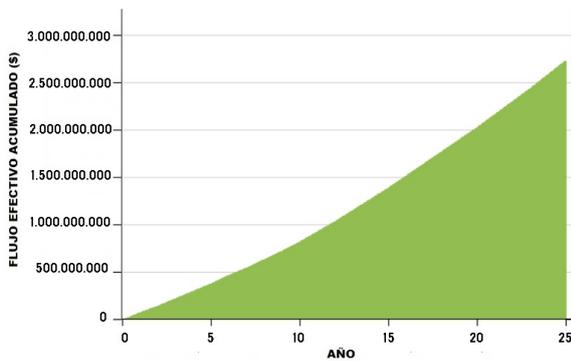
Fuente: Elaboración de autores a partir del software RETScreen Expert [18].

De la tabla 9 se observa que se mantiene la rentabilidad del proyecto con los valores positivos de VPN y TIR, reflejándose en la proyección del flujo de caja anual y acumulado en las figuras 8 y 9 respectivamente. Adicional, se identifica un lapso de 1,8 años para el pago simple de retorno del capital, un costo de producción de la energía de 0,063 USD/kWh que generaría una ganancia de 635,40%. Con esto se pronostica 14 504 748,55 USD como costo total de producción anual y 77 657 963,28 USD como ingreso neto anual.



Fuente: Elaboración de autores a partir del software RETScreen Expert (15).

**Figura 8:** Proyección del flujo de caja anual.



Fuente: Elaboración de autores a partir del software RETScreen Expert [15].

**Figura 9:** Proyección del flujo de caja acumulado.

**ESCENARIO III: Considerando el financiamiento total del proyecto con costo de venta de energía a tarifa residencial**

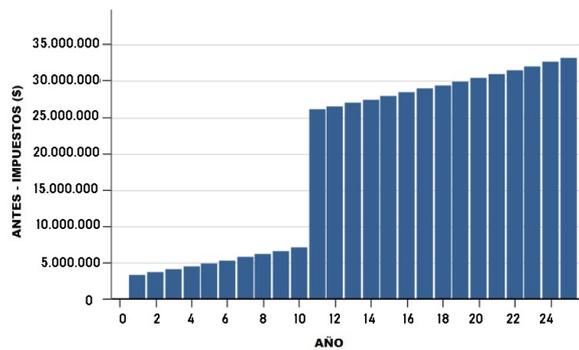
Para este escenario se consideró 0,1031 USD/kWh como precio de venta de energía eléctrica a tarifa residencial [26] y un 100 % de financiamiento de costos iniciales de implementación [11]. En la tabla 10 se presentan en resumen el análisis financiero realizado.

**Tabla 10:** Resultados del análisis financiero del proyecto para el escenario III.

Descripción	Cantidad	Unidad
Costos iniciales totales	158 879 776	USD
Incentivos y donaciones	0	USD
Pago de la deuda a 10 años	18 530 627	USD/año
TIR antes de impuestos – capital	Positivo	%
TIR antes de impuestos – activos	7,4	%
Pago simple de retorno del capital	7,4	años
Repago - capital	Inmediato	años
Valor presente neto (VPN)	168 248 794	USD
Costo de producción de energía	0,0634	USD/kWh

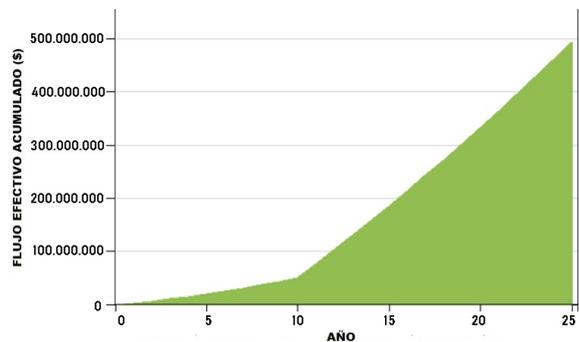
Fuente: Elaboración de autores a partir del software RETScreen Expert [15].

