

# Propuesta de una planta fotovoltaica de 824,86 MW en Manabí, Ecuador

Proposal for an 824,86 MW photovoltaic plant in Manabí, Ecuador



Joseph David Guerra Chávez<sup>1</sup>  
Julio Cesar Molina Guzmán<sup>2</sup>  
Andrés Fernando Morocho Caiza<sup>3</sup>  
José Luis Morales Gordón<sup>3</sup>

<https://orcid.org/0000-0003-4669-7715>

<https://orcid.org/0000-0003-3146-8784>

<https://orcid.org/0000-0002-1323-2164>

<sup>1</sup> Investigador independiente | Riobamba - Ecuador

<sup>2</sup> Department of Power, School of Electrical Engineering, UCV | Caracas - Venezuela

<sup>3</sup> Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, (ESPOCH) | Riobamba - Ecuador | CP 060101

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

<http://dx.doi.org/10.26423/rctu.v9i1.640>

Páginas: 85- 100

## Resumen

Se analizó la factibilidad para la implementación de una planta fotovoltaica de 824,86 MW en el Aromo, provincia de Manabí, Ecuador. Se estudió la zona, el recurso solar, normativas, requerimientos, componentes del diseño y su presupuesto. Con el software RETScreen Expert se evaluó los parámetros financieros y ambientales del proyecto, confirmando su rentabilidad con ganancias por venta de 190,93 % a tarifa residencial o de 889,55 % si es comercializada según la regulación del CONELEC 004/11. Proyectándose un costo de generación de electricidad de 0,045 a 0,054 USD/kWh cubriendo una demanda de 894,68 GWh a 10 años. El proyecto supera 4,12 veces la capacidad mínima instalada de una planta a construirse en la zona y reduce el 35,11 % del costo generado por kWh. De implementarse sería la primera de mayor potencia a nivel nacional y la tercera de Latinoamérica.

**Palabras clave:** energías limpias, plantas fotovoltaicas, proyectos eléctricos, refinería del Pacífico.

## Abstract

The feasibility of implementing an 824,86 MW photovoltaic plant in the area of the "Eloy Alfaro" Pacific Refinery project in El Aromo, province of Manabí, Ecuador, was analyzed. The area, solar resource, regulations, requirements, design components and budget were studied. With the RETScreen Expert software, the financial and environmental parameters of the project were evaluated, confirming its profitability with sales profits of 190,93% at residential rates or 889,55% if it is commercialized according to CONELEC 004/11 regulations. The projected cost of electricity generation is 0,045 to 0,054 USD/kWh, covering a 10-year demand of 894,68 GWh. The project exceeds 4,12 times the minimum installed capacity of a plant to be built in the area and reduces 35,11% of the cost generated per kWh. If implemented, it would be the first plant of greater power at the national level and the third in Latin America.

**Keywords:** clean energy, photovoltaic plants, electrical projects, Pacific refinery.

Recepción: 12 enero 2022 | Aprobación: 04 mayo 2022 | Publicación: 30 junio 2022

## 1. Introducción

La pandemia del *COVID* – 19 ocasionó que en el año 2020 las centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles no fueran abastecidas con normalidad [1]. Se redujo el 7% de emisiones de  $CO_2$  a nivel mundial, equivalente a  $-0,01\text{ }^\circ C$  del calentamiento global para el 2050 [2]. Las centrales eléctricas basadas en energías renovables no fueron afectadas y han presentado una mayor demanda en los últimos años con un incremento del 0,8% en proyectos de energía solar y eólica [3].

Estas energías junto con la hidroeléctrica constituyen actualmente las principales fuentes de producción eléctrica y los costos de producción sean más competitivos frente a los basados en combustibles fósiles. Se estima que en 10 años las energías renovables cubran un 80% de la demanda eléctrica mundial con la energía solar a la cabeza [3]. A esto se suma que la *ONU* busca garantizar a la población el acceso a un suministro eléctrico no contaminante, combatir el cambio climático, reducir los gases de efecto invernadero y la contaminación, entre otros.

Por lo tanto, a nivel mundial se generan proyectos de energía limpia, situándose en la India los proyectos fotovoltaicos más grandes: “Bhadla Solar Park de 2 245 MW” ubicado en Rajasthan y “Pavagada Solar Park de 2 050 MW” ubicado en Karnataka [4]. En Latinoamérica el proyecto más grande es “Villanueva Solar Park de 828 MW” de México [5]; pero se estima que el proyecto en construcción de “Minas Gerais” de Brasil lo supere con 529 MW [6].

A nivel nacional existen nueve plantas fotovoltaicas representativas, en conjunto suman 27,63 MW de potencia nominal y representan el 0,32% de la potencia total generada en el país, se ubican en las provincias de Galápagos, el Oro y Loja [7]. A finales del 2020 se aprobó la concesión de un proyecto de generación eléctrica fotovoltaica de 200 MW a desarrollarse en la localidad del Aromo, cercano al fallido proyecto de la Refinería del Pacífico, en la provincia de Manabí; el proyecto de implementarse se constituiría como el más grande del país.

En Ecuador, según el informe del Balance Nacional de Energía Eléctrica (BNEE) del 2021, el 64,89% de potencia efectiva total de generación proviene de fuentes renovables y el 35,11% de centrales térmicas, de la cual el 20,21% es producido con Motores de Combustión Interna (MCI). El informe indica que del 99,22% de la producción de energía, el 79% es por renovables y su déficit importado desde Colombia [7].

En mayo del 2020, el Ecuador exportó 400 MW a Colombia que representa ingresos de 100 millones de dólares (MUSD) al año [8]. Pese a esto, algunas industrias a nivel nacional operan con combustibles fósiles entre estas las camaroneras por considerar

que las tarifas eléctricas son altas [9]. En el 2018 las centrales térmicas del país generaron un total de 6 004,30  $MtCO_2$ , consumiendo 432 700 y 704 113 litros de Diesel y Fuel Oil respectivamente [10, 11].

A nivel del país, según la Constitución de la República del Ecuador del 2007 y la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, es el Estado y el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER) quienes promueven el uso de energías limpias, por lo que el Plan Maestro de Electricidad (PME) 2019–2027, contempla el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables no convencionales en concordancia con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la *ONU* de la Agenda 2030 y con acuerdos ambientales, estimando que la demanda de potencia eléctrica crezca un 8,78% hasta el 2027 [10].

En esta investigación, se presenta la factibilidad técnica y económica para la implementación de un proyecto eléctrico fotovoltaico en el área de 530 ha destinado para la construcción de la fallida Refinería del Pacífico “Eloy Alfaro” por no cumplir las condiciones básicas según inversionistas [12]. De acuerdo con el Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica, en el lugar existe una incidencia de  $4\,650\text{ Wh}/m^2/da$  de insolación global promedio, por lo que se consideraría un sitio ideal para la implementación de este tipo de proyectos.

## 2. Metodología

Para el desarrollo de la investigación se analizó la zona, se seleccionó el recurso solar, se definió las normativas y requerimientos que debe cumplir el diseño, luego se seleccionaron los componentes y se planteó la propuesta con su presupuesto.

Con estos datos y el *software* RETScreen Expert octava versión, desarrollado por el Gobierno de Canadá y recomendado por la Agencia de Sostenibilidad Energética (AgenciaSE) para estudios y análisis de factibilidad de proyectos de energías renovables [13], se identificó y evaluó parámetros financieros y ambientales que influyen en las propuestas de generación eléctrica renovable.

En la parte financiera se consideran: 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 y el costo de producción de energía. Así como la energía exportada a la red y los ingresos producidos.

En la parte ambiental se destacan: la información relacionada con la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y su correspondencia con vehículos y barriles de petróleo no utilizados.

## 2.1. Estudio y análisis de la zona

El sitio seleccionado para la planta fotovoltaica se ubica en la localidad El Aromo cerca de la ciudad de Manta, en la provincia de Manabí, Ecuador, a 280 m.s.n.m. con latitud -1 064 y longitud -80 777. En el 2015, el índice de irradiación global en la zona fue de 1 621,89 Wh/m<sup>2</sup>/ao según la información registrada en la base de datos PVGIS, sus datos meteorológicos mínimos y máximos por mes se presentan en la Tabla 1.

**Tabla 1:** Parámetros meteorológicos de la localidad.

Parámetros meteorológicos referenciales	Mínimos		Máximos	
	Valor	Mes	Valor	Mes
Temperatura ambiente	20,7 °C	Agosto	28,1 °C	Abril
Humedad relativa	78 %	Noviembre	82 %	Febrero y Marzo
Precipitación	2 mm	Septiembre	79 mm	Enero
Horas de sol diarias	7,1 h	Enero	8,6 h	Mayo
Velocidad del viento	3,9 m/s	Marzo	6,7 m/s	Octubre

En la Figura 1 se presenta una vista aérea del terreno donde se pretendía construir la Refinería del Pacífico “Eloy Alfaro”; Google Earth calcula una extensión de 530 ha.



