

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ

ESCUELA DE POSGRADO



Instalación de una Planta Solar de 100 MW para la Producción y

Almacenamiento de Energía Eléctrica en el Sur del Perú

TESIS PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO

EN ADMINISTRACIÓN DE LA ENERGÍA

QUE PRESENTA:

César Martín, Milla Camacho

Edilberto, Yacupoma Mattos

Fidel, Murrugarra Peláez

TESIS PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRA

EN ADMINISTRACIÓN DE LA ENERGÍA

QUE PRESENTA:

Olga Andrea, Ramírez Bernardo

ASESOR:

Juan O'Brien Cáceres

Surco, noviembre, 2024

Declaración Jurada de Autenticidad

Yo, Juan O'Brien Cáceres, docente del Departamento Académico de Posgrado en Negocios de la Pontificia Universidad Católica del Perú, asesor(a) de la tesis/el trabajo de investigación titulado Instalación de una Planta Solar de 100 MW para la Producción y Almacenamiento de Energía Eléctrica en el Sur del Perú,

de los autores César Martín Milla Camacho,

Andrea Olga Ramírez Bernardo,


Edilberto Yacupoma Mattos,

Fidel Murrugarra Peláez,

dejo constancia de lo siguiente:

- El mencionado documento tiene un índice de puntuación de similitud de 18%. Así lo consigna el reporte de similitud emitido por el software *Turnitin* el 27/11/2024.
- He revisado con detalle dicho reporte y confirmo que cada una de las coincidencias detectadas no constituyen plagio alguno.
- Las citas a otros autores y sus respectivas referencias cumplen con las pautas académicas.

Lugar y fecha: Surco, 27 de noviembre de 2024

| | |
|----------------------------|--|
| O'Brien Cáceres, Juan | |
| DNI: 07873020 |  |
| ORCID: 0000-0002-1019-2224 | |
| Firma | |

Resumen

La implementación de una planta de generación de energía solar con una capacidad de 200,016 paneles de 665 Wp con su sistema de almacenamiento y una extensión de 47 hectáreas es la principal finalidad del proyecto. Esta empresa, impulsada por un enfoque de financiación de proyectos, busca aprovechar diversas fuentes de financiación combinando contribuciones personales con financiación de deuda. Con un presupuesto de USD 94,334,715, la inversión se compone de activos tangibles e intangibles, así como un fondo de capital de trabajo. El treinta por ciento de la estructura financiera es aportado por el individuo (accionistas) y el setenta por ciento es préstamo.

El análisis financiero proyecta una importante generación de ingresos, lo que se sustenta en un precio de venta realista y una eficiencia operativa. Además, se discute la gestión de riesgos, abarcando aspectos políticos, económicos, sociales, tecnológicos y ambientales. Las proyecciones financieras a 20 años muestran indicadores sólidos, como un VAN de USD 16,250,092, una TIR de 13,60% y un período de recuperación de la inversión de 11 años y 9 meses.

El proyecto destaca por su énfasis en la sostenibilidad y la consideración de aspectos medioambientales como la gestión de residuos y la reducción de emisiones de CO₂. Las sugerencias para buscar eficiencia en el ámbito financiero incluyen permanecer continuamente en la vanguardia de las innovaciones tecnológicas, investigar la diversificación y optimizar los recursos financieros. La recomendación para asegurar el éxito a largo plazo de este ambicioso proyecto de generación de energía solar se acompaña de monitoreo ambiental constante y fortalecimiento de alianzas estratégicas.

Abstract

The project focuses on implementing a solar power generation plant with a capacity of 200,016 panels of 665 Wp with storage systems, covering an area of 47 hectares. This venture, supported by a Project Finance approach, aims to leverage diversified sources of financing, combining equity and debt. With a budget of USD 94,334,715, the investment includes tangible and intangible assets, along with a working capital fund. The financial structure is distributed with 30% self-funding and 70% debt.

The financial analysis projects significant revenue generation, supported by an optimistic selling price and operational efficiency. Additionally, careful risk management addresses political, economic, social, technological, and environmental aspects. The 20-year financial projections reveal robust indicators, including a NPV of \$ USD 16,250,092, an IRR of 13.60%, and a payback period of 11 years and 9 months.

The project stands out for its sustainable approach, considering environmental aspects such as CO₂ emission reduction and waste management. In the pursuit of efficiency, continuous financial resource optimization, exploration of diversification, and staying at the forefront of technological innovations are recommended. Strengthening strategic alliances and ongoing environmental monitoring complement the recommendations to ensure the long-term success of this ambitious solar power generation project.

Tabla de Contenidos

| | |
|--|-----------|
| Lista de Tablas | 7 |
| Lista de Figuras..... | 9 |
| Capítulo I: Potencial de Energía Solar..... | 13 |
| 1.1. Contexto Actual de la Generación Eléctrica..... | 13 |
| 1.2. Potencial de las energías renovables | 21 |
| 1.2.1. <i>Potencial de energía hidráulica</i> | 23 |
| 1.2.2. <i>Potencial de energía eólica</i> | 23 |
| 1.2.3. <i>Potencial de energía oceánica</i> | 24 |
| 1.2.4. <i>Potencial de energía geotermal</i> | 25 |
| 1.2.5. <i>Potencial de los biocombustibles</i> | 26 |
| 1.2.6. <i>Potencial mundial de energía solar</i> | 27 |
| 1.2.7. <i>Potencial de la energía solar en el Perú</i> | 27 |
| Capítulo II: Tecnología de Conversión de Energía Solar | 31 |
| 2.1. Tecnología fotovoltaica | 31 |
| 2.1.1. Descripción de la Tecnología Fotovoltaica | 31 |
| 2.1.2. <i>Fabricantes de paneles solares</i> | 42 |
| 2.1.3. <i>Compañías instaladoras de plantas solares en el mundo</i> | 43 |
| 2.1.4. <i>Fabricantes de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica</i> | 44 |
| 2.1.5. <i>Proyección de Crecimiento de las Plantas Fotovoltaicas</i> | 45 |
| 2.1.6. <i>Costos de Instalación de las Plantas Fotovoltaicas</i> | 47 |
| 2.2. Tecnología solar termoeléctrica | 48 |

| | | |
|--|---|------------|
| 2.2.1. | <i>Descripción de la tecnología solar termoeléctrica</i> | 49 |
| 2.2.2. | <i>Capacidad Instalada de Plantas Solares Termoeléctricas</i> | 52 |
| 2.2.3. | <i>Proyección de Crecimiento de las Plantas Solares Termoeléctricas</i> | 54 |
| 2.3. | La cadena de valor o cadena de suministro eléctrico..... | 55 |
| 2.4. | Situación macroeconómica y tendencias..... | 58 |
| Capítulo III: Análisis del Mercado | | 72 |
| 3.1. | Descripción del mercado o industria en el Perú | 72 |
| 3.2. | Definición del producto..... | 79 |
| 3.3. | Política de precios..... | 80 |
| 3.4. | Perfil de mercado | 82 |
| 3.5. | Posibilidad de desarrollo | 87 |
| 3.6. | Análisis competitivo detallado..... | 91 |
| 3.7. | Análisis de los competidores | 94 |
| 3.8. | Participación en el mercado..... | 97 |
| 3.9. | Oportunidades y desafíos del mercado..... | 99 |
| Capítulo IV: Desarrollo del Proyecto | | 104 |
| 4.1. | Conceptos de <i>Project Finance</i> | 104 |
| 4.2. | Definiciones de diseño para el proyecto..... | 109 |
| 4.3. | Estudio de Mercado en función al diseño de ingeniería..... | 114 |
| 4.4. | Definiciones sobre la estructuración del <i>Project Finance</i> | 117 |
| Capítulo V: Gestión de Riesgos del Proyecto | | 122 |
| 5.1. | Definición de riesgo en proyectos..... | 122 |
| 5.2. | Identificación de Riesgos en el proyecto..... | 122 |
| 5.3. | Matriz de Riesgos | 124 |

| | |
|--|------------|
| Capítulo VI: Análisis Financiero | 132 |
| 6.1. Definición de principales variables..... | 132 |
| 6.2. Cronogramas relacionados a los flujos | 135 |
| 6.3. Estado de Resultados y Flujos de Caja..... | 139 |
| 6.4. Indicadores..... | 148 |
| 6.5. Evaluación de Escenarios | 149 |
| 6.6. Acciones para gestión del riesgo financiero | 151 |
| Capítulo VII: Conclusiones y Recomendaciones..... | 154 |
| Referencias | 158 |
| Apéndice A: Detalle de Evaluación Financiera | 179 |
| Apéndice B: Complemento de Cálculos..... | 206 |
| Apéndice C: Complemento de escenarios y riesgos | 209 |
| Apéndice D: Proforma de Proyecto de Implementación y O&M de Planta Solar..... | 212 |
| Apéndice E: Información complementaria técnica y de costos por IRENA | 219 |