De la tabla 10 se observa que los valores de VPN y TIR son positivos, esto indican la rentabilidad del proyecto, reflejándose también en la proyección del flujo de caja anual y acumulado como se observa en las figuras 10 y 11 respectivamente. Adicional, se estima 7,4 años para el pago simple de retorno del capital, con un costo de producción proyectado de 0,063 USD/kWh. Esto determina una ganancia de 163,65 % según el precio de venta para el sector residencial y un costo total de producción anual de 14 504 748,55 USD con un ingreso neto 9 232 387,57 USD por año.



Fuente: Elaboración de autores a partir del software RETScreen Expert [15].

**Figura 10:** Proyección del flujo de caja anual.



Fuente: Elaboración de autores a partir del software RETScreen Expert [15].

**Figura 11:** Proyección del flujo de caja acumulado.

De lo analizado se obtiene que el mayor costo de producción de energía proyectado es de 0,063 USD/kWh, que al ser comparado con costos estimados en propuestas similares que se encuentran en construcción representaría un 9,16 % menor.

**4.3. Impacto ambiental**

Según estudios realizados determinan que este tipo de proyectos tienen una vida útil de 25 a 30 años, cambian el campo visual del entorno y presentan bajos niveles de contaminación de ruido y CO2 [27]. La cantidad emitida de este último es calculada con ayuda del software y presentada en la tabla 11, considerando un factor de emisión de 0,2953 tCO2/MWh establecido en el informe del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador del 2021 [28] y el 6,80 % como pérdidas en el sistema de transmisión y distribución según el PME 2019 – 2027 [14].

De la tabla 11 se observa que existe una reducción bruta de emisiones de GEI de 67 988,13 tCO2 que significa dejar de utilizar 12 452 automotores en la zona, siendo el 35,57 % del parque automotor del cantón Riobamba según datos oficiales del Municipio obtenidos de su página web [29].

**Tabla 11:** Resultados representativos del análisis de emisiones de  $CO_2$  del proyecto.

Parámetro	Valor	Unidad
Factor de emisión de GEI	0,2953	$tCO_2/MWh$
Pérdidas en T Y D	16,80	%
Factor de emisión de GEI (+ T y D)	0,317	$tCO_2/MWh$
Emisiones GEI caso base	72 948,63	$tCO_2$
Emisiones GEI caso propuesto	4 960,51	$tCO_2$
Reducción bruta de emisiones GEI	67 988,13	$tCO_2$
Autos y camiones livianos no utilizados	12 452	Unidades
Barriles de petróleo crudo no consumido	158 112	Unidades

Fuente: Elaboración de autores a partir del software RETScreen Expert [15].

## 5. Conclusiones

- Se realizó el análisis de factibilidad para la implementación del proyecto fotovoltaico que ocupará un 75,13 % de la superficie considerada para el proyecto, en la parroquia Calpi, cantón Riobamba, provincia de Chimborazo, Ecuador. Con una potencia instalada de 130,24 MW, cubriendo una demanda proyectada a 13 años de 195,74 GWh.
- Con el software RETScreen Expert se consideró tres escenarios para el análisis financiero, estableciéndose la rentabilidad del proyecto para cada uno. Se estimó un pago simple de retorno del capital máximo de 7,4 años, con ingresos netos anuales proyectados de 9 232 387,57 USD a 80 420 772,53 USD y una ganancia de 163,65 % si la venta se realiza a tarifa residencial y de 784,90 % si se comercializa según la regulación del CONELEC. Se proyecta costos mínimos de generación eléctrica de 0,051 USD/kWh, con 20 % de incentivos y donaciones; y un máximo de 0,063 USD/kWh sin incentivos.
- Se determinó que la implementación del proyecto reducirá las emisiones de GEI en 67 988,13  $tCO_2$ , que equivale a las emisiones de 12 452 automotores livianos, esto representaría el 15,96 % del parque automotor de la provincia de Chimborazo [30] o el 35,57 % del parque automotor del cantón Riobamba según datos oficiales del municipio. Relacionando en barriles de petróleo el consumo energético del sector eléctrico residencial según el BNE del 2021, lo

que equivale a una reducción del 1,30 % [31].