Fuente: Google Earth, modificado por los autores.

**Figura 1:** Vista aérea del terreno de la Refinería del Pacífico “Eloy Alfaro”.

Manabí es la tercera provincia más poblada del Ecuador, según el informe Estadístico Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano del 2019, cuenta con 323 353 clientes regulados, donde el 92,68 % de estos corresponde al sector residencial. En el 2019 se facturó 1 426,03 GWh de energía eléctrica que representa 131,50 MUSD [14].

La provincia alcanzó un consumo energético de 2 055,53 GWh y generó 1 950,65 GWh presentando un déficit de 104,88 GWh. El PME 2019-2027 considera un crecimiento mínimo de abonados de 2,06 % y del 3 % en ventas [10], valores considerados para estructurar la Tabla 2.

**Tabla 2:** Crecimiento por año de abonados y energía de la zona.

Años	Abonados		Energía (GWh)	
	Crecimiento Anual 2,06 %	Total	Crecimiento Anual 3 %	Total
2019	323 353	323 353	2 055,53	2 055,53
2020	6 661	330 014	61,67	2 117,20
2021	6 798	336 812	63,52	2 180,71
2022	6 938	343 750	65,42	2 246,13
2023	7 081	350 831	67,38	2 313,52
2024	7 227	358 058	69,41	2 382,92
2025	7 376	365 434	71,49	2 454,41
2026	7 528	372 962	73,63	2 528,04
2027	7 683	380 645	75,84	2 603,88
2028	7 841	388 486	78,12	2 682,00
2029	8 003	396 489	80,46	2 762,46
2030	8 168	404 657	82,87	2 845,33
2031	8 336	412 993	85,36	2 930,69
2032	8 508	421 501	87,92	3 018,62

Fuente: Adaptación de PME 2019-2017

De la tabla 2 se observa que hasta el 2030 la Unidad de Negocio de la zona debería cubrir, incluido el déficit del 2019, una demanda energética adicional proyectada de 894,68 GWh.

## 2.2. Selección de la base de datos solares

Estudios determinan que la base de datos solares de la NASA y de METEONORM es creada mediante interpolación, lo que provoca la generación de valores altos en sus medidas [15]. Por tal motivo no se analizan en esta investigación.

Se consideró las bases de datos satelitales de libre acceso que proporcionan información histórica del sitio. Con el software PVsyst 7,2 se accedió a las bases de datos de: PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System, *por sus siglas en inglés*) y NREL (National Renewable Energy Laboratory, *por sus siglas en inglés*); y al sitio web SOLARGIS, para su posterior comparativa. Cabe indicar que en todos los casos no se pudo establecer un intervalo de tiempo fijo para este análisis, lo que requirió trabajar con el intervalo de Año Típico Meteorológico (TMY, *por sus siglas en inglés*) presente en cada base de datos.

En la Tabla 3 se realiza una comparativa de los valores de irradiación horizontal global y de temperatura registrada en las bases de datos.

**Tabla 3:** Comparativa de la irradiación horizontal global y temperatura de las bases de datos.

Mes	PVGIS (2005-2014)		NREL (1998-2016)		SOLARGIS (2001-2009)	
	Wh/m2 /mes	°C	Wh/m2/ /mes	°C	Wh/m2 /mes	°C
Enero	116,5	22,9	143,6	24,1	137,2	23,5
Febrero	118,7	23,9	127,8	24,4	122,3	24,1
Marzo	158,5	24,2	151,7	24,2	156,3	24,3
Abril	145,8	23,1	137,3	24,6	147,0	24,0
Mayo	137,3	23,2	145,3	24,2	139,7	23,6
Junio	124,8	22,8	122,2	22,4	110,4	22,6
Julio	92,5	20,1	122,0	22,6	111,9	22,0
Agosto	127,8	21,9	128,8	22,5	126,1	21,7
Septiembre	112,6	20,9	137,7	22,5	126,6	21,7
Octubre	123,9	21,4	130,6	22,4	124,9	21,6
Noviembre	134,3	19,9	135,2	22,8	127,3	21,8
Diciembre	148,1	21,7	158,0	23,1	136,3	22,6
TOTAL	1 540,8	-	1 640,2	-	1 566,0	-
PROMEDIO	-	22,2	-	23,3	-	22,8

Fuente: Adaptación de la base de datos PVGIS (2005-2014), NREL (1998-2016), SOLARGIS (2001-2009)

De la Tabla 3 se determina que la base de datos PVGIS es la adecuada para el dimensionamiento del proyecto ya que presenta los valores menos favorables de irradiación horizontal global para la producción de energía, esto evita una sobreestimación energética que pueda influir en una falsa factibilidad económica del proyecto.

### 2.2.1. Análisis del recurso solar contenido en PVGIS

De la página web de PVGIS se obtuvo los datos de irradiación solar histórica de 10 años (2005-2015). Para su análisis se consideró los valores de irradiación global con el ángulo óptimo y la temperatura media. En la Tabla 4 se presenta un resumen de los valores mínimos de irradiación global y promedio de la temperatura ambiente por mes.

**Tabla 4:** Valores mínimos de irradiación global y promedio de la temperatura ambiente.

Mes	Parámetros	
	Wh/m2/mes	°C
Enero	97,79	22,59
Febrero	98,25	23,28
Marzo	122,45	23,33
Abril	111,23	23,04
Mayo	117,74	22,14
Junio	95,46	21,19
Julio	93,03	20,46
Agosto	105,42	19,71
Septiembre	90,86	19,35
Octubre	111,8	19,8
Noviembre	113,27	20,15
Diciembre	126,26	21,15
Total promedio	1 283,56	21,35

De la Tabla 4 se obtiene los datos necesarios para el dimensionamiento de la planta, se observa que el valor total de la irradiación global es  $1\ 283,56\ kWh/m^2/año$  y el valor promedio de temperatura ambiente,  $21,35°C$ .

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

La planta fotovoltaica por implementarse debe cumplir los siguientes requerimientos

- Cubrir una demanda proyectada a 10 años de 894,68 GWh.
- El área para utilizar no debe superar las 530 ha.
- Los paneles fotovoltaicos deben ser de silicio monocristalino debido a que al trabajar con policristalinos de la máxima capacidad conocida [16] son menos eficientes y para este estudio requieren un 9,94% de área adicional a la establecida para cubrir la misma demanda de energía proyectada [17].
- Las estructuras de soporte deben ser de acero inoxidable, aluminio o hierro galvanizado, con capacidad de soportar temperaturas de  $28,1°C$  y velocidades de viento de  $6,7\ m/s$ , según datos de la zona.
- Las protecciones y el calibre del conductor soportarán el 125% del valor de la corriente máxima y una caída de voltaje no superior al 3% según la Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC) para instalaciones eléctricas y electromecánicas [18].
- Se dispondrá de optimizadores de potencia para garantizar alto rendimiento y eficiencia de la planta [19].
- Requerirá de transformadores de tipo líquido de tres devanados para elevar el voltaje a la salida de los inversores.
- Transportar voltajes en niveles de 138 o 230 kV para vincularse al Sistema Nacional Interconectado o a la troncal de transmisión [20].
- Requerirá de un contador de energía digital de tipo bidireccional – trifásico para el registro del consumo y producción.
- Dispondrá de un sistema de puesta a tierra de tipo centrada a tierra, aislado galvánicamente por medio de un transformador de aislamiento [21].
- Requerirá de dos estaciones meteorológicas y un centro de control para el procesamiento y análisis de la información [22].
- Se incluirán sistemas de protección para los equipos como pararrayos, sistemas de seguridad, videovigilancia, cercado y obra civil.

**Tabla 5:** Comparativa de los paneles fotovoltaicos SunPower®.

Características Modelo	Modelo						
	X-SERIES			E-SERIES		P-SERIES	
Potencia (a valores STC)	445	460	470	410	435	400	405
NOCT °C	45	45	45	45	45	45	45
apt %/°C	-0,0029	-0,0029	-0,0029	-0,0038	-0,0038	-0,0036	-0,0036
Eficiencia (%)	20,60	21,30	21,70	19,10	20,30	19,40	19,6
Ancho (m)	1,046	1,046	1,046	1,046	1,046	0,998	0,998
Largo (m)	2,067	2,067	2,067	2,067	2,067	2,067	2,067
Área (m <sup>2</sup> )	2,162	2,162	2,162	2,162	2,162	2,063	2,063
Superficie (ha)	400,77	387,7	379,45	444,09	418,57	432,3	426,96
% Superficie base (530 ha)	75,62	73,15	71,59	83,79	78,98	81,57	80,56
Total de paneles	1 853 626	1 793 182	1 755 029	2 054 012	1 935 966	2 095 606	2 069 734
Costo	404 090 468	400 776,177	403 656 670	427 234 496	410 424 792	408 643 170	411 877 066
Potencia de la planta (MW)	824,86			842,15		838,24	

### 3. Resultados

#### 3.1. Propuesta de diseño de la planta fotovoltaica

Se considera una etapa importante el dimensionamiento de los elementos que integran la planta fotovoltaica, por lo que se realizan los cálculos respectivos:

##### 3.1.1. Cálculos y selección de los componentes de la planta fotovoltaica

Consiste en identificar previamente las características del panel y el inversor adecuado para realizar los cálculos que comprenden el dimensionamiento de la planta.