Lista de Tablas

| | |
|---|-----|
| Tabla 1 <i>Potencial solar en el Perú</i> | 28 |
| Tabla 2 <i>Principales fabricantes de paneles solares en el mundo</i> | 43 |
| Tabla 3 <i>Principales Cías. instaladoras de plantas solares en el mundo</i> | 44 |
| Tabla 4 <i>Costos de instalación de plantas solares en el Perú</i> | 47 |
| Tabla 5 <i>Precios de la energía en países de la OCDE</i> | 58 |
| Tabla 6 <i>Panorama local (1/ Incluye inventarios, 2/ De bienes y servicios no financieros</i> | 62 |
| Tabla 7 <i>Panorama local (1/ No considera derechos de importación y otros impuestos,</i> <i>Fuente: BCRP, Proyecciones MEF)</i> | 63 |
| Tabla 8 <i>Principales Indicadores del modelo energético</i> | 66 |
| Tabla 9 <i>Indicadores de desempeño eléctrico</i> | 87 |
| Tabla 10 <i>Empresas generadoras de energía eléctrica de fuente solar en el Perú</i> | 96 |
| Tabla 11 <i>Participación de mercado de empresas generadoras por fuente y por zona</i> ... 98 | |
| Tabla 12 <i>Zonas por evaluar</i> | 110 |
| Tabla 13 <i>Resultado de evaluación</i> | 111 |
| Tabla 14 <i>Índice de Estacionalidad de la Zona 3 seleccionada</i> | 112 |
| Tabla 15 <i>Índice de Estacionalidad proyectada</i> | 113 |
| Tabla 16 <i>Datos de diseño de la planta de energía solar</i> | 113 |
| Tabla 17 <i>Análisis de la inversión, tangibles, intangibles y capital de trabajo</i> | 114 |
| Tabla 18 <i>Resumen de inversión</i> | 115 |
| Tabla 19 <i>Estructura de financiamiento</i> | 120 |
| Tabla 20 <i>Balance de situación financiera</i> | 121 |
| Tabla 21 <i>Matriz de riesgos</i> | 125 |
| Tabla 22 <i>Nivel de riesgo</i> | 125 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 23 <i>Apetito al riesgo</i> | 125 |
| Tabla 24 <i>Evaluación y Gestión de Riesgos Identificados para el proyecto (R1 al R6)</i> 130 | |
| Tabla 25 <i>Evaluación y Gestión de Riesgos Identificados para el proyecto (R7 al R12)</i> | 131 |
| Tabla 26 <i>Variables definidas para el proyecto</i> | 132 |
| Tabla 27 <i>Escenarios de producción e ingreso de venta</i> | 133 |
| Tabla 28 <i>Cálculo del WACC</i> | 133 |
| Tabla 29 <i>Estructura de costo y gasto</i> | 134 |
| Tabla 30 <i>Cronograma de depreciación anual</i> | 136 |
| Tabla 31 <i>Cronograma de amortización anual (intangibles)</i> | 136 |
| Tabla 32 <i>Resumen de Cronograma del servicio a la deuda</i> | 138 |
| Tabla 33 <i>Estado de resultados</i> | 142 |
| Tabla 34 <i>Flujo económico</i> | 143 |
| Tabla 35 <i>Periodo de recuperación del capital económico</i> | 144 |
| Tabla 36 <i>Flujo de caja del accionista</i> | 144 |
| Tabla 37 <i>Periodo de recuperación del capital – Financiero</i> | 145 |
| Tabla 38 <i>Flujo de Tesorería (ESF)</i> | 146 |
| Tabla 39 <i>ESF – Balance general</i> | 147 |
| Tabla 40 <i>Indicadores económicos</i> | 148 |
| Tabla 41 <i>Indicadores financieros</i> | 149 |
| Tabla 42 <i>Escenarios a evaluar</i> | 149 |
| Tabla 43 <i>Resumen de escenarios</i> | 153 |

Lista de Figuras

| | |
|--|----|
| Figura 1 <i>Centrales Eléctricas en implementación en Perú a Julio del 2024</i> | 15 |
| Figura 2 <i>Centrales Eléctricas en Operación en Perú a Julio del 2024</i> | 15 |
| Figura 3 <i>Línea de Tiempo de la normativa peruana</i> | 16 |
| Figura 4 <i>Resumen de políticas de energías renovables en América Latina</i> | 17 |
| Figura 5 <i>Comparación de Flujo de energía entre 2020 y las proyecciones al 2050 a nivel mundial</i> | 18 |
| Figura 6 <i>Flujo de generación de energía eléctrica en el Perú</i> | 19 |
| Figura 7 <i>Patrón de indicadores de oferta y demanda eléctrica en el Perú</i> | 20 |
| Figura 8 <i>Potencial de las energías renovables por los próximos 30 años</i> | 22 |
| Figura 9 <i>Contexto relacionado al potencial de la energía en Perú</i> | 28 |
| Figura 10 <i>Mapa de irradiación normal directa del Perú</i> | 29 |
| Figura 11 <i>Mapa de irradiación normal directa de la región Moquegua</i> | 30 |
| Figura 12 <i>Radiación Solar</i> | 31 |
| Figura 13 <i>Trabajo en paneles solares</i> | 33 |
| Figura 14 <i>Sistema de seguimiento solar</i> | 34 |
| Figura 15 <i>Sistema de almacenamiento de energía eléctrica</i> | 35 |
| Figura 16 <i>Inversores Fotovoltaicos (Diego Díaz López Suministros Eléctricos)</i> | 36 |
| Figura 17 <i>Configuración de dispositivos de protección</i> | 37 |
| Figura 18 <i>Transformador de BT a MT/AT</i> | 38 |
| Figura 19 <i>Declinación solar</i> | 38 |
| Figura 20 <i>Ángulo de inclinación del panel solar</i> | 39 |
| Figura 21 <i>Altura solar en función a la orientación del sol que afecta al fenómeno de la sombra de los cuerpos</i> | 40 |
| Figura 22 <i>Distancia mínima de filas para evitar el sombreado</i> | 41 |

| | |
|---|----|
| Figura 23 <i>Funcionamiento de la planta de energía eléctrica por fuente solar</i> | 41 |
| Figura 24 <i>Componentes de una planta de energía eléctrica por fuente solar</i> | 42 |
| Figura 25 <i>Mercado de baterías de flujo por región</i> | 45 |
| Figura 26 <i>Proyección de crecimiento de las plantas solares en China</i> | 46 |
| Figura 27 <i>Costo Promedio ponderado global de tecnologías de generación de energía renovable a escala de servicios públicos recién puestas en servicio 2010 -2022</i> | 48 |
| Figura 28 <i>Los cuatro tipos de centrales termo solares: (A) Lineales; (B) Espejos de Fresnel; (C) De torre; y (D) Stirling</i> | 51 |
| Figura 29 <i>Capacidad total instalada de plantas solares termoeléctricas en MW, 2015-2020</i> | 54 |
| Figura 30 <i>Crecimiento por región de las plantas solares termoeléctricas, 2022-2027</i> . | 55 |
| Figura 31 <i>Cadena de valor del sector eléctrico</i> | 57 |
| Figura 32 <i>Demanda eléctrica de potencia en el Perú</i> | 67 |
| Figura 33 <i>Capacidad de Matriz Energética</i> | 67 |
| Figura 34 <i>Generación Eléctrica en el Perú</i> | 68 |
| Figura 35 <i>Estadísticas de Vehículos Eléctricos</i> | 69 |
| Figura 36 <i>Costo de los metales usados en la batería para EVs y precio de venta de la batería EVs</i> | 70 |
| Figura 37 <i>Crecimiento de la capacidad energética del almacenamiento en baterías estacionarias, 2017-2030 (IRENA)</i> | 71 |
| Figura 38 <i>Estructura del Mercado Eléctrico Peruano</i> | 73 |
| Figura 39 <i>Energía Producida y Potencia Máxima en el SEIN durante el 2022 (COES)</i> | 77 |
| Figura 40 <i>Agrupación por departamento</i> | 78 |
| Figura 41 <i>Generación Eléctrica por Zona en el 2022</i> | 78 |
| Figura 42 <i>Histórico de Precios de energía en generación en SEIN - Moquegua</i> | 82 |

| | |
|---|-----|
| Figura 43 Sectores intensivos en consumo de energía eléctrica en GWh (energía)..... | 83 |
| Figura 44 Sectores intensivos en consumo de energía eléctrica del 2012 – 2020 en GWh (energía)..... | 84 |
| Figura 45 Flujo energético durante el año 2020..... | 84 |
| Figura 46 Proyecciones de la generación y demanda eléctrica en el Perú al 2040..... | 85 |
| Figura 47 Estimaciones de la máxima demanda eléctrica en el Perú..... | 86 |
| Figura 48 Escenarios de emisiones de gases de efecto invernadero hasta el 2050..... | 88 |
| Figura 49 Participación de las fuentes en la producción interna de energía primaria 2020..... | 89 |
| Figura 50 Participación de las fuentes en la oferta interna bruta de energía primaria 2020..... | 89 |
| Figura 51 Participación de fuentes de energía en el consumo final nacional de energía 2020..... | 90 |
| Figura 52 Participación por sector en el consumo final nacional de energía 2020..... | 90 |
| Figura 53 Participantes del MME..... | 93 |
| Figura 54 Competidores del mercado subsector generación..... | 95 |
| Figura 55 Participación de mercado de empresas generadoras..... | 97 |
| Figura 56 Participación de mercado de empresas generadoras por fuente solar..... | 99 |
| Figura 57 Flujo y relaciones en un Project finance..... | 104 |
| Figura 58 Comparación de Project finance versus Corporate Finance..... | 106 |
| Figura 59 Puntos de localización a evaluar..... | 109 |
| Figura 60 Costos de tecnología de almacenamiento..... | 116 |
| Figura 61 Curva de pato de la demanda de energía eléctrica..... | 117 |
| Figura 62 Gráfica del WACC en función del % Equity..... | 119 |
| Figura 63 Gráfica del VAN (MUSD) en función del WACC..... | 120 |

| | |
|---|-----|
| Figura 64 <i>Valoración de Riesgos</i> | 126 |
| Figura 65 <i>Sustento Riesgos Tecnológicos</i> | 127 |
| Figura 66 <i>Sustento Riesgos Económicos</i> | 127 |
| Figura 67 <i>Sustento Riesgos Ecológicos</i> | 128 |
| Figura 68 <i>Sustento Riesgos Sociales</i> | 128 |
| Figura 69 <i>Sustento Riesgos Políticos y legales</i> | 129 |



Capítulo I: Potencial de Energía Solar

1.1. Contexto Actual de la Generación Eléctrica

De acuerdo con lo mencionado por la Comisión Europea (2018) debido al compromiso de los países desarrollados de abordar el cambio climático, durante más de dos décadas se han realizado importantes inversiones en investigación, ciencia y tecnología, particularmente en Europa y Estados Unidos, que permiten la fabricación y comercialización de componentes tecnológicos para el desarrollo de plantas de generación eléctrica de energías renovables, las cuales a la fecha se encuentra disponible en toda la región Sudamérica incluido el Perú, en donde ya se cuenta con plantas de energías renovables no convencionales representando el 2% del total de generación de energía eléctrica de acuerdo a OSINERGMIN (2016). Aunque presentan costos competitivos en comparación con los sistemas convencionales, la energía eólica, solar y biomasa han surgido como opciones sostenibles y rentables para la generación eléctrica hasta el momento actual. En el campo de la generación eléctrica, de acuerdo con IRENA (2019a) y BP (2023) han sido los pioneros en la entrada de la fuente de energía solar países como Estados Unidos (desde 1984), Japón, China, Corea del Sur, México, Alemania, Italia, Finlandia, Suiza. y España (desde 1990). Estos avances han sido posibles a nivel mundial incluyendo al Perú gracias a una serie de factores (Dubrovsky et al., 2019):

- La disminución gradual de los gastos de los componentes en plantas solares de generación eléctrica, motivada por los progresos en la tecnología e ingeniería a lo largo del tiempo.
- El avance tecnológico alcanzado, la estandarización de las funciones y el mantenimiento en estos tipos de plantas.