- El país no dispone de plantas fotovoltaicas implementadas a gran escala, pero los resultados obtenidos de esta investigación al ser contrastados con proyectos similares que se encuentran en construcción, determinan que el área estimada para su implementación representaría un 39,78 % y en relación al costo de producción de energía proyectado representa un ahorro de un 9,16 % por kWh.
- Esta propuesta supera con 8,52 veces la capacidad mínima instalada de los cuatro proyectos hidroeléctricos en la provincia de Chimborazo. De esto se concluye que la planta fotovoltaica al ser implementada sería la primera de gran capacidad de generación a nivel de la provincia de Chimborazo y a nivel de la región interandina del país.
- La propuesta está acorde a las políticas ecuatorianas de generación de energías limpias, con normativas nacionales e internacionales y aportar al cumplimiento del objetivo 7 propuesto por la ONU hasta el 2 030, busca disminuir la contaminación, evitar los efectos nocivos en la salud de las personas y el medio ambiente.

## Conflicto de intereses

Para el presente artículo no existe ningún tipo de conflicto de interés. Esto se debe a que los resultados de este estudio son completamente de autoría de la Universidad Internacional del Ecuador y los estudiantes con su docente, y esto no tiene ninguna relación con alguna otra institución.

## Fuentes de financiamiento

El desarrollo y escrito de este artículo no tiene ninguna fuente de financiamiento ya sea interna o externa. Debido a que todos los programas utilizados son de versión estudiantil no existe ningún costo por el Software. Por el lado del diseño e implementación fue realizado enteramente por los autores.

## 6. Referencias

1. IEEE. *Seguridad energética en el tránsito hacia unas energías limpias*. [En línea] 2022. [Consulta: 16 Abril 2023]. Disponible en: [https://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs\\_analisis/2022/DIEEEA03\\_2022\\_JOSPAR\\_Seguridad.pdf](https://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs_analisis/2022/DIEEEA03_2022_JOSPAR_Seguridad.pdf).

2. GRUPO BANCO MUNDIAL. *Lo que hay que saber sobre el cambio climático y la contaminación atmosférica*. [En línea]. 2022. [Consulta: 17 Febrero 2023]. Disponible en: <https://www.bancomundial.org/es/news/feature/2022/09/01/what-you-need-to-know-about-climate-change-and-air-pollution>.
3. NACIONES UNIDAS. *Energías renovables: energías para un futuro más seguro*. [En línea]. S/F. [Consulta: 16 Abril 2023]. Disponible en: <https://www.un.org/es/climatechange/raising-ambition/renewable-energy>.
4. GRUPO BANCO MUNDIAL. *Energía*. [En línea]. 2022. [Consulta: 16 Enero 2023]. Disponible en: <https://www.bancomundial.org/es/topic/energy/overview>.
5. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. *Global Energy Crisis*. [En línea] 2023. [Consulta: 17 Febrero 2023]. Disponible en: <https://www.iea.org/topics/global-energy-crisis?language=es>.
6. GRUPO BANCO MUNDIAL. *Acceso a la electricidad (% de población)*. [En línea] 2023. [Consulta: 17 Febrero 2023]. Disponible en: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS>.
7. AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES. *Estadística Anual y Multianual del sector eléctrico Ecuatoriano 2021*. [En línea] 2021. [Consulta: 15 Octubre 2022]. Disponible en: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/04/Estadistica2021.pdf>.
8. NACIONES UNIDAS (ONU). *Objetivos de desarrollo sostenible*. [En línea] 2022. [Consulta: 18 Octubre 2022]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>.
9. IRENA. *Estadísticas de Capacidad Renovable 2022*. [En línea] 2022. [Consulta: 15 Abril 2023]. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Renewable-Capacity-Statistics-2022-ES>, ISBN: 978-92-9260-428-8.
10. CELEC EP. *USD 400 millones se invertirán en la construcción de los proyectos fotovoltaico El Aromo y Villonaco II y III*. [En línea] S/F. [Consulta: 15 Abril 2023]. Disponible en: <https://www.celec.gob.ec/transelectric/index.php/18-institucional/contenido-documentos/339-usd-400-millones-se-invertiran-en-la-construccion-de-los-proyectos-fotovoltaico-el-aromo-y-villonaco-ii-y-iii>.
11. GUERRA, Joseph; MOLINO, Julio y MOROCHO, Andrés (2022). *Propuesta de una planta fotovoltaica de 824,86 MW en Manabí, Ecuador*. Revista Científica y Tecnológica UPSE, Vol. 9, págs. 85-100, ISSN: 1390-7638. [Consulta: 5 Septiembre 2022]. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.26423/rctu.v9i1.640>.
12. AGENCIA DE SOSTENIBILIDAD ENERGETICA. *Software RETScreen Expert*. [En línea] 2020. [Consulta: 15 Junio 2020]. Disponible en: <https://www.agenciase.org/2020/06/15/software-retscreen-expert-lanza-octava-version-y-permite-utilizar-licencia-profesional-gratuita-hasta-el-14-de-septiembre-de-2020/>.
13. VILLACÍS, B Y CARRILLO, D. *País Atrevido: la nueva cara sociodemográfica del Ecuador*. Edición especial revista Analitika. Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC). Quito – Ecuador. [En línea] 2012. [Consulta: 01 Diciembre 2022]. Disponible en: <https://www.ecuadorencifras.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/04/Estadistica2021.pdf>.
14. PME - MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO

- RENOVABLES. *Plan Maestro de Electrificación 2019 – 2027*. [En línea] 2019. [Consulta: 12 Septiembre 2022]. Disponible en: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>.
15. GOVERNMENT OF CANADA. *RETScreen*. [Software] 07 Febrero 2023. [fecha de consulta: 20 Febrero 2023]. Disponible en: <https://natural-resources.canada.ca/maps-tools-and-publications/tools/modelling-tools/retscreen/7465>.
  16. EUROPEAN COMMISSION. *Photovoltaic Geographical Information System*. [En línea] 01 de Marzo de 2022. [Consulta: 02 Noviembre 2022]. Disponible en: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/).
  17. MIDUVI. *Norma ecuatoriana de construcción - Instalaciones Electricas. NEC* [En línea] 2018. [Consulta: 10 Junio 2022]. Disponible en: <https://www.habitatyvivienda.gob.ec/documentos-normativos-nec-norma-ecuatoriana-de-la-construccion/>.
  18. SUNPOWER. *SunPower® X-Series Commercial Solar Panels | X21-470-COM*. [En línea] S.F. [Consulta: 9 Octubre 2022]. Disponible en: [https://us.sunpower.com/sites/default/files/sunpower-x-series-commercial-solar-panels-x21-470-com-datasheet-524935-revb\\_1.pdf](https://us.sunpower.com/sites/default/files/sunpower-x-series-commercial-solar-panels-x21-470-com-datasheet-524935-revb_1.pdf).
  19. HUAWEI. *SUN2000-185KTL-H1- Smart String Inverter*. [En línea] S.F. [Consulta: 9 Octubre 2022]. Disponible en: <https://solar.huawei.com/en/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Feu%2Fdatasheet%2FSUN2000-185KTL-H1.pdf>.
  20. KLAUS, Jager; OLINDO, Isabella; ARNO, Smets; RENE, Van y MIRO, Zeman. *Solar Energy Fundamentals, Technology, and Systems*, UIT Cambridge Ltd., 2016, p. 496. ISBN 9781906860738. [fecha de consulta: 15 Agosto 2022]. Disponible en: [https://courses.edx.org/c4x/DelftX/ET.3034TU/asset/solar\\_energy\\_v1.1.1.pdf](https://courses.edx.org/c4x/DelftX/ET.3034TU/asset/solar_energy_v1.1.1.pdf).
  21. ARCONEL. *Regulación No. ARCONEL 004/15*, [En línea] 2015. [Consulta: 5 Enero 2023]. Disponible en: <https://vvalner.com/wp-content/uploads/2021/10/SGCR006-404.pdf>.
  22. PRYSMIAN CLUB. *Cálculos de caídas de tensión. Valores oficiales de conductividad para Cu y Al*, [En línea] 2019. [Consulta: 19 Agosto 2022]. Disponible en: <https://www.prysmianclub.es/calculos-de-caidas-de-tension-valores-oficiales-de-conductividad-para-cu-y-al/>.
  23. MUÑOZ, Vizhñay; ROJAS, Moncayo y BARRETO, Calle. *Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador*, Ingenius, N° 19, pp. 60-68, 2018. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/15117>.
  24. CONELEC. *REGULACIÓN No. CONELEC - 004/11*. [En línea] 2012. [Consulta: 30 Diciembre 2022]. Disponible en: <https://docplayer.es/36173836-Regulacion-no-conelec-004-11-el-directorio-del-consejo-nacional-de-electricidad-conelec-considerando.html>.
  25. INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICAS Y CENSOS. *Boletín Técnico IPC N° 12-2022-IPC, Diciembre, 2022*. [En línea] 2023. [Consulta: 10 Enero 2023]. Disponible en: [https://www.ecuadorencifras.gob.ec/documentos/web-inec/Inflacion/2022/Diciembre\\_2022/Bolet%C3%ADn\\_t%C3%A9cnico\\_12-2022-IPC.pdf](https://www.ecuadorencifras.gob.ec/documentos/web-inec/Inflacion/2022/Diciembre_2022/Bolet%C3%ADn_t%C3%A9cnico_12-2022-IPC.pdf).
  26. CNELEP. *Pliego tarifario del servicio público de energía eléctrica año 2023*. [En línea] 2023. [Consulta: 10 Enero 2023]. Disponible en: [https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2023/01/pliego\\_tarifario\\_spee\\_-\\_a%C3%B1o\\_2023.pdf](https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2023/01/pliego_tarifario_spee_-_a%C3%B1o_2023.pdf).
  27. TABOADA, Belen. *Estudio de Impacto Ambiental de una planta solar fotovoltaica en una parcela de 80 ha útiles en el*