##### A. Cálculos preliminares.

Según investigaciones los paneles fotovoltaicos más eficientes y comerciales del 2021 son de la marca SunPower®, presentan mayor durabilidad y producen más energía con relación a otras marcas ya que mantienen el 92 % de la potencia nominal al finalizar su vida útil a los 25 años [23]. Con base a lo expuesto, en la Tabla 5 se analizan los paneles SunPower® según los requerimientos del proyecto, considerando el 99 % como pérdida inicial del módulo ( $PR_O$ ) y un 91 % como pérdidas debido al equilibrio del sistema ( $PR_{BOS}$ ).

De la Tabla 5 se determina que el panel de la serie X de 470  $W_p$  requiere menor número de unidades y deja libre un 28,41 % de la superficie para infraestructuras adicionales. Su costo de implementación incrementa apenas un 0,71 % con respecto al más económico de todos, por lo cual es considerado para este proyecto. Según el Global PV Inverter Shipments del 2018-2019 Huawei, Sungrow Power Supply y SMA en ese orden; son los mejores fabricantes de inversores fotovoltaicos [24], por lo que se analiza en la Tabla 6 los diferentes modelos de inversores Huawei para grandes plantas fotovoltaicas, según los requerimientos del proyecto.

**Tabla 6:** Comparativa de los inversores fotovoltaicos Huawei.

Características	Modelo			
	SUN2000 -105KTL	SUN2000 -100KTL	SUN2000 -60KTL	SUN2000 -185KTL
	-H1	-H1	-M0	-H1
Máxima eficiencia	99,00 %	99,00 %	98,90 %	99,03 %
Voltaje Vcc mínimo (V)	600	600	200	500
Voltaje Vcc máximo (V)	1500	1500	1000	1500
Corriente máxima Icc (A)	300	264	132	468
Número de entradas	12	12	6	18
Potencia nominal (kVA)	116	105	66	185

De la Tabla 6 se determina que el inversor SUN2000-185KTL-H1 presenta mayor eficiencia, potencia y número de entradas para la conexión de paneles, características adecuadas para el proyecto.

##### B. Cálculos complementarios.

Se determinó el número de paneles que se pueden conectar en serie y en paralelo, ángulo de inclinación y distancias de separación, el número de inversores, transformadores, el dimensionamiento de cables y protecciones, los mismos que se detallan a continuación:

##### Número máximo de paneles en serie

Para determinar el número máximo de paneles en serie es necesario [25]:

Calcular 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 4, temperatura de la celda a condiciones nominales de operación ( $T_{NOCT}$ ) de la tabla 5 y la irradiancia a condiciones estándar  $G_M = 1\ 000 \frac{w}{m^2}$  [26], obteniéndose una temperatura mínima de 50,6°C.

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

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 ( $V_{oc-STC}$ ), el coeficiente de temperatura de voltaje ( $\alpha VT$ ) [26] y de ( $T_{cell-min}$ ) calculado, obteniéndose 85,79 V como voltaje máximo.

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

Con esto, aplicando la ecuación 3 se obtuvo el número máximo de paneles que se pueden conectar en serie ( $Nps_{max}$ ). Para lo cual se requirió del voltaje máximo del inversor ( $V_{max.inv}$ ) de la Tabla 6 y el ( $V_{oc,max}$ ), calculándose que pueden conectarse 17 paneles en serie como máximo.

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

### Número mínimo de paneles en serie

Su cálculo es necesario para evitar que baje el rendimiento global del generador fotovoltaico, para esto se requiere [25]:

Calcular 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 4, de ( $T_{NOCT}$ ) y ( $G_M$ ) definidos en párrafos anteriores, obteniéndose una temperatura máxima de 54,55°C.

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

Calcular el voltaje mínimo en circuito abierto del panel a temperatura máxima ( $V_{oc,min}$ ) con la ecuación 5, que requiere los valores de ( $V_{oc,STC}$ ) y ( $\alpha VT$ ) mencionado en párrafos anteriores y de ( $T_{cell,max}$ ) calculado, obteniéndose 84,90 V como voltaje mínimo.

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

Con esto, aplicando la ecuación 6 se obtuvo 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 ( $V_{min.ar.inv}$ ) del [27] y de ( $V_{oc,min}$ ), calculándose que pueden conectarse 7 paneles en serie como mínimo.

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

De los cálculos se determinó que para dimensionamiento del proyecto se debe trabajar en un rango de 7 a 17 paneles en serie.

### Número de cadenas en paralelo

Para su cálculo se requirió [25]:

Determinar 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 ( $I_{sc,STC}$ ), el coeficiente de temperatura de la corriente ( $\alpha I_{cc}T$ ) [26]; y la temperatura mínima de la celda ( $T_{cell,Tmin}$ ), obteniéndose 6.52 A.

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

Para determinar la corriente de cortocircuito del panel a temperatura máxima ( $I_{sc,Tmax}$ ) con la ecuación 8, se requiere de ( $I_{sc,STC}$ ), ( $\alpha I_{cc}T$ ) y de ( $T_{cell,max}$ ) definidos en párrafos anteriores, obteniéndose 6,54 A.

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

Aplicando la ecuación 9 se obtuvo el número de cadenas que se pueden conectar en paralelo por entrada de MPPT ( $NCP_{MPPT}$ ) para no superar la corriente de cortocircuito de entrada por MPPT ( $I_{sc,MPPT}$ ) [27], obteniéndose tres cadenas.

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

Por otro lado, considerando la corriente nominal por entrada del inversor ( $I_{ent.inv}$ ) [27] y la corriente nominal del panel fotovoltaico ( $I_{mpp}$ ) [26], aplicando la ecuación 10 se determinó el número de cadenas en paralelo por entrada ( $NCP_{entrada}$ ), obteniéndose que dos cadenas podrán conectarse como máximo.

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

Del análisis se consideró que el número máximo de cadenas a conectar en paralelo son 2, valor que cumple los criterios de corriente de cortocircuito y nominal por entrada y MPPT.

Finalmente, para determinar el número de paneles por inversor, se relaciona la potencia nominal de los paneles de 470 Wp conectados en serie, el inversor de 18 entradas, de potencia 185 kW y el número de cadenas en serie como se aprecia en la Tabla 7.

**Tabla 7:** Análisis de la potencia demandada según el número de cadenas y el inversor.

Cadenas en paralelo	Número de paneles en serie	Paneles por entrada	Paneles por inversor	Potencia arreglo (kW)	Eficiencia
2	10	20	360	169,2	0,92
1	17	17	306	143,8	0,78

En la Tabla 7 se determina que, al conectar 2 cadenas de 10 paneles en serie por entrada del inversor, se establece que la potencia del arreglo fotovoltaico será de 169,2 kW (360 paneles) potencia menor a la del inversor, pero presenta mejor eficiencia y por tanto se considera adecuado para el proyecto.

### Ángulo de inclinación para los paneles

Considerando la latitud de la zona de -1 064 y en base a revisiones bibliográficas se determina que los paneles requieren una inclinación de 15° [28] con una orientación al norte geográfico mediante una estructura con fijación al suelo del “tipo S” [29].

Existen empresas que ofertan estructuras de soporte para 2 cadenas de hasta 6 paneles en serie, entre ellas la empresa AutoSolar de España. Sus estructuras soportan cargas de vientos de hasta 29 m/s [30] y están acordes a los requerimientos del proyecto. Con esto, en la Tabla 8 se realiza una comparativa de precios de las estructuras ofertadas que combinadas soportan 2 cadenas de 10 paneles en serie.