- En línea con el Acuerdo de París y los objetivos de desarrollo sostenible, se promulgaron y promovieron normativas que establecen la competencia en el sector eléctrico mediante el uso de energías renovables, así como los compromisos NDCs (*Nationally Determined Contributions*), apoyada por acuerdos internacionales de la ONU y entre los países.
- Un elemento crucial en estos logros ha sido el financiamiento mediante fondos verdes. Sin embargo, existen desafíos importantes en la producción de electricidad a partir de energía solar, tales como:
 - La cantidad disponible de energía solar, que se genera entre las 6 a.m. y las 6 p.m., necesitando la combinación con sistemas de almacenamiento de energía.
 - La vulnerabilidad a circunstancias atmosféricas y climáticas adversas, tales como el aire excesivo, la humedad y los períodos de niebla y nubes. Se recomienda utilizarlo en zonas con alta radiación.
 - La necesidad de amplios espacios en relación con el potencial, en contraposición a otras fuentes de energía.
- La cooperación entre el sector privado y los gobiernos (sector público). De acuerdo con lo mencionado por Stuhldreher y Morales (2020) el sector privado ha jugado un papel importante en procesos de energía renovable, gracias a su creación de herramientas financieras y técnicas, lo cual se ha podido observar también en el Perú, al contar a julio del 2024 con 29 centrales eléctricas de energía renovable no convencional en operación y con 13 proyectos de implementación de centrales eléctricas de energía renovable no convencional, siendo todas de inversión privada, los detalles de inversión

y cantidad de potencia instalada por tipo de central se muestra en la Figura 1 y 2 (OSINERGMIN, 2024b; OSINERGMIN, 2024c).

Figura 1

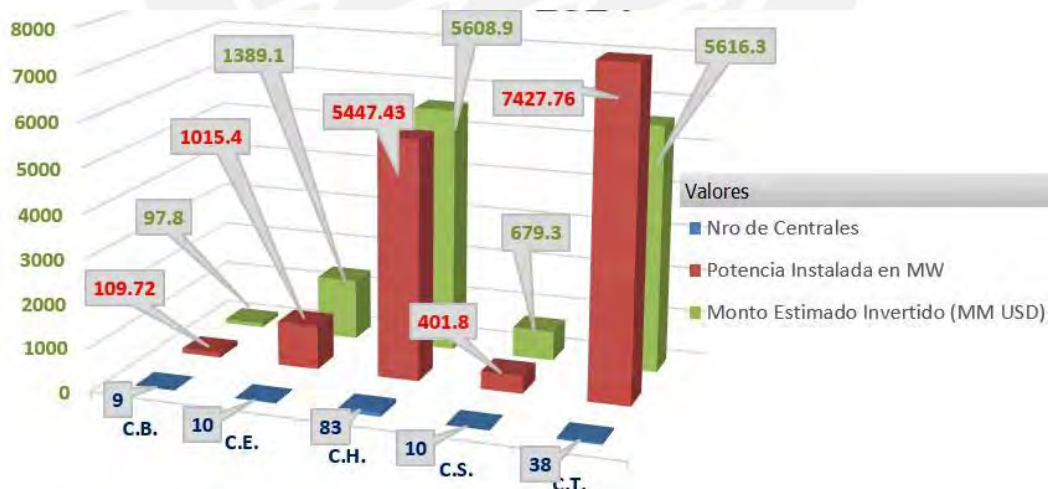
Centrales Eléctricas en implementación en Perú a Julio del 2024



Nota. C.B: Central de Biomasa. C.E: Central Eólica. C.H: Central Hidroeléctrica.
C.T: Central Térmica. C.S: Central Solar.

Figura 2

Centrales Eléctricas en Operación en Perú a Julio del 2024



Nota. C.B: Central de Biomasa. C.E: Central Eólica. C.H: Central Hidroeléctrica.
C.T: Central Térmica. C.S: Central Solar.

- La política nacional y la normativa que se están aplicando en los países para fomentar el desarrollo de las energías renovables. Además, se ha

implementado en el Perú políticas de seguro que ayudan con la gestión de riesgos relacionados con cambios en la inflación, el tipo de cambio y la ingeniería fiscal, replicando de esta manera la aplicación de las buenas prácticas a nivel mundial, lo cual se refleja en la normativa peruana que se ha dado en el tiempo tal como se puede observar en la Figura 3 y 4 (OSINERGMIN, 2016).

Figura 3

Línea de Tiempo de la normativa peruana



Nota. Las principales normativas peruanas que sostienen la política de energías renovables. Tomado de *La industria de la electricidad en el Perú 25 años de aportes al crecimiento económico del país*, por OSINERGMIN, 2016 (<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/607055/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anios.pdf>).

Figura 4

Resumen de políticas de energías renovables en América Latina

| | Política nacional | Instrumentos regulatorios | | | | | | Incentivos fiscales | | Acceso a la red | | Otros |
|-------------|-------------------|----------------------------------|----------|------------------|-------|-------|-------------------------|---------------------|-----------------|---------------------------|-----------------|-------|
| | | Objetivos de energías renovables | Subastas | (Feed-in-tariff) | Prima | Cuota | Sistema de certificados | Híbrido | Exención de IVA | Impuesto sobre el Carbono | Acceso a la red | |
| Argentina | | | | | | | | | | | | |
| Belice | | | | | | | | | | | | |
| Bolivia | | | | | | | | | | | | |
| Brasil | | | | | | | | | | | | |
| Chile | | | | | | | | | | | | |
| Colombia | | | | | | | | | | | | |
| Costa Rica | | | | | | | | | | | | |
| Ecuador | | | | | | | | | | | | |
| El Salvador | | | | | | | | | | | | |
| Guatemala | | | | | | | | | | | | |
| Guyana | | | | | | | | | | | | |
| Honduras | | | | | | | | | | | | |
| México | | | | | | | | | | | | |
| Nicaragua | | | | | | | | | | | | |
| Panamá | | | | | | | | | | | | |
| Paraguay | | | | | | | | | | | | |
| Perú | | | | | | | | | | | | |
| Suriname | | | | | | | | | | | | |
| Uruguay | | | | | | | | | | | | |
| Venezuela | | | | | | | | | | | | |

Activo
 Expirado, sustituido o inactivo
 En desarrollo

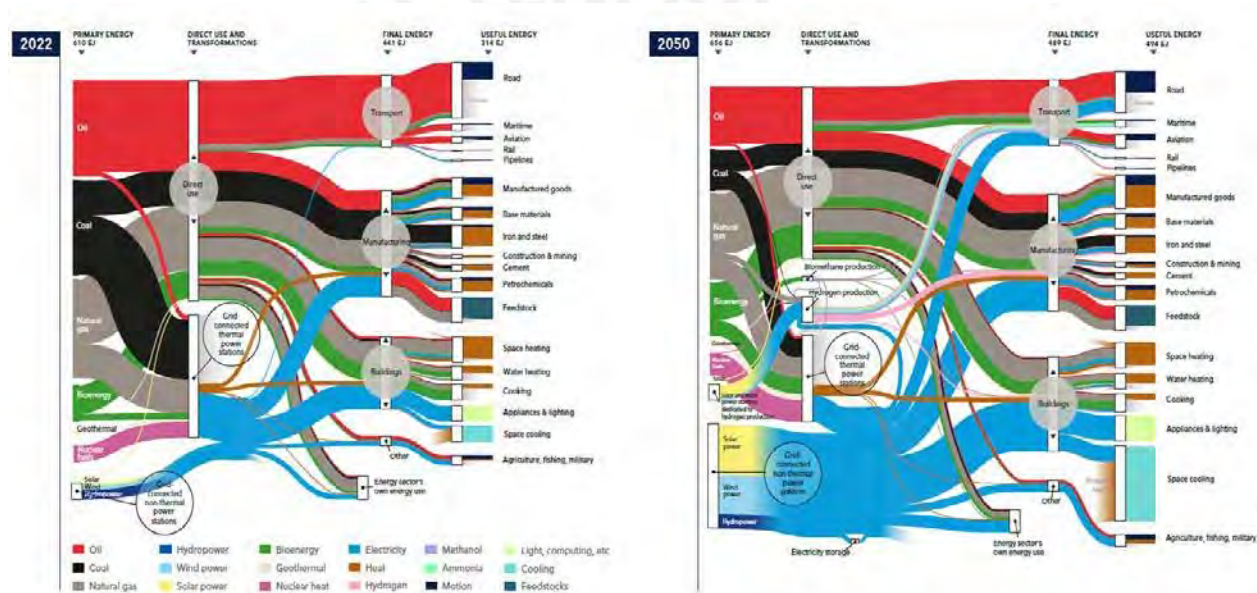
Nota. Las celdas en blanco se refieren a que no cuenta con esa política en el país respectivo. Tomado de *La industria de la electricidad en el Perú 25 años de aportes al crecimiento económico del país*, por OSINERGMIN, 2016 (<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/607055/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anios.pdf>).

En este sentido las proyecciones relacionadas a la generación de energía muestra crecimiento sobre todo en las energías renovables tal como se puede observar en la Figura 5 (DNV, 2023), asimismo por su parte BP (2023) en función a su estadística ha observado un cambio global en la estructura y gestión de la industria eléctrica, con un énfasis creciente en la energía solar desde los años 1990, lo cual implica al Perú en explotar el gran potencial de energía renovable que tiene tal como se puede observar en la Figura 6 (OSINERGMIN, 2016). En el Perú la producción de energía eléctrica al 2023 fue de 58,393.34 GWh, con una demanda máxima de potencia de 7,545.01 MW, a comparación del año 2022 que la producción de energía eléctrica fue de 57,064.08 GWh y el consumo de energía eléctrica fue de 50,311.64 GWh, mientras que en el año 2024

la producción de energía eléctrica hasta julio alcanzó los 35,256.76 GWh, por lo que podemos definir que la tendencia es creciente tanto en la generación como en la demanda eléctrica, siendo los sectores más intensivos en consumo la industrial y las regiones de mayor consumo son la de Lima y Arequipa como se observa en la Figura 7 (OSINEGMIN, 2016; OSINERGMIN, 2023; OSINERGMIN, 2024).