- término municipal de Villalba de los Alcores (Valladolid)*. David Pereira Jerez (Tutor) [Tesis de Maestría]. Universidad Politécnica de Madrid, España, 2021. [Consulta: 16 Febrero 2023]. Disponible en: [https://oa.upm.es/70036/1/TFM\\_BELEN\\_TABOADA\\_RODRIGUEZ.pdf](https://oa.upm.es/70036/1/TFM_BELEN_TABOADA_RODRIGUEZ.pdf).
28. CENACE. *Factor de emisión de co2 del sistema nacional interconectado de ecuador - Informe 2021*. [En línea] 2022. [Consulta: 10 Enero 2023]. Disponible en: <http://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/12/Informe-Factor-de-CO2-2021.pdf>.
29. GADM RIOBAMBA. *Hasta el momento se registra un total de 26.783 vehículos matriculados en el cantón Riobamba*. [En línea] 2022. [Consulta: 01 Febrero 2023]. Disponible en: <https://www.gadmriobamba.gob.ec/index.php/noticias/boletines-de-prensa/122-boletines-de-prensa-septiembre-2022/3665-hasta-el-momento-se-registra-un-total-de-26-783-vehiculos-matriculados-en-el-canton-riobamba>.
30. INSTITUTO NACIONAL DE ESTADISTICAS Y CENSOS. *Anuario de Estadísticas de Transporte 2021*. [En línea] 2022. [Consulta: 15 Febrero 2023]. Disponible en: [https://www.ecuadorencifras.gob.ec/documentos/web-inec/Estadisticas\\_Economicas/Estadistica%20de%20Transporte/ESTRA\\_2021/2021\\_ESTRA\\_PPT.pdf](https://www.ecuadorencifras.gob.ec/documentos/web-inec/Estadisticas_Economicas/Estadistica%20de%20Transporte/ESTRA_2021/2021_ESTRA_PPT.pdf).
31. BNE - MINISTERIO DE ENERGIA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES. *Balance Energético Nacional 2021*. [En línea] 2022. [Consulta: 15 Febrero 2023]. Disponible en: <https://www.rekursyenergia.gob.ec/5900-2/>.



Artículo de **libre acceso** bajo los términos de una **Licencia Creative Commons Reconocimiento – NoComercial – CompartirIgual 4.0 Internacional**. Se permite, sin restricciones, el uso, distribución, traducción y reproducción del documento, siempre y cuando se realice sin fines comerciales y estén debidamente citados bajo la misma licencia.