**Tabla 8:** Costos de estructuras que combinadas soportan 2 cadenas de 10 paneles en serie.

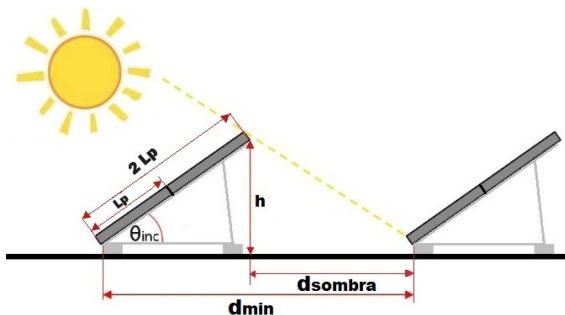
Estructuras de paneles en serie	Costo unitario (USD)	Soporte para 10 paneles en serie		Costo total (USD)
		Requeridas	Adicionales	
2	513,02	5	-	2 565,10
3	613,65	2	1X4	2 066,28
4	838,98	2	1X2	2 190,98
5	880,64	2	-	1 761,28
6	1 877,50	1	1X4	2 716,48

De la tabla 8 se observa que las estructuras de 2 cadenas para 5 paneles en serie son de menor costo y que el proyecto requiere de 175 503 estructuras.

### Distancia entre paneles

En la Figura 2 se aprecia la distancia mínima entre paneles, previo a su cálculo se requiere:

Determinar la distancia de sombra ( $d_{sombra}$ ) aplicando la ecuación 11 [31], que requiere del largo del panel fotovoltaico ( $L_p$ ) de la tabla 5, el ángulo de inclinación ( $\phi_{inc} = 15^\circ$ ) y la latitud del lugar. Obteniéndose una distancia de sombra aproximada de 0,57 m.



Fuente: Pannelli Solari, modificado por los autores.

**Figura 2:** Distancia mínima entre filas consecutivas de paneles fotovoltaicos.

$$d_{sombra} = \frac{h}{\text{tg}(61^\circ - \text{Latitud})} \approx \frac{2L_p * \sin(\phi_{inc})}{\text{tg}(61^\circ - \text{Latitud})} \quad (11)$$

Para calcular la distancia mínima entre la fila del panel ( $d_{min}$ ) se aplica la ecuación 12, que requiere de ( $L_p$ ), ( $\phi_{inc}$ ) y ( $d_{sombra}$ ) calculada, obteniéndose una distancia aproximada de 4,57 m.

$$d_{min} = d_{sombra} + 2L_p * \cos(\phi_{inc}) \quad (12)$$

### Número de inversores

Se obtiene con la ecuación 13, que requiere del total de paneles ( $T_{paneles} = 1\ 755\ 029$ ) de la Tabla 5 y el total de paneles a cubrir por inversor ( $N_{p_{inv}}$ ), calculándose 4 876 inversores.

$$N_{inv} = \frac{T_{paneles}}{N_{p_{inv}}} \quad (13)$$

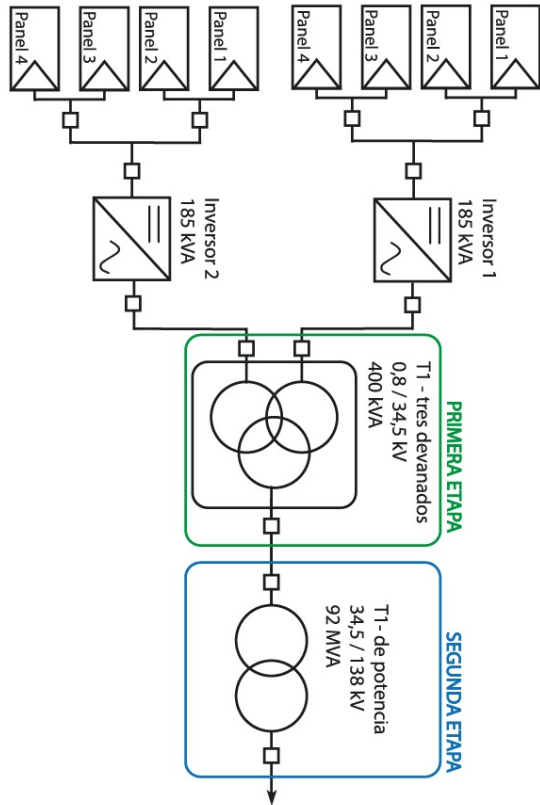
### Número de transformadores

La etapa de conversión de energía del proyecto se divide en dos:

- La primera, convierte a medio voltaje la energía entregada por los inversores por medio de un transformador de tres devanados denominado de aplicaciones solares. Dos devanados se conectan a la salida de los inversores de 185kVA y el restante se conecta con la segunda etapa de transformación como se aprecia en la Figura 3. Para esto se requiere un transformador de tipo pedestal con aislamiento líquido de 400kVA  $P_{transf}$  con un voltaje en el lado primario de 800V y de 34,5kV en el secundario, valores que se encuentran dentro de las características de fabricación de los transformadores ofertados por la empresa RYMEL [32].

De esto se determina que el total de transformadores ( $NT_{transf.solar}$ ) es la mitad ( $N_{inv}$ ) calculado, dando un total de 2 438 transformadores.

- La segunda, convierte en alto voltaje la energía entregada por el transformador de la primera etapa como se aprecia en la Figura 3, necesitándose de un transformador de potencia que eleve de 34,5 a 138kV para entregar la energía al Sistema Nacional Interconectado. Se determina que el transformador de potencia de 92 MVA de la marca WEG es el adecuado [33].



**Figura 3:** Etapas de transformación del proyecto fotovoltaico.

Con la ecuación 14 se calculó el número de transformadores de potencia, que requiere de ( $P_{trans}$ ) y ( $NT_{trans.solar}$ ) definidos en párrafos anteriores, obteniéndose aproximadamente 11 transformadores.

$$T_{trans.potencia} = \frac{P_{trans} * NT_{trans.solar}}{92MVA} \quad (14)$$

**Cálculo de superficie**

Previo a su cálculo se define para el diseño una distribución de 136 bloques, de los cuales, 135 están constituidos por 12 960 paneles distribuidos en 36 columnas ( $N_{columnas}$ ) de 360 paneles y 1 bloque de 5 429 paneles distribuidos en 15 columnas de 360 paneles y 1 columna de 29 paneles.

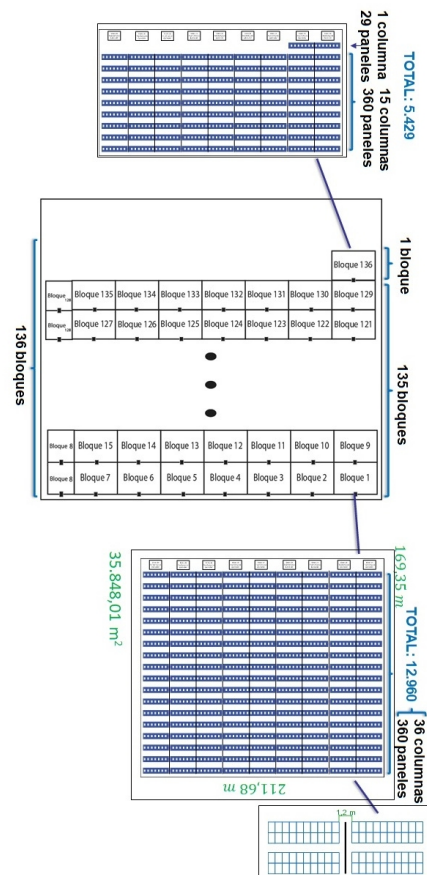
El ancho del bloque ( $A_{bloque}$ ) se obtuvo con la ecuación 15, que requiere de ( $N_{columnas}$ ), ( $L_p$ ), ( $\phi_{inc}$ ) y ( $d_{sombra}$ ) definidos en párrafos anteriores. El número de espacios de sombra ( $M_{espacios} = 35$ ), la medida que ocupa el transformador ( $M_{transf} = 2,40 m$ ) [34] y se incluyó una vía carrozable de 3m. Calculándose 169 m de ancho.

$$A_{bloque} = N_{columnas} * 2L_p * \cos(\phi_{inc}) + N_{espacios} * d_{sombra} + M_{transf} + V_{carrozable} \quad (15)$$

El largo del bloque ( $L_{bloque}$ ) se obtuvo con la ecuación 16, que requiere del número de paneles por columna ( $N_{pcolumna} = 180$ ), el ancho del panel ( $A_p$ ) de la tabla 5, el total de espacios peatonales ( $N_{espacios.p} = 17$ ) de 1,2 m y la vía carrozable. Obteniéndose 211,68 m de largo.

$$L_{bloque} = N_{pcolumna} * A_p + N_{espacios.p} * V_{peatonal} + V_{carrozable} \quad (16)$$

De los cálculos se concluyó que el área de un bloque es de 35 848,01 m<sup>2</sup> y se requiere para los 136 bloques un total de 483,95 ha, lo que representa el 91,31 % de la superficie considerada para el proyecto. Con un área sobrante de 46,05 ha que pueden ser utilizadas para infraestructura y proyectos adicionales. En la Figura 4 se muestra la distribución de la planta fotovoltaica por bloques.