Figura 5

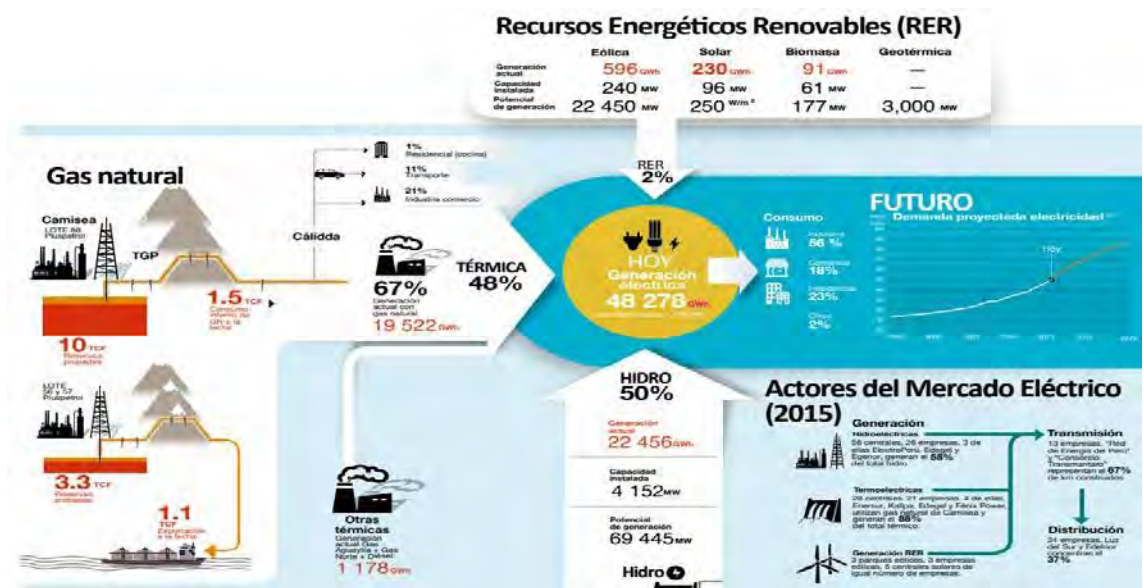
Comparación de Flujo de energía entre 2020 y las proyecciones al 2050 a nivel mundial



Nota. Las proyecciones son realizadas en función a la data compartida por cada país hasta el 2020, y según la declaración de sus diferentes fuentes de energía y su flujo hasta su consumo para realizar la proyección al 2050. Tomado de *ENERGY TRANSITION OUTLOOK 2023* por DNV, 2023 (<https://www.dnv.com/energy-transition-outlook/download-thank-you/>). Derechos de autor 2023 por DNV.

Figura 6

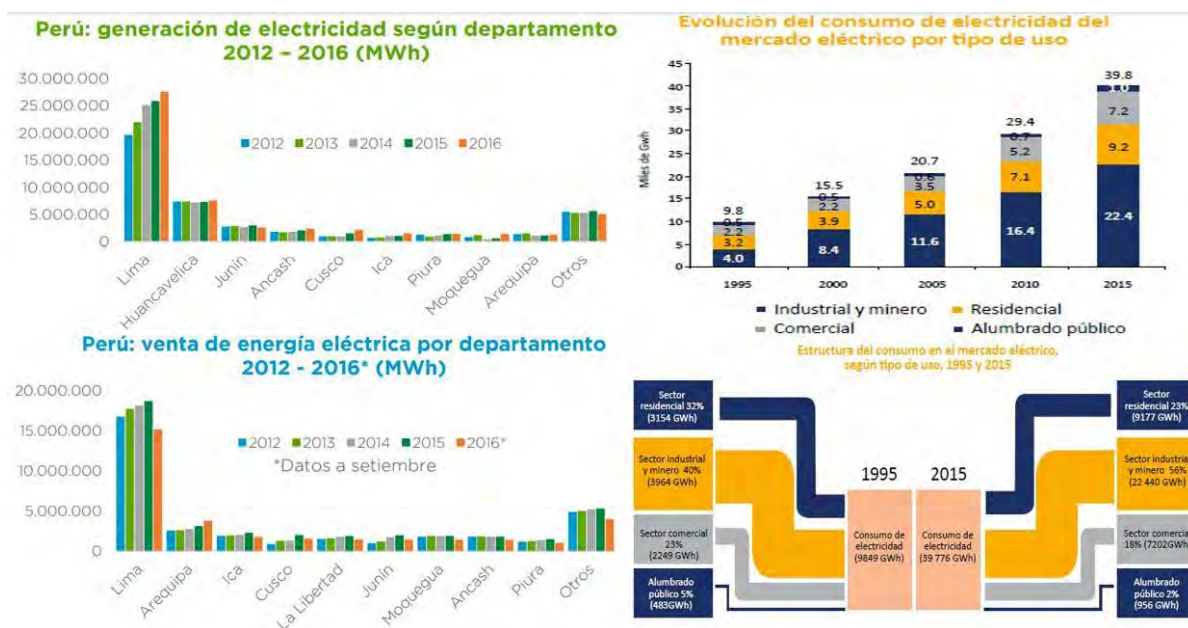
Flujo de generación de energía eléctrica en el Perú



Nota. Existen aproximaciones en la conversión de los múltiplos usados en la cantidad de energía. Tomado de *La industria de la electricidad en el Perú 25 años de aportes al crecimiento económico del país*, por OSINERGMIN, 2016 (<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/607055/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf>). En el dominio público.

Figura 7

Patrón de indicadores de oferta y demanda eléctrica en el Perú



Nota. El crecimiento en la demanda eléctrica se ha dado en Lima por el incremento de empresas industriales y comercio, mientras que en Arequipa es debido a al incremento de consumo de las mineras. Adaptado de *La industria de la electricidad en el Perú 25 años de aportes al crecimiento económico del país*, por OSINERGMIN, 2016

(<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/607055/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anios.pdf>) y de *El mercado de energías renovables en Perú* por Mora, 2020 (https://www.procomer.com/wp-content/uploads/Materiales/mercado-energia-renovable-peru2020-01-02_22-04-00.pdf). En el dominio público.

A pesar de estos avances, el mercado nacional peruano aún sigue insatisfecho en términos de adopción de energías renovables, lo que representa oportunidades potencialmente lucrativas. Estas fuentes de energía renovables no convencionales han sido introducidas en múltiples naciones mediante proyectos público-privados, privados y subastas públicas, siendo en el caso del Perú dadas por concesión (10 en operación y

13 en implementación) y por subastas RER (19 en operación) de acuerdo con OSINERGMIN (2024b) y OSINERGMIN (2024c).

El principal desafío para cubrir la brecha en la región incluida el Perú es el financiamiento, a pesar de que el apoyo financiero brindado por los bancos de desarrollo y organismos multilaterales ha sido crucial en el progreso de las energías renovables en mercados considerados inmaduros, como Asia, África, América Latina (incluido el Perú) y el Caribe. Sin embargo, estas tareas, entre otras cosas, han tenido que enfrentar obstáculos sustanciales (Mohamadi, 2021; IRENA, 2023d):

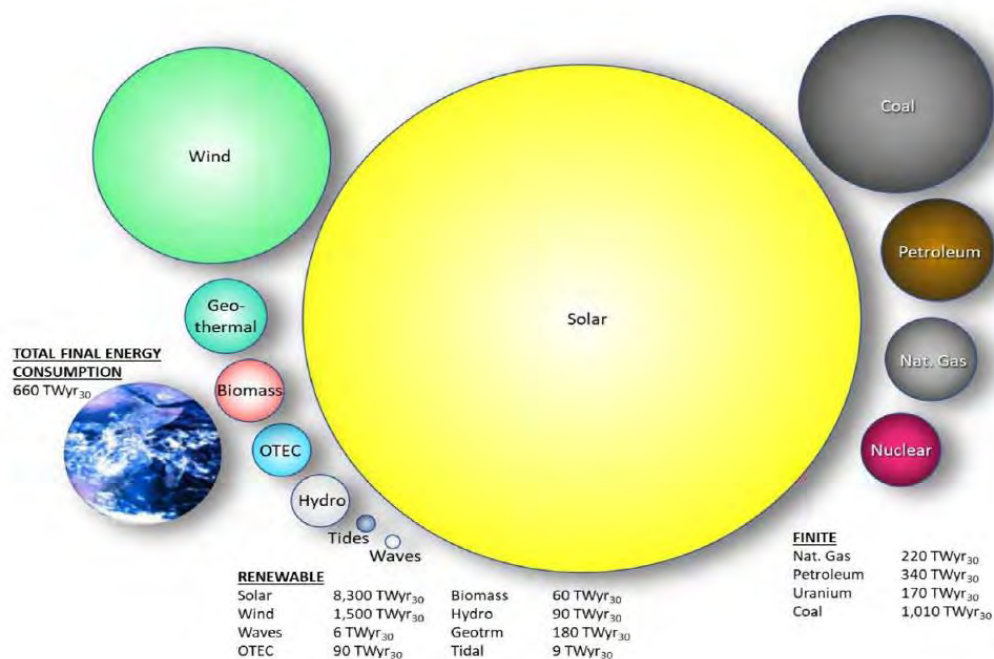
- a. El alto nivel de gasto de capital requerido para estos proyectos, que a menudo implican la construcción de infraestructura sustancial. Esto requiere una asignación individual de riesgos y una gestión autónoma. El enfoque EPC (Ingeniería, Adquisiciones y Construcción) se aplica en términos contractuales.
- b. En estos mercados, la corrupción, la falta de normativas claras, la inestabilidad política, la volatilidad económica y otros riesgos particulares a cada nación han complicado el desarrollo de proyectos de energía renovables.

1.2. Potencial de las energías renovables

El potencial de las fuentes renovables es enorme, dado que, en teoría, pueden cumplir con muchas veces con la demanda mundial de energía. Al llevar a cabo recursos autóctonos normalmente disponibles, fuentes como la biomasa, la energía eólica, la solar, la hidroeléctrica y la geotérmica proporcionan servicios energéticos sostenibles (Herzog et al., 2001). El potencial "razonable" de las energías renovables se ilustra de manera gráfica en la Figura 8, lo que permite una representación clara de su superioridad en términos de reservas de energía.

Figura 8

Potencial de las energías renovables por los próximos 30 años.



Nota. Las unidades están expresadas en Tera Watts año con referencia a la proyección de los 30 años. OTEC: *Ocean thermal energy conversion*. Tomado de “Update 2022 –A fundamental look at supply side energy reserves for the planet”, por Pérez & Pérez, 2022, *Solar Energy Advances*. Volume 2, 2022 (<https://doi.org/10.1016/j.seja.2022.100014>).

En contraste con las oscilaciones en los precios del gas y petróleo, World Bank (2021) mencionó que la adopción a sistemas de energía renovables parece cada vez más factible a causa de la muy alta disminución de costos en sistemas solares y eólicos durante las últimas tres décadas. Asimismo, las historias opuestas de los costos sociales y ambientales de los combustibles fósiles y las fuentes de energía renovables permanecen intactas. Además, los mecanismos económicos y políticos necesarios para apoyar la adopción generalizada y los mercados sostenibles de sistemas de energía renovable han evolucionado rápidamente.