Fuente:Elaboración de autores

**Figura 4:** Distribución de la planta fotovoltaica por bloques.



### Cableado y protecciones

El cálculo de la sección del cable en el lado de CC ( $S_{c-CC}$ ) se realizó con la ecuación 17 que requiere de la longitud del cable ( $L_c$ ), la corriente del circuito ( $I_c$ ) y la caída de voltaje del circuito ( $\Delta V_c$ ). Se consideró un factor de potencia ( $\cos \varphi$ ) de 0,95 según normativa [35] y la resistividad del cobre a 90°C ( $\rho = 45, 49$ ) [36].

$$S_{c-CC} = \frac{2 * L_c * I_c * \cos \varphi}{\rho * \Delta V_c} \quad (17)$$

Para el cálculo de la sección del cable en el lado de CA ( $S_{c-CA}$ ) se aplicó la ecuación 18 que requiere de los parámetros definidos anteriormente.

$$S_{c-CA} = \frac{\sqrt{3} * L_c * I_c * \cos \varphi}{\rho * \Delta V_c} \quad (18)$$

Bajo estas especificaciones en la Tabla 9 se muestra el valor de la corriente de protección y la sección óptima de los cables a utilizar en el diseño.

**Tabla 9:** Corriente de protección y sección de los cables 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	276	3 230
Corriente del circuito (A)	12,12	218,16	134,90	1 539,60
Voltaje máximo de transferencia (V)	776	776	800	34 500
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	70,14	217,24
Sección cable propuesta (AWG/kcmil)	12	10	3/0	500

### 3.2. Presupuesto destinado para el proyecto

Se consideró los costos directos más representativos del diseño como paneles solares, inversores, estructuras, transformadores, etc. Adicionalmente según autores se debe incluir el 1,5% de los costos directos como valores relacionados con la operación y mantenimiento del proyecto [37], un 15% para costos administrativos, imprevistos y utilidades (AIU) [38]; y el 5% para la implementación de los sistemas SCADA, de comunicaciones y almacenamiento de datos [39].

Al no disponer de referencias relacionadas a los rubros que involucran el cableado, las protecciones, el medidor bidireccional, ductos entre otros, por recomendación de expertos se estimó un 5%. En la Tabla 10 se describe los componentes necesarios, la cantidad, el costo por unidad y total estimado.

**Tabla 10:** Presupuesto estimado para el proyecto.

Descripción	Cantidad (Unidades)	Costo Unidad (USD)	Costo Total (USD)
Paneles solares SUMPOWER 470W	1 755 029	230,00	403 656 670,00
Inversores HUAWEI SUN2000-185KTL-H1	4 876	10 463,00	51 017 588,00
Estructura de soporte para 2 cadenas de 5 paneles (aluminio)	175 503	880,64	154 554 961,92
Transformador RYMEL 400 kVA - 0,8/34,5 kV	2 438	8 895,00	21 686 010,00
Transformador WEG 92 MVA - 34,5/138 kV	11	2 237 575,63	24 613 331,93
Estación meteorológica LSI LASTEM	2	7 280,00	14 560,00
Cimentación para estructura de soporte	1 755 030	10,00	17 550 300,00
Infraestructura de 2000 m <sup>2</sup>	1	600,00	1 200 000,00
Sistema de seguridad y videovigilancia	30	500,00	15 000,00
<b>Subtotal de costos directos (SCD)</b>			<b>674 308 421,85</b>
Impuestos SENAE, transporte interno, salida de divisas, etc.		15% SCD	101 146 263,28
<b>Total de costos directos (TCD)</b>			<b>775 454 685,13</b>
Operación y Mantenimiento		1,5% TCD	11 613 820,28
Costos AIU		15% TCD	116 318 202,77
SCADA, sistema de comunicaciones y almacenamiento de datos		5% TCD	38 772 734,26
Cableado, protecciones, medidor bidireccional, ductos, etc.		5% TCD	38 772 734,26
<b>Presupuesto total del proyecto</b>			<b>980 950 176,69</b>

De la Tabla 10 se determina que el presupuesto total del proyecto es aproximadamente 981 MUSD.

De la aplicación del *software* RETScreen, considerando costos de 1 220 USD por kW instalado de fotovoltaica y 10 USD por MWh de operación y mantenimiento según el IEA para el año 2019 [40], se obtuvo un total de 1 006 164 228 USD, que representa el 2,51% adicional al estimado en la tabla 10. En base a sus resultados, para minimizar posibles diferencias en la evaluación de la factibilidad del proyecto se consideró el mayor presupuesto obtenido y se trabajó únicamente con el *software* mencionado.

### 4. Análisis de factibilidad de la planta

Se utiliza el *software* RETScreen Expert, con él se analizó los costos de producción, el tiempo estimado de retorno del capital considerando tres escenarios y finalmente, se realizó un análisis ambiental. A continuación, se detalla sus resultados:

### 4.1. Costo de producción

En el Ecuador, según Muñoz *et al.*, se determina que el costo de producción de la energía a través de un sistema fotovoltaico es de  $0,1074 \text{ USD}/kWh$ , con una tasa de descuento del 7% [41]. Según la regulación CONELEC 004/11 el costo de venta de la energía fotovoltaica es de  $0,4003 \text{ USD}/kWh$  [42]. Con estos datos se obtiene la Tabla 11 que resume el modelo de energía de la planta fotovoltaica calculado a través del *software*.

**Tabla 11:** Resumen del modelo de energía de la planta fotovoltaica según el *software*.

Descripción	Cantidad	Unidad
Capacidad de generación eléctrica	824 860	kW
Energía producida por la planta	894,68	GWh
Promedio horas de sol diarias	7,85	h
Factor de utilización	21,71	%
Tarifa de exportación a la red	0,4003	USD/kWh
Energía exportada a la red	1 568 715 449	kWh
Costos iniciales	1 006 164 228	USD
Costos de Operación y Mantenimiento	15 687 154	USD/año
Ingresos por exportación de electricidad	627 956 794	USD/año

De la Tabla 11 se determina que, a un costo de producción de la energía proyectado de  $0,1074 \text{ USD}/kWh$  generaría una ganancia de 372,72% según el precio de venta de energía vigente en el país por la regulación CONELEC 004/11. De esto se prevé un costo total de producción anual de  $168 480 039,2 \text{ USD}$  y un ingreso neto anual de  $459 476 755 \text{ USD}$ .

### 4.2. Tiempo estimado de retorno

- Una tasa de inflación anual del -0,93% según el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC) en el 2020 [43].
- Una tasa de escalamiento de los combustibles del 3% reportada en revistas especializadas en economía del 2021 [44].
- La tasa de reinversión más alta del 18% recomendada por el *software*.
- 25 años como tiempo máximo de vida útil de una planta fotovoltaica, según autores [45].
- Un financiamiento estimado del 80% del total de los costos iniciales que puede ser en base

a préstamos que incentiven proyectos similares por organismos internacionales (BID, FMI, BM, CAF).

- Para las prestaciones se considera una tasa de interés del 2,9% a 10 años plazo en base a préstamos realizados al Ecuador para montos similares [46].
- Una tasa de descuento del 7% definida en párrafos anteriores.

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

Para este caso se consideró:

- Un estimado del 20% por incentivos y donaciones en base a la “LEY PARA FOMENTO PRODUCTIVO, ATRACCIÓN INVERSIONES GENERACIÓN EMPLEO” del 2018, que considera la exoneración a la salida de divisas, importación de bienes, financiamientos, impuesto a la renta de hasta 12 años, entre otros [47].

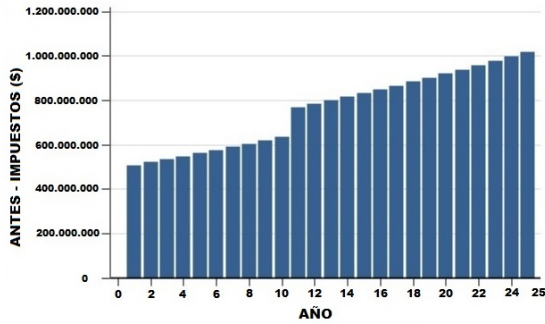
Con estos valores se realizó el análisis financiero del proyecto con el *software*, cuyos resultados representativos se presentan en la Tabla 12.

**Tabla 12:** Resultados representativos del análisis financiero del proyecto.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
Costos iniciales totales	1 006 164 228	USD
Incentivos y donaciones	201 232 846	USD
Pago de la deuda a 10 años	93 881 575	USD/año
TIR antes de impuestos – capital	Positivo	%
TIR antes de impuestos – activos	68,5	%
Pago simple de retorno del capital	1,3	años
Repago - capital	Inmediato	años
Valor presente neto (VPN)	8 111 233 336	USD
Costo de producción de energía	0,045	USD/kWh

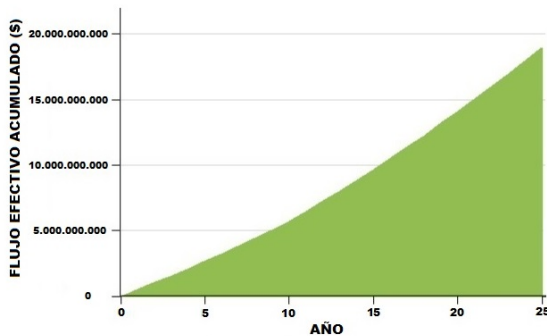
La Tabla 12 evidencia que el VPN y la TIR son positivos lo que determina la rentabilidad del proyecto, reflejándose en la proyección del flujo de caja anual y acumulado que se observa en las Figuras 5 y 6

respectivamente. Se aprecia que el pago simple de retorno del capital es en 1,3 años, con un costo de producción de la energía proyectado de 0,045 USD/kWh que generaría una ganancia de 889,55% según el precio de venta de energía vigente en el país por la regulación CONELEC 004/11. De esto se prevé un costo total de producción anual de 70 592 195,2 USD y un ingreso neto anual de 557 364 599 USD.



Fuente: Software RETScreen Expert.

Figura 5: Proyección del flujo de caja anual.



Fuente: Software RETScreen Expert.

Figura 6: Proyección del flujo de caja anual.

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

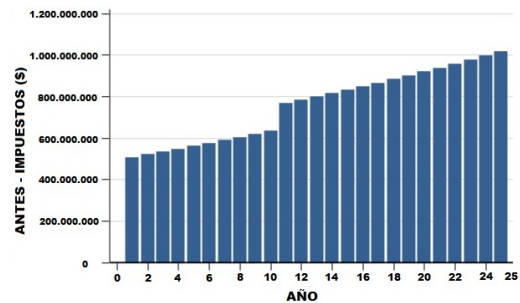
Para este análisis se consideró un financiamiento del 100% de los costos iniciales y el precio de venta de energía eléctrica fotovoltaica de acuerdo con la regulación CONELEC 004/11.

Con estos valores se realizó el análisis financiero del proyecto con el *software*, cuyos resultados representativos se presentan en la Tabla 13.

Tabla 13: Resultados representativos del análisis financiero del proyecto.

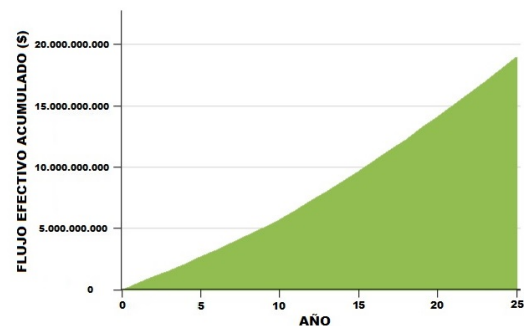
Descripción	Cantidad	Unidad
Costos iniciales totales	1 006 164 228	USD
Incentivos y donaciones	0	USD
Pago de la deuda a 10 años	117 351 968	USD/año
TIR antes de impuestos - capital	Positivo	%
TIR antes de impuestos - activos	53,1	%
Pago simple de retorno del capital	1,6	años
Repago - capital	Inmediato	años
Valor presente neto (VPN)	7 946 387 112	USD
Costo de producción de energía	0,054	USD/kWh

La Tabla 13 evidencia que el VPN y la TIR son positivos lo que determina la rentabilidad del proyecto, reflejándose en la proyección del flujo de caja anual y acumulado que se observa en las figuras 7 y 8 respectivamente. Se aprecia que el pago simple de retorno del capital es en 1,6 años, con un costo de producción de la energía proyectado de 0,054 USD/kWh que generaría una ganancia de 741,30% según el precio de venta de energía vigente en el país por la regulación CONELEC 004/11. De esto se prevé un costo total de producción anual de 84 710 634,25 USD y un ingreso neto anual de 543 246 160 USD.



Fuente: Software RETScreen Expert.

Figura 7: Proyección del flujo de caja anual.



Fuente: Software RETScreen Expert.

Figura 8: Proyección del flujo de caja acumulado.

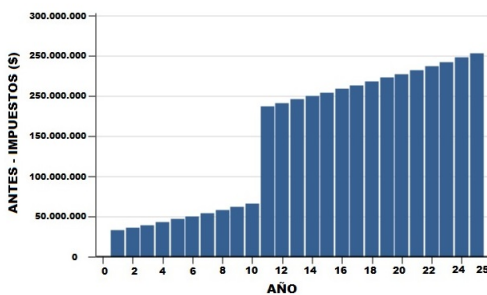
**ESCENARIO III: Considerando el financiamiento total del proyecto con costo de venta de energía a tarifa residencial**

Para este análisis se ha considerado un financiamiento del 100% de los costos iniciales, el precio de venta de energía eléctrica a tarifa del sector eléctrico residencial del Ecuador de 0,1031 USD/kWh [48]. Con estos valores se realizó el análisis financiero del proyecto con el software, cuyos resultados representativos se presentan en la Tabla 14.

**Tabla 14:** Resultados representativos del análisis financiero del proyecto.

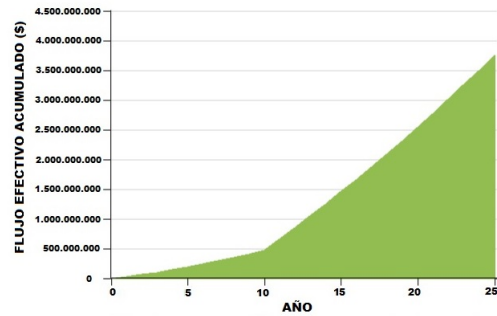
Descripción	Cantidad	Unidad
Costos iniciales totales	1 006 164 228	USD
Incentivos y donaciones	0	USD
Pago de la deuda a 10 años	117 351 968	USD/año
TIR antes de impuestos – capital	Positivo	%
TIR antes de impuestos – activos	9,1	%
Pago simple de retorno del capital	6,9	años
Repago - capital	Inmediato	años
Valor presente neto (VPN)	1 310 421 479	USD
Costo de producción de energía	0,054	USD/kWh

La Tabla 14 evidencia que el VPN y la TIR son positivos lo que determina la rentabilidad del proyecto, reflejándose en la proyección del flujo de caja anual y acumulado que se observa en las Figuras 9 y 10, respectivamente. Se aprecia que el pago simple de retorno del capital es en 6,9 años, con un costo de producción de la energía proyectado de 0,054 USD/kWh que generaría una ganancia de 190,93% según el precio de venta de energía vigente en el país para el sector residencial. De esto se prevé un costo total de producción anual de 84 710 634,25 USD y un ingreso neto anual de 77 023 928 USD.



Fuente: Software RETScreen Expert.

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



Fuente: Software RETScreen Expert.

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

**5. Impacto ambiental**

El proyecto genera un cambio visual del entorno ocasionado por los paneles fotovoltaicos que ocupan grandes superficies, el tendido eléctrico para el transporte de energía y otros componentes. Durante su vida útil es bajo el nivel de ruido y de CO<sub>2</sub>; estudios revelan que la energía fotovoltaica emite entre 21 a 65 gr de CO<sub>2</sub> por kWh. En caso de reemplazo de los paneles fotovoltaicos o el desmantelamiento de la planta, las materias primas de sus componentes pueden ser recicladas [45].

Para calcular las emisiones de CO<sub>2</sub> con el software se consideró el factor de emisión de 0,4909 tCO<sub>2</sub>/MWh establecido en el informe del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador del 2019 y el 10,07% de pérdidas en el sistema transmisión y distribución considerado para el 2021 según el PME 2019-2027. Los resultados representativos se pueden observar en la Tabla 15.