Está claro que el crecimiento futuro del sector energético provendrá principalmente del nuevo paradigma de sistemas renovables que, hasta cierto punto, se basan en gas natural en lugar de fuentes convencionales como el petróleo y el carbón. La realidad económica posible de sistemas de energías renovables genuinamente competitivas se refiere a los mercados financieros al reconocer el potencial de crecimiento en las tecnologías renovables y otras nuevas formas de energía.

1.2.1. Potencial de energía hidráulica

Según Bartle (2002), el potencial hidroeléctrico técnicamente viable del mundo se estima en alrededor de 1,71 TW por año (15.000 TW h/año). Este potencial es más evidente en los países que necesitan urgentemente más energía procedente de fuentes limpias y renovables para avanzar en el desarrollo social y económico. Aunque no es realista esperar que todo este potencial se materialice en el corto o mediano plazo, lo cierto es que la energía hidroeléctrica desempeñará un papel importante en el suministro energético mundial. Además, al evitar el uso de combustibles fósiles, proporciona varios beneficios ambientales y tecnológicos.

El mismo Bartle (2002) indica que la energía hidroeléctrica tiene un gran potencial para contribuir a un futuro energético sostenible debido a su capacidad para generar electricidad de manera eficiente, con bajos impactos ambientales y alta flexibilidad, convirtiéndola en una opción viable para la diversificación de la matriz energética global. Es importante desarrollar la energía hidroeléctrica como parte de un esquema de recursos hídricos multipropósito, que a menudo permite subsidiar otras funciones valiosas de una presa o sistema fluvial.

1.2.2. Potencial de energía eólica

El recurso solar explotable crece a más de 1.500 TWyr después de 30 años, lo que representa 2,5 veces el consumo de energía primaria mundial durante ese período de

tiempo. En comparación con la actual generación mundial de energía solar, que es de 743 GW en tierra y 35 GW en el mar, con una generación anual estimada de 0,22 TWyr, esto representa sólo el 0,2% del potencial identificado (Pérez & Pérez, 2022).

Investigaciones anteriores, como la de Lu et al. (2009), estimaron un potencial anual de generación eólica de 96,7 TWyr para ubicaciones con un nivel de explotación económica del 20% o superior. Esto es consistente con estimaciones anteriores y recientes, incluida la de Eureka et al. (2017), quienes cifran el número total de sitios explotables de clase 3 y superiores en 99,9 TWyr cada año. Esta evaluación incluye 64 TWyr de energía eólica terrestre.

Sin embargo, al planificar la expansión de la energía solar, es fundamental considerar la sostenibilidad ambiental. Pérez y Pérez (2022) sugiere ajustar el Aprovechamiento Renovable de la energía eólica terrestre para mantener una huella razonable (6% de la masa continental), extrapolando los factores actuales de ocupación del terreno y capacidad operativa de las turbinas eólicas de manera conservadora.

Se observa que la costa exterior (36 TWyr) se utiliza en su totalidad en este análisis, y se destaca que se pueden considerar futuras medidas de reducción de costos, como afirman Wisner et al. (2021).

1.2.3. Potencial de energía oceánica

Según un estudio reciente de Neil et al. (2018), el potencial de la energía marina es de 2,8 TWyr por año, lo que es significativamente mayor que la estimación anterior de 0,3 TWyr por año. Sin embargo, se estima que alrededor del 80% de este potencial proviene de un solo lugar: la Bahía de Hudson, en el extremo norte de Canadá. A pesar de las preocupaciones ambientales asociadas con las tecnologías que involucran grandes cantidades de desechos, esto aumenta significativamente la probabilidad de una "reserva razonable" en la evaluación actual.

Se ha estimado que las tecnologías con menor impacto ambiental, como las turbinas mareomotrices capaces de capturar la brisa marina, tienen un potencial de menos de 0,1 TWyr por año, incluyendo la brisa marina y las corrientes oceánicas (Pérez & Pérez, 2022). Con esta información, la estimación conservadora de recursos de energía renovable (RER) para la energía marina se mantiene sin cambios. Según REN21 (2021), la capacidad instalada actual para todo tipo de generación de energía marina es de 527 MW, o alrededor del 0,08% del potencial identificado en este análisis.

1.2.4. Potencial de energía geotermal

En una evaluación realizada por Eisentraut y Brown (2014), se estimó que el potencial de energía geotérmica explotable estaba en el rango de 0,2 a 3 TWr cada año, lo que representa una fracción muy pequeña del recurso geotérmico total estimado en los cientos de miles de TWyr (INL, 2006).

Una evaluación mundial más reciente, realizada por Aghahosseini y Breyer (2020), estima que el potencial global explotable con la tecnología actual de sistemas geotérmicos a un precio competitivo aumenta a 6 TWyr por año, o 180 TWyr en 30 años. Este número se conserva para la evaluación actual, teniendo en cuenta la interpretación de los Recursos de Energía Renovables (RER). Los autores proponen que es posible utilizar más de 100 TWyr por año para el año 2050 utilizando mejoras tecnológicas que actualmente no están disponibles.

Vale la pena señalar que, según la Blankenship et al. (2024), el término "geotérmica" frecuentemente se refiere a otras aplicaciones, como bombas de calor de fuente terrestre, que muy probablemente jugarán un papel importante en el futuro de la energía limpia en el mundo. Sin embargo, como ocurre con otros sistemas de bomba de calor, su principal requisito energético será la electricidad necesaria para su funcionamiento, en lugar de la cantidad de calor almacenado en el suelo (o en el aire).

La capacidad geotérmica actual es de 15 GW, o alrededor del 0,25% del potencial reportado (REN21, 2021).

1.2.5. Potencial de los biocombustibles

La estimación de 2015 de 2 a 6 TWyr por año para la biomasa sigue siendo representativa en la actualidad. Estudios recientes de Mauser et al. (2015) sugieren un rango algo reducido de 3 a 4,7 TWyr por año para los llamados recursos de biomasa contemporáneos, que se dividen aproximadamente entre desechos y residuos agrícolas (37%), cultivos energéticos (33%) y residuos forestales (30%). En este análisis se toma la mediana de este rango, es decir, 3,8 TWyr cada año. Es vital enfatizar que esta estimación amplía la definición del término "razonable".

Para poner esto en contexto, vale la pena señalar que, en los Estados Unidos, los cultivos laberínticos energéticamente eficientes solo ocupan espacio suficiente que permitiría ser usado para la generación fotovoltaica, que puede alcanzar los 4,1 TWyr por año. Extrapolar esta cifra a nivel mundial produciría 77 TWyr por año de generación de energía, basándose únicamente en el espacio ocupado por los cultivos energéticos, lo que es de 15 a 20 veces más que el rendimiento potencial total de biomasa de todas las fuentes.

Según el informe REN21 (2021), los recursos de biomasa contemporánea representaron el 5,1% del consumo total de energía final, mientras que los recursos de biomasa tradicionales (no sostenibles), como la cosechada para quema directa, representaron otro 6,5% de la energía final total consumida en 2019. Aunque se espera que este último sea eliminado por completo, el recurso de biomasa existente ya representa más de la mitad del potencial desarrollable del recurso, mucho más que los recursos solares, eólicos y geotérmicos emergentes.

1.2.6. Potencial mundial de energía solar

Como afirman Pérez y Pérez (2022), el avance tecnológico vuelve a hacer económicamente viable la generación de energía a partir de fuentes renovables, particularmente la energía solar. En consecuencia, de un escenario de electrificación completa, este avance tecnológico abre la posibilidad de aprovechar la energía solar que recibe la Tierra cada año, lo cual podría satisfacer más de 12 veces la demanda actual de energía a nivel mundial. También, se predice que, en los próximos 30 años, el consumo global de energía promediará 22 TW por año, con la proyección de aumento del 50% al finalizar ese período.

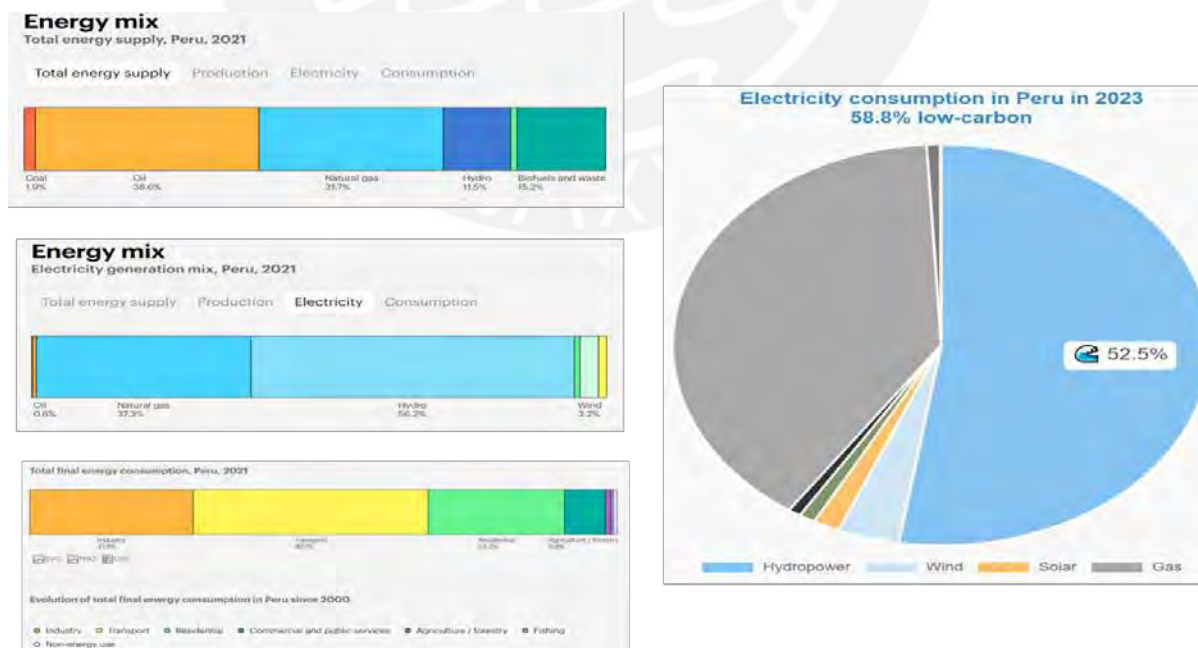
1.2.7. Potencial de la energía solar en el Perú

El Perú tiene un gran potencial para la producción de energía solar, que puede utilizarse en beneficio de áreas comerciales y residenciales. Se espera que este potencial genere 2.137 TWh al año, aproximadamente 1.200 veces más que la demanda energética actual del país. Asimismo, se puede observar en la Tabla 1 la cantidad potencial de energía a generar por fuente solar, y en la Figura 9, 10 y 11 se muestra el potencial de energía y las zonas dentro del país con buena irradiación, esto se puede distinguir por la intensidad del color rojo, cuando más intenso mayor irradiación.

Tabla 1*Potencial solar en el Perú*

| Región | Escenario 2 | | |
|--------------|----------------------|------------------------------------|----------------|
| | Energía (MWh/año) | Área de terreno (km ²) | Potencia (MW) |
| ANCASH | 29 861 920 | 281 | 14 059 |
| APURIMAC | 18 224 764 | 165 | 8 263 |
| AREQUIPA | 544 750 090 | 4611 | 230 557 |
| AYACUCHO | 67 477 727 | 592 | 29 610 |
| CAJAMARCA | 4 321 373 | 40 | 2 013 |
| CUSCO | 90 656 071 | 877 | 43 838 |
| HUANGVELICA | 5 473 713 | 51 | 2 560 |
| HUANUCO | 13 198 | 0,12 | 6 |
| ICA | 360 595 449 | 3203 | 160 143 |
| JUNIN | 22 356 438 | 201 | 10 048 |
| LA LIBERTAD | 18 596 824 | 178 | 8 897 |
| LAMBAYEQUE | 43 036 046 | 407 | 20 340 |
| LIMA | 10 227 115 | 95 | 4 732 |
| MOQUEGUA | 133 686 921 | 1117 | 55 864 |
| PIURA | 280 365 508 | 2643 | 132 131 |
| PUNO | 325 798 290 | 2730 | 136 509 |
| TACNA | 161 227 612 | 1438 | 71 898 |
| TUMBES | 11 762 614 | 115 | 5 727 |
| TOTAL | 2 137 630 673 | 18 744 | 937 185 |

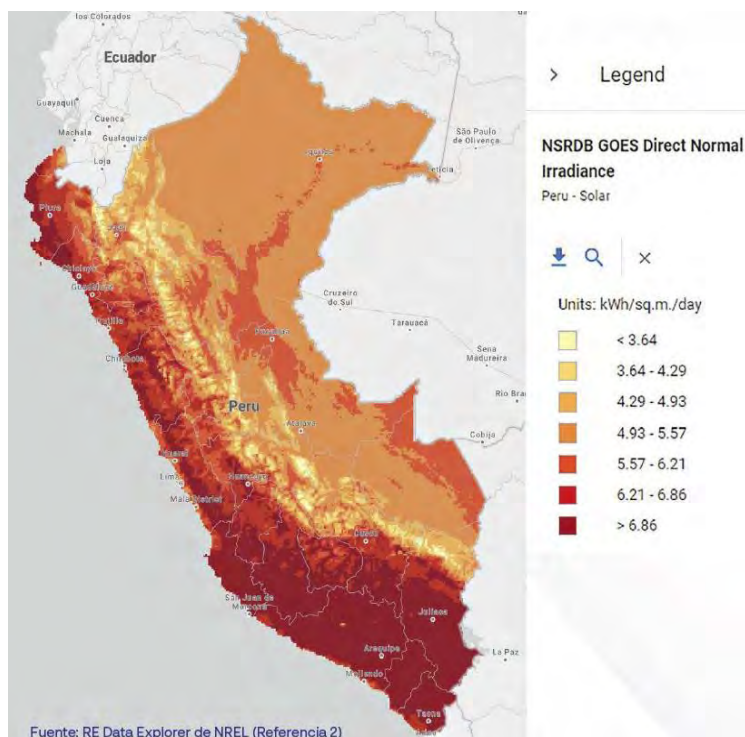
Nota. La tabla representa la planificación energética renovable. Tomado de *Planificación Energética y Energías Renovables*, por MINEM, 2021 (<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5242217/Planificaci%C3%B3n%20Energ%C3%A9tica%20y%20Energ%C3%ADas%20Renovables.pdf>).

Figura 9*Contexto relacionado al potencial de la energía en Perú*

Fuente. Tomado de *Perú: energy-mix*, por IEA, 2024b. Recuperado el 10 de febrero de 2024 (<https://www.iea.org/countries/Peru/energy-mix>)

Figura 10

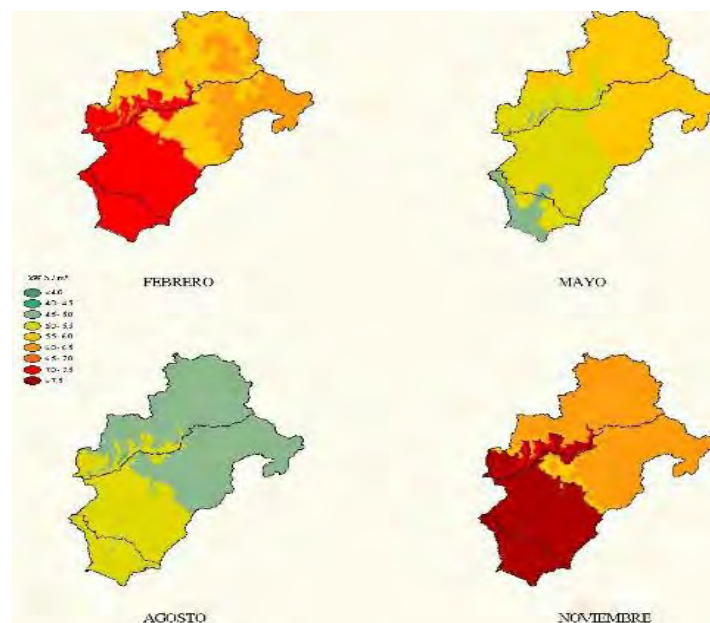
Mapa de irradiación normal directa del Perú



Nota. Cuando el color es más intenso hace referencia a mayor irradiación. Tomado de *Planificación Energética y Energías Renovables*, por MINEM, 2021 (<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5242217/Planificaci%C3%B3n%20Energ%C3%A9tica%20y%20Energ%C3%ADas%20Renovables.pdf>).

Figura 11

Mapa de irradiación normal directa de la región Moquegua



Nota. La intensidad de la irradiación está mostrada por colores, siendo el color rojo la máxima y el color verde la mínima que se da en el año. Tomado de *Atlas de Energía Solar: Proyecto PER/98/G31: Electrificación Rural a Base de Energía Fotovoltaica en el Perú*, por SENAMHI, 2003

(https://www.senamhi.gob.pe/pdf/Atlas%20_de_Radiacion_Solar.pdf)

Capítulo II: Tecnología de Conversión de Energía Solar

2.1. Tecnología fotovoltaica

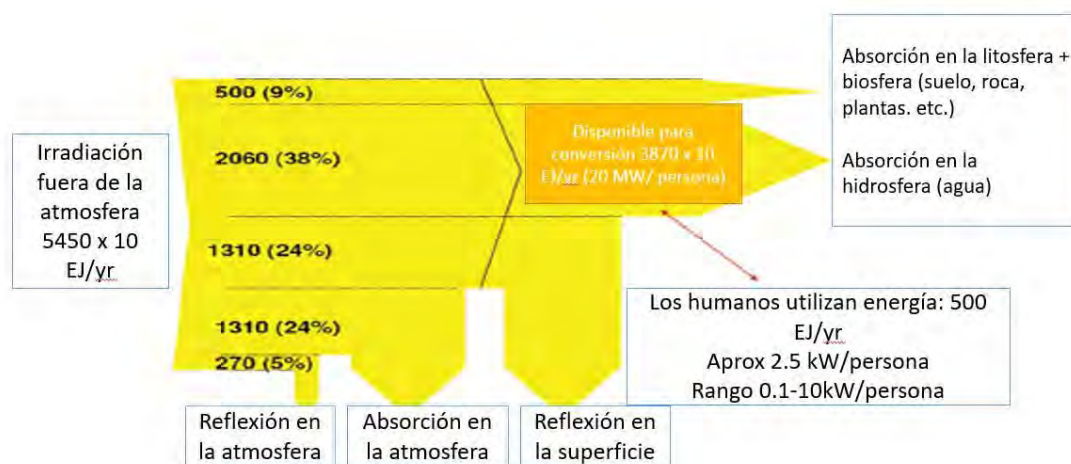
2.1.1. Descripción de la Tecnología Fotovoltaica

Los conceptos clave utilizados en el diseño de plantas fotovoltaicas, son los siguientes (Becerra, 2018; Letcher& Fthenakis, 2018):

- La radiación solar se refiere a la energía emitida por el Sol, que viaja a través del espacio en todas direcciones a través de ondas electromagnéticas tal como se observa en la Figura 12. Esta energía es fundamental para determinar la dinámica de los procesos atmosféricos y el clima. Los proyectos fotovoltaicos se evalúan en mejores condiciones de radiación solar porque son más rentables. Dada la elevada radiación solar en Perú, se ha propuesto un rango de 6,1 a 9 kWh/m²/día.

Figura 12

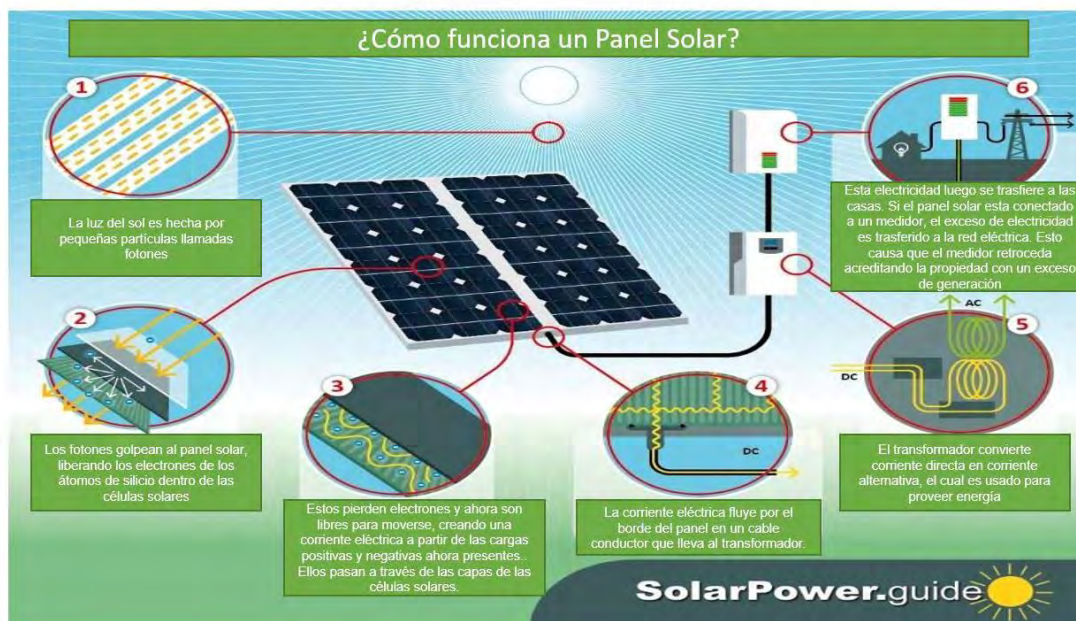
Radiación Solar



Nota. La figura muestra como la radiación solar va disminuyendo en su trayecto a la superficie terrestre. Adaptado de *Global Energy Assessment: Toward a Sustainable Future Full Report*, por GEA, 2012