**Tabla 15:** Resultados representativos del análisis de emisiones de CO<sub>2</sub> del proyecto.

Parámetro	Valor	Unidad
Factor de emisión de GEI	0,4909	tCO <sub>2</sub> /MWh
Pérdidas en T Y d	10,07	%
Factor de emisión de GEI (+ T y D)	0,546	tCO <sub>2</sub> /MWh
Emisiones GEI caso base	855 964,3	tCO <sub>2</sub>
Emisiones GEI caso propuesto	86 195,6	tCO <sub>2</sub>
Reducción anual bruta de emisiones GEI	769 768,7	tCO <sub>2</sub>
Autos y camiones livianos no utilizados	140 983	Unidades
Barriles de petróleo crudo no consumido	1 790 160	Unidades

## 6. Conclusiones

- El análisis de factibilidad para la implementación del proyecto fotovoltaico ocupará un 91,31% del área del fallido proyecto de la Refinería del Pacífico “Eloy Alfaro” en la zona El Aromo, provincia de Manabí, Ecuador, considera generar 824,86 MW, cubriendo una demanda proyectada a 10 años de 894,68 GWh.
- El análisis financiero consideró tres escenarios a través del software RETScreen Expert, en todos ellos se establece la rentabilidad del proyecto. Se estimó un pago simple de retorno del capital desde 1,3 a 6,9 años, con ingresos netos anuales proyectados desde 77 023 928 USD hasta 557 364 599 USD. Genera una ganancia de 190,93% si la venta se realiza a tarifa residencial y de 889,55% según el precio establecido en la regulación del CONELEC 004/11. Establece un costo de generación de electricidad de 0,045 USD/kWh como valor mínimo considerando un 20% de incentivos y donaciones; y de 0,054 USD/kWh como su máximo sin incentivos.
- La implementación del proyecto reducirá en 769 768,7 tCO<sub>2</sub> que equivale a las emisiones de 140 983 automotores livianos y representa el 70,91% del parque automotor de la provincia de Manabí registrado en el 2019. En barriles de petróleo según el BNE del 2019 representa una reducción del 14,92%.
- La propuesta está acorde a las políticas de cambio de la matriz energética del Ecuador con proyectos con energías limpias, con normativas nacionales e internacionales y con los objetivos planteados por la ONU y la LOSPE para proyectos similares.
- Esta propuesta es 4,12 veces la capacidad mínima instalada de un proyecto similar a desarrollarse en la zona en los próximos años. Emplea una superficie adicional de 45,28% y presenta un costo de producción por kWh menor al 35,11% propuesto en ese proyecto. De esto se concluye que la planta fotovoltaica al ser implementada sería la de mayor potencia a nivel nacional y la tercera a nivel de Latinoamérica.

## 7. Referencias

1. INTERNACIONAL ENERGY AGENCY. *Global Energy Review 2020 - The impacts of the Covid-19 crisis on global energy demand and CO2 emissions* [En línea]. 2020 [Consulta: 9 mar. 2021]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020/global-energy-and-co2-emissions-in-2020>.
2. ONU ENVIRONMENT PROGRAMME. *Emissions Gap Report 2020* [En línea]. 2020 [Consulta: 9 mar. 2021]. Disponible en: <https://www.unep.org/es/emissions-gap-report-2020>.
3. WEO - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World Energy Outlook 2020*, [En línea]. 2020 [Consulta: 9 mar. 2021]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>.
4. ROCA, José. *Las 20 mayores plantas fotovoltaicas del mundo: India manda en el ranking y España entra en el Top 20* [En línea]. 2020 [Consulta: 9 mar. 2021]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/las-10-mayores-plantas-fotovoltaicas-del-mundo>.
5. ROCA, José. *Las 10 mayores plantas fotovoltaicas de Latinoamérica* [En línea]. 2018 [Consulta: 9 mar. 2021]. Disponible en: [https://elperiodicodelaenergia.com/las-10-mayores-plantas-fotovoltaicas-de-latinoamerica/..](https://elperiodicodelaenergia.com/las-10-mayores-plantas-fotovoltaicas-de-latinoamerica/)
6. AGÊNCIA MINAS GERAIS. *Governo aprova licenciamento do maior projeto de energia fotovoltaica do Brasil* [En línea]. 2020 [Consulta: 9 mar. 2021]. Disponible en: <https://www.agenciaminas.mg.gov.br/noticia/governo-aprova-licenciamento-do-maior-projeto-de-energia-fotovoltaica-do-brasil>.
7. BNEE - AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES. *Balance Nacional de Energía Eléctrica Diciembre 2020* [En línea]. 2021 [Consulta: 20 mar. 2021]. Disponible en: [http://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/07/BNEE\\_mayo\\_-2021.xls](http://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/07/BNEE_mayo_-2021.xls).
8. CELEC EP. *Ecuador incrementa exportaciones de energía eléctrica a Colombia* [En línea]. 2020 [Consulta: 20 mar. 2021]. Disponible en: <https://www.celec.gob.ec/gensur/index.php/254-ecuador-incrementa-exportaciones-de-energia-electrica-a-colombia>.
9. MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES. *MÁS DE USD 335 MILLONES SE INVERTIRÁ EN ELECTRIFICACIÓN EN EL SECTOR CAMARONERO* [En línea]. 2020 [Consulta: 20 mar. 2021]. Disponible en: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/mas-de-usd-335-millones-se-invertira>.

- en - electrificación - en - el - sector - camaronero/.
10. PME - MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES. *Plan Maestro de Electrificación 2019 – 2027* [En línea]. 2019 [Consulta: 12 mar. 2021]. Disponible en: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>.
  11. BNE - MINISTERIO DE ENERGIA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES. *Balance Energético Nacional 2019* [En línea]. 2019 [Consulta: 12 mar. 2021]. Disponible en: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>.
  12. EL COMERCIO. *10 avatares del fallido proyecto de la Refinería del Pacífico* [En línea]. 2019 [Consulta: 20 mar. 2021]. Disponible en: <https://www.elcomercio.com/actualidad/ecuador-petroleo-refineria-pacifico-financiamiento.html>.
  13. AGENCIA DE SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA. *Software RETScreen Expert lanza octava versión y permite utilizar licencia profesional gratuita hasta el 14 de septiembre de 2020* [En línea]. 2020 [Consulta: 31 jul. 2021]. 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/>.
  14. AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES. *Estadística Anual y Multianual del sector eléctrico Ecuatoriano 2019* [En línea]. 2019. Disponible en: <https://www.controlrecursoyenergia.gob.ec/estadisticas-del-sector-electrico-ecuatoriano-buscar/>.
  15. SÁNCHEZ, Goitia. *INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA EL AUTOCONSUMO PARCIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR EN EL REGATO* [En línea]. 2018 [Consulta: 1 mayo 2021]. Tesis (Ingeniería en Tecnología Industrial). España: Universidad del País Vasco. <https://addi.ehu.es/handle/10810/29432>.
  16. SUNPOWER. *Sunpower Solar PV Panel Poly 330-345Wp* [En línea]. 2016 [Consulta: 12 oct. 2021]. Disponible en: <https://pdf.indiamart.com/impdf/19848835962/MY-31737377/sunpower-solar-pv-panel-poly-330-345wp.pdf>.
  17. PAREDES, César.; FLETES, Noé. y DIBENE, Luis. *Comparativa de panel solar monocristalino 0 y 20° vs policristalino 0 y 20° de inclinación en Puerto Vallarta*, *Revista del Desarrollo Tecnológico* [En línea]. 2018, vol. 2, n.º 6, págs. 1-7 [Consulta: 12 oct. 2021]. ISSN 2531-2960. Disponible en: [https://www.ecorfan.org/spain/researchjournals/Desarrollo\\_Tecnologico/vol2num6/Revista\\_del\\_Desarrollo\\_Tecnologico\\_V2\\_N6\\_1.pdf](https://www.ecorfan.org/spain/researchjournals/Desarrollo_Tecnologico/vol2num6/Revista_del_Desarrollo_Tecnologico_V2_N6_1.pdf).
  18. MIDUVI. *NORMA ECUATORIANA DE CONSTRUCCIÓN - Instalaciones Electricas y Electromecánicas* [En línea]. 2011 [Consulta: 10 jun. 2021]. Disponible en: <https://cieema.com.ec/en/servicios/normas>.
  19. ENERGY SELECT LLC. *The Main Kinds of Solar Power Inverters: String Inverter, Power Optimizer, and Microinverter* [En línea]. [Consulta: 4 abr. 2021]. Disponible en: <https://www.energyselectllc.com/article/The-Main-Kinds-of-Solar-Power-Inverters-String-Inverter-Power-Optimizer-and-Microinverter>.
  20. MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES. *PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN* [En línea]. 2020 [Consulta: 27 jul. 2021]. Disponible en: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/5.-PLAN-DE-EXPANSION-DE-LA-TRANSMISION.pdf>.
  21. ABB. *Cuaderno de aplicaciones técnicas no10 - Plantas fotovoltaicas* [En línea]. [Consulta: 25 abr. 2021]. Disponible en: <https://docplayer.es/360398-Cuaderno-de-aplicaciones-tecnicas-n-10-plantas-fotovoltaicas.html>.
  22. OSBORNE, Mark. *RainWise's 'PVmet 500' weather station is designed for cost effective PV plant efficiency monitoring* [En línea]. 2020 [Consulta: 21 abr. 2021]. Disponible en: <https://www.pv-tech.org/rainwises-pvmet-500-weather-station-is-designed-for-cost-effective-pv-plant-efficiency-monitoring/>.
  23. SUNPOWER. *The most comprehensive complete-system warranty in the solar industry* [En línea]. [Consulta: 7 mayo 2021]. Disponible en: <https://us.sunpower.com/home-solar-system-warranty>.
  24. YONGDAI, Park. *Sungrow Power Supply (300274 CH/Buy/Initiate) Global leader in solar*