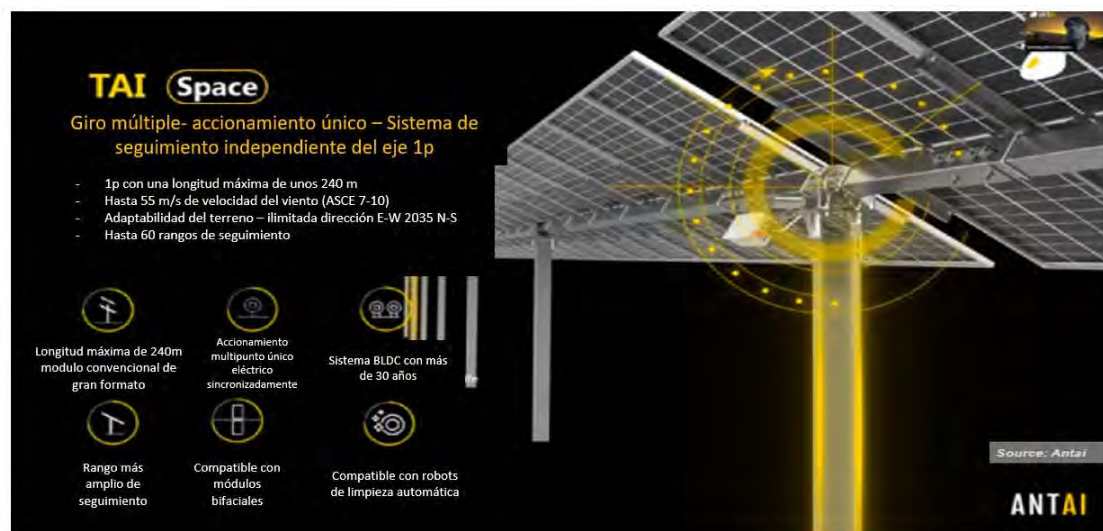
(https://pure.iiasa.ac.at/id/eprint/10099/1/Global_Energy_Assessment_FullReport.pdf)

- Densidad de energía por área: Este indicador mide la cantidad de energía que se puede instalar en un kilómetro cuadrado. Se toma como referencia el valor de 50 MW/km², basado en la disponibilidad de plantas solares similares que se encuentran operando en el SEIN desde 2018, es decir, aquellas con capacidad superior a 20 MW y eyección solar. También se espera que futuros proyectos solares fotovoltaicos empleen módulos más eficientes con capacidades de potencia superiores a 400 W para la misma área de módulo.
- Paneles solares: Estos dispositivos generan electricidad a partir del sol en forma de corriente continua con polaridad positiva y negativa (ver Figura 13). Los paneles solares más comunes están formados por células fotovoltaicas, que pueden fabricarse mediante diversas tecnologías. Paneles monocristalinos (con 22% de eficiencia) y policristalinos (con 16% de eficiencia), ambos mejorando su eficiencia y capacidad de generación de potencia gracias a tecnologías como PERC, Half Cell y MBB (Multi Bus Bar), pueden superar los 400 vatios con un panel de 2 metros cuadrados (Letcher & Fthenakis, 2018).

Figura 13*Trabajo en paneles solares*

Nota. La figura describe el proceso de conversión desde la recepción de radiación hasta su generación de energía eléctrica. Adaptado de *HOW DO SOLAR PANELS WORK?*, por Robertson, 2023. Recuperado el 10 de octubre de 2023 (<https://solarpower.guide/solar-energy-insights/how-do-solar-panels-work>)

- El módulo de seguimiento consta de un controlador con algoritmos que permite el movimiento de los paneles solares para que puedan captar la radiación solar directa en cualquier momento del día y del año (ver Figura 14). Su objetivo es optimizar la orientación del panel para obtener la mayor potencia posible durante el día.

Figura 14*Sistema de seguimiento solar*

Nota. La figura describe el funcionamiento del seguidor de paneles solares. Adaptado de *Antai Solar's Tai-Space Solar Tracker*, por Chunduri, 2023. Recuperado el 10 de octubre de 2023 (<https://taiyangnews.info/technology/antai-solars-tai-space-solar-tracker>).

- **Regulador de carga:** Este dispositivo controla la carga de las baterías y se ubica entre los paneles solares y el banco de baterías. Hay reguladores PWM (modulación de ancho de pulso) y MPPT (seguimiento del punto de máxima potencia).
- **Baterías:** Estos componentes almacenan la energía eléctrica generada por los paneles solares y se cargan a través del regulador de carga (ver Figura 15). La tensión de las baterías debe ser coherente con la del sistema fotovoltaico aislado, que puede ser de 12, 24 o 48 V. Por ejemplo, si la instalación fotovoltaica es de 48 V y se utilizan baterías de 12 V, se deben conectar en serie 4 de estas baterías. Existen varias tecnologías de baterías, como Plomo ácido abierto, AGM (absorbent glass mat), Gel, Litio y, más recientemente,

batería de flujo de hierro, que son más rentables que las mencionadas anteriormente (Roth et al., 2023).

Figura 15

Sistema de almacenamiento de energía eléctrica



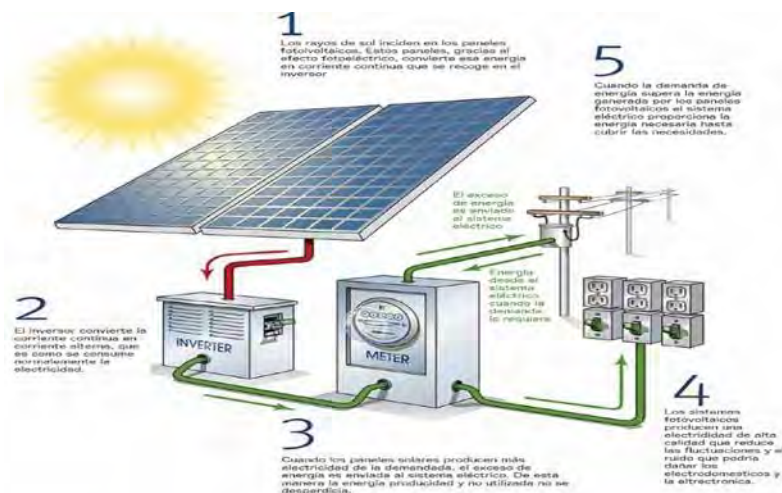
Nota. El tamaño del sistema de almacenamiento de energía eléctrica varía dependiendo de la capacidad y autonomía que se defina. Tomado de *South Korea's H2 Inc plans 20MWh flow battery at California gas peaker plant site*, por Colthorpe, 2023.

Recuperado el 10 de octubre de 2023 (<https://www.energy-storage.news/south-koreas-h2-inc-plans-20mwh-flow-battery-at-california-gas-peaker-plant-site/>).

- **Inversores:** Estos dispositivos convierten la corriente continua proveniente de los paneles solares o almacenada en las baterías en corriente alterna, cual es la forma de energía eléctrica utilizada por aparatos eléctricos y electrodomésticos convencionales (ver Figura 16). Los inversores se clasifican en dos tipos: ondas modificadas y ondas puras, siendo las preferidas estas últimas por su mayor calidad. Además, hay inversores que incorporan funciones de control de carga.

Figura 16

Inversores Fotovoltaicos (Diego Díaz López Suministros Eléctricos)



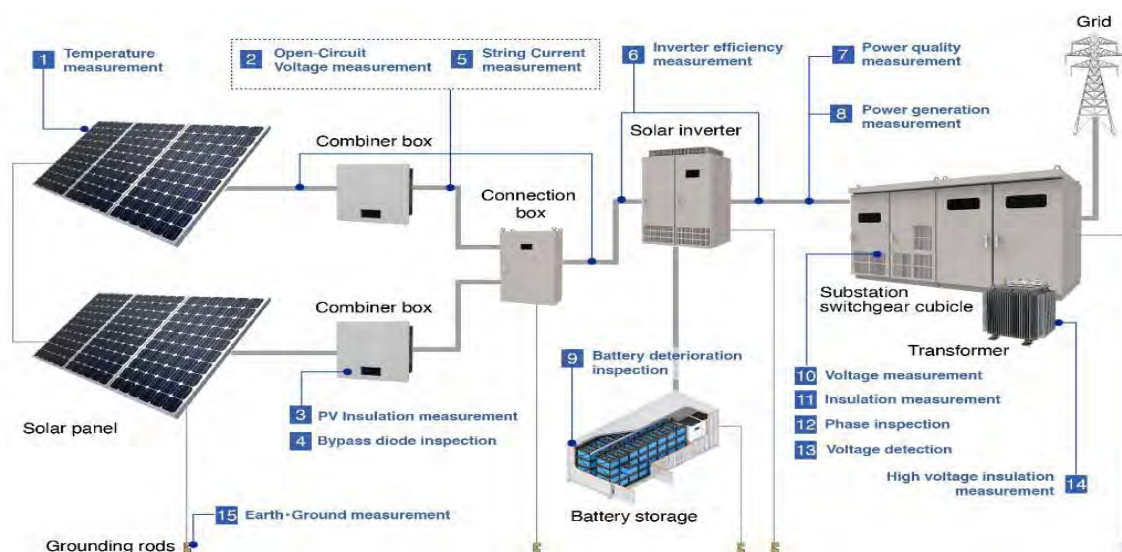
Fuente. Tomado de *Funcionamiento de un sistema de autoconsumo fotovoltaico*, por Aragón, 2023. Recuperado el 10 de octubre de 2023

(<https://www.diegodiazlopez.com/post/funcionamiento-de-un-sistema-de-autoconsumo-fotovoltaico>).

- **Dispositivos de protección:** Incluyen dispositivos diseñados para proteger el sistema contra sobretensiones en el flujo de corriente tanto continua como alterna. También se consideran fusibles o interruptores automáticos. La Figura 17 muestra las configuraciones en las que se instalan estos dispositivos de seguridad.

Figura 17

Configuración de dispositivos de protección.