- PV inverters* [En línea]. 2021 [Consulta: 1 jun. 2021]. Disponible en: <https://securities.miraeasset.com/bbs/download/2082659.pdf?attachmentId=2082659>.
25. KLAUS, Jäger.; OLINDO, Isabella.; ARNO, Smets.; VAN SWAAIJ, René. y MIRO, Zeman. *Sungrow Power Supply (300274 CH/Buy/Initiate) Global leader in solar PV inverters* [En línea]. 2021 [Consulta: 1 jun. 2021]. Disponible en: <https://securities.miraeasset.com/bbs/download/2082659.pdf?attachmentId=2082659>.
  26. SUNPOWER. *SunPower® X-Series Commercial Solar Panels | X21-470-COM* [En línea]. [Consulta: 11 oct. 2021]. 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).
  27. HUAWEI. *SUN2000-185KTL-H1 Smart String Inverter* [En línea]. [Consulta: 11 oct. 2021]. Disponible en: <https://solar.huawei.com/en/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Feu%2Fdatasheet%2FSUN2000-185KTL-H1.pdf>.
  28. KWON, Taek Mu. *Advanced LED Warning Signs for Rural Intersections Powered by Renewable Energy* [En línea]. 2010 [Consulta: 10 jun. 2021]. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/266422349\\_Advanced\\_LED\\_Warning\\_Signs\\_for\\_Rural](https://www.researchgate.net/publication/266422349_Advanced_LED_Warning_Signs_for_Rural).
  29. THE RENEWABLE ENERGY HUB. *Ground Mounted Solar Panel Systems* [En línea]. 2020 [Consulta: 10 jun. 2021]. Disponible en: <https://www.renewableenergyhub.co.uk/main/solar-panels/ground-mounted-solar-panels/>.
  30. AUTOSOLAR. *Estructura Suelo 10 Panel FV925 C/Red 15°* [En línea]. [Consulta: 11 jun. 2021]. Disponible en: <https://autosolar.es/estructuras-suelo/estructura-suelo-10-panel-fv925-cred-31v>.
  31. CANTOS, Julián. *Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas*. 2016, pág. 360. ISBN 9788428337564.
  32. RYMEL. *Transformadores RYMEL para aplicaciones solares sumergidos en aceite dieléctrico tipo pedestal* [En línea]. [Consulta: 21 jul. 2021]. Disponible en: <https://www.rymel.com.co/index.php/transformadores-rymel-para-aplicaciones-solares/transformadores-rymel-para-aplicaciones-solares-sumergidos-en-aceite-dielectrico-tipo-pedestal>.
  33. VOLTRAN WEG GROUP. *Transformador de potencia* [En línea]. [Consulta: 21 jul. 2021]. Disponible en: <http://www.voltran.com.mx/transformadordepotencia>.
  34. RYMEL. *CATALOGO DE TRANSFORMADORES - Rymel* [En línea]. [Consulta: 12 oct. 2021]. Disponible en: <http://www.rymel.com.co/CatalogoProductos.pdf>.
  35. ARCONEL. *REGULACIÓN No. ARCONEL 004/15* [En línea]. 2015 [Consulta: 23 jul. 2021]. Disponible en: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Regulacion-No.-ARCONEL-004-15.pdf>.
  36. PRYSMIAN CLUB. *Cálculos de caídas de tensión. Valores oficiales de conductividad para Cu y Al* [En línea]. 2019 [Consulta: 23 jul. 2021]. Disponible en: <https://www.prysmianclub.es/calculos-de-caidas-de-tension-valores-oficiales-de-conductividad-para-cu-y-al/>.
  37. BRUCKNER, Thomas.; CHUM, Helena.; JÄGER-WALDAU, Arnulf.; KILLINGTVEIT, Ånund.; GUTIÉRREZ-NEGRÍN, Luis; NYBOER, John.; MUSIAL, Walter.; VERBRUGGEN, Avel.; WISER, Ryan.; ARVIZU, Dan.; BAIN, Richard.; DEVERNAY, Jean-Michel.; GWINNER., Don; HIRIART, Gerardo.; HUCKERBY, John.; KUMAR, Arun.; MOREIRA, José. y SCHLÖMER, Steffen. *Recent Renewable Energy Cost and Performance Parameters* [En línea]. 2010 [Consulta: 29 jul. 2021]. Disponible en: <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/Annex-III-Recent-Renewable-Energy-Cost-and-Performance-Parameters-1.pdf>.
  38. ROJAS, Miguel. y BOHÓRQUEZ, Natalia. *Artículo científico sobre la APROXIMACIÓN METODOLÓGICA PARA EL CÁLCULO DEL AIU*. Scielo, 2010. N.º 162. ISSN 0012-7353. [Consulta: 23 jul. 2021]. Disponible en: <http://www.scielo.org.co/pdf/dyna/v77n162/a30v77n162.pdf>.
  39. KHEDKAR, M. y DHOLE, G. *A Textbook Of Electric Power Distribution Automation*. Laxmi Publications, 2011. ISBN 9789380386218. [Consulta: 23 jul. 2021]. Disponible en: <http://www.scielo.org.co/pdf/dyna/v77n162/a30v77n162.pdf>.

40. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - COST. *Techno-economic inputs - Power generation technology costs* [En línea]. 2020 [Consulta: 1 ago. 2021]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-model/techno-economic-inputs>.
41. MUÑOZ, J.; ROJAS, M. y BARRETO, C. *Artículo científico sobre el Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador*. 2018, n.º 19, págs. 60-68. Disp. desde DOI: <https://doi.org/10.17163/ings.n19.2018.06>.
42. CONELEC. *REGULACIÓN No. CONELEC - 004/11* [En línea]. 2012 [Consulta: 11 jun. 2021]. Disponible en: [http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/CONELEC\\_004\\_11\\_ERNC.pdf](http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/CONELEC_004_11_ERNC.pdf).
43. INSTITUTO NACIONAL DE ESTADISTICAS Y CENSOS. *INEC publica las cifras de inflación de diciembre 2020* [En línea]. 2021 [Consulta: 3 ago. 2021]. Disponible en: <https://www.ecuadorencifras.gob.ec/inec-publica-las-cifras-de-inflacion-de-diciembre-2020/>.
44. LUCERO, K. *Focalización, la vía más clara para sanear el problema de los subsidios* [En línea]. 2021 [Consulta: 2 ago. 2021]. Disponible en: <https://www.revistagestion.ec/economia-y-finanzas-analisis/focalizacion-la-mas-clara-para-sanear-el-problema-de-los-subsidios>.
45. CARTA, José.; CALERO, Roque.; COLMENAR, Antonio. y CASTRO, Manuel. *Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables*. Pearson Educación S.A, [s.f.]. ISBN 978-84-832-2227-0. [Consulta: 05 abr. 2021]. Disponible en: <https://www.pdfdrive.com/centrales-de-energ%C3%ADas-renovables-generaci%C3%B3n-el%C3%A9ctrica-con-energ%C3%ADas-renovables-e176414218.html>.
46. MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS. *Ecuador y FMI acuerdan un respaldo excepcional por USD 6 500 millones* [En línea]. 2020 [Consulta: 10 jun. 2021]. Disponible en: <https://www.finanzas.gob.ec/ecuador-y-fmi-acuerdan-un-respaldo-excepcional-por-usd-6-500-millones/>.
47. MINISTERIO DE TELECOMUNICACIONES Y DE LA SOCIEDAD DE LA INFORMACIÓN. *LEY PARA FOMENTO PRODUCTIVO, ATRACCION INVERSIONES GENERACION EMPLEO* [En línea]. 2020 [Consulta: 10 ago. 2021]. Disponible en: [https://www.gob.ec/sites/default/files/regulations/2018-09/Documento\\_Ley-Org%5C%3%5C%A1nica-Fomento-Productivo-Atracci%5C%3%5C%B3n-Inversiones.pdf](https://www.gob.ec/sites/default/files/regulations/2018-09/Documento_Ley-Org%5C%3%5C%A1nica-Fomento-Productivo-Atracci%5C%3%5C%B3n-Inversiones.pdf).
48. AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES. *www.controlrecursosyenergia.gob.ec* [En línea]. 2021 [Consulta: 9 oct. 2021]. Disponible en: <http://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/06/05-Informe-DRETSE-2021-001.pdf>.