Nota. La numeración de la figura muestra el orden y secuencia de los dispositivos de protección usados en el sistema. Tomado de *Herramientas recomendadas para 15 mediciones en instalación y mantenimiento solar*, por Hioki, 2023. Recuperado el 10 de octubre de 2023 (<https://www.hioki.com/us-es/industries-solutions/facilities/solar-tools.html>).

- Contadores: Son dispositivos que miden los parámetros eléctricos de la energía producida, asegurando la cantidad enviada a la red.
- Transformadores: Estos dispositivos tienen la capacidad de variar los valores de tracción en un circuito de corriente alterna manteniendo una potencia constante (ver Figura 18). Su funcionamiento se basa en el fenómeno de inducción electromagnética.

Figura 18

Transformador de BT a MT/AT

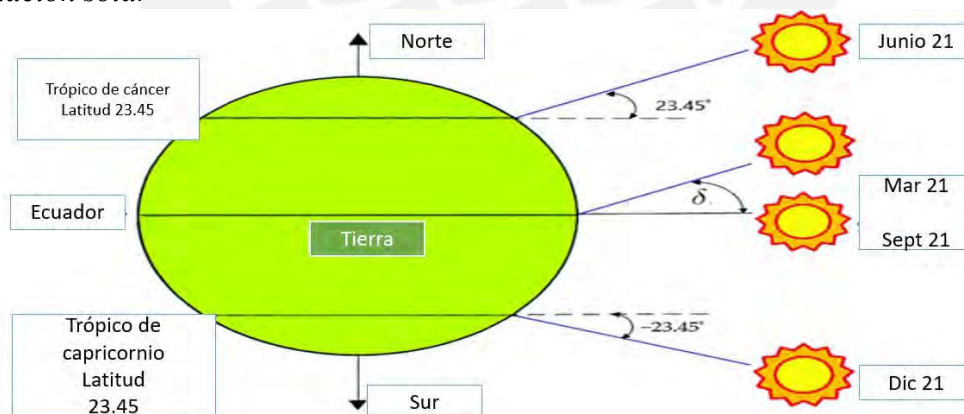


Fuente. Tomado de *TRANSFORMADOR DE ENERGÍA TRANSFORMADOR 132KV A 220KV DE ACEITE*, por Ezitown, 2023. Recuperado el 10 de octubre de 2023 (<https://www.ezitown.com/es/oil-immersed-transformer-132kv-to-220kv-power-transformer/>).

- Declinación solar: Es una magnitud que varía diariamente a lo largo del año (ver Figura 19) y se puede calcular mediante la siguiente fórmula: $= 23,45 \text{ sen}(0,973N - 77,84)$, donde N es el día del año (1 para el 1 de enero y 365 para el 31 de diciembre).

Figura 19

Declinación solar

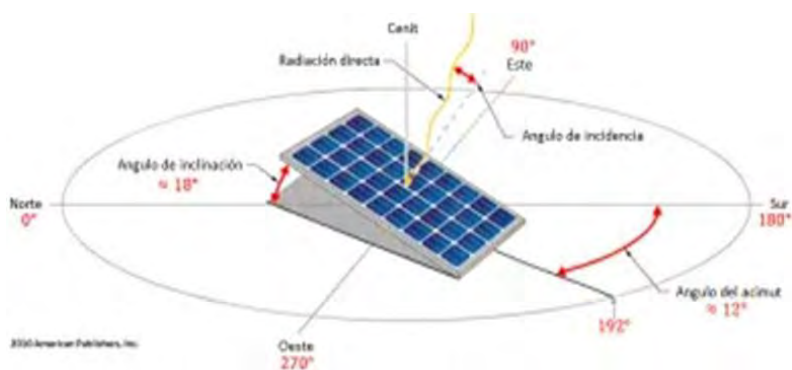


Nota. La imagen del sol esta dado para diferentes fechas en el rango de marzo a setiembre el ángulo es variable. Adaptado de “On the Optimal Tilt Angle and Orientation of an On-Site Solar Photovoltaic Energy Generation System for Sabah’s Rural Electrification”, por Matius et al., 2021, *Sustainability* 2021, 13, 5730 (<https://doi.org/10.3390/su13105730>).

- **Inclinación de panel solar:** La inclinación óptima de los paneles solares se debe calcular mediante la fórmula $= \text{Lat} - \text{declinación}$; donde Lat es la latitud de la ubicación y la declinación es la declinación solar (ver Figura 20).

Figura 20

Ángulo de inclinación del panel solar

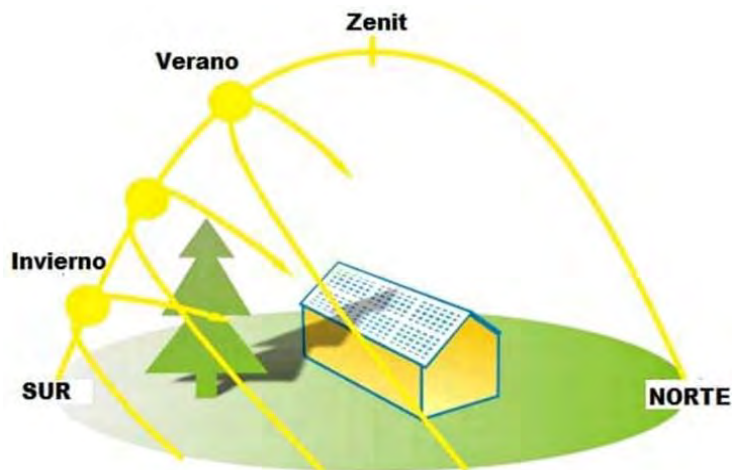


Fuente. Tomado de *Ángulos Solares y su importancia para el diseño de Sistemas Fotovoltaicos*, por Sectorelectricidad, 2023. Recuperado el 10 de octubre de 2023 (<https://www.sectorelectricidad.com/36130/angulos-solares-y-su-importancia-para-el-diseño-de-sistemas-fotovoltaicos/>).

- **Altitud solar máxima:** La altitud solar máxima se refiere a la elevación del sol sobre el horizonte al mediodía. Conocer esta altura es fundamental para calcular la cantidad de sombra que proyectan los paneles solares y determinar la distancia entre líneas para evitar sombras (ver Figura 21). La altitud solar máxima varía diariamente, siendo mayor en verano y menor en invierno. Para calcular se utilizan las siguientes fórmulas: $= 90 - \text{Lat} +$ (para el hemisferio norte) y $= 90 + \text{Lat} -$ (para el hemisferio sur).

Figura 21

Altura solar en función a la orientación del sol que afecta al fenómeno de la sombra de los cuerpos.



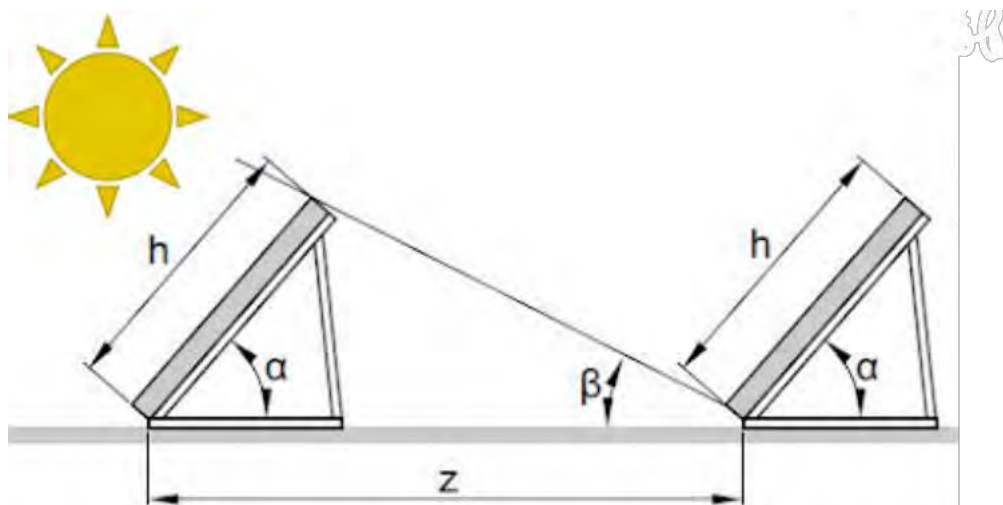
Fuente. Tomado de *INCLINACIÓN, ORIENTACIÓN Y SOMBRAS*, por Areatecnología, 2023. Recuperado el 10 de octubre de 2023

(<https://areatecnologia.com/electricidad/perdidas-fotovoltaica.html>).

- Distancia entre filas de paneles solares: Para optimizar la producción en una instalación solar fotovoltaica, es fundamental evitar que las filas frontales proyecten sombras sobre los paneles posteriores. La sombra proyectada por los paneles se nota más en el solsticio de invierno, cuando las sombras son más largas (ver Figura 22). Para calcular la sombra que genera un panel se debe conocer su inclinación, la longitud de su arista inclinada (L), la altitud solar máxima en el solsticio de invierno y la inclinación del techo. Esta calculadora le permite determinar la distancia adecuada entre las filas de paneles.

Figura 22

Distancia mínima de filas para evitar el sombreado

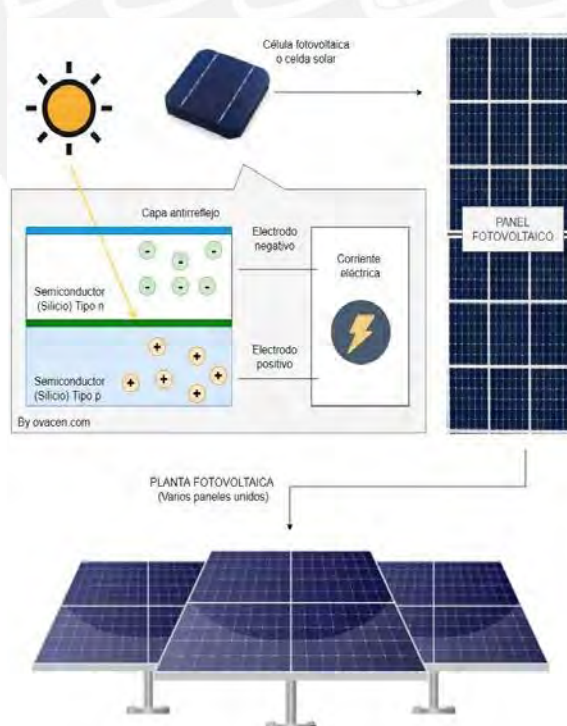


Nota. La variable z representa la distancia mínima de filas para evitar el sombreado.

Tomado de *Calculadora de sombreado*, por Easysolar, 2023. Recuperado el 10 de octubre de 2023 (<https://easysolar.app/es/calculadora-de-sombras/>).

Figura 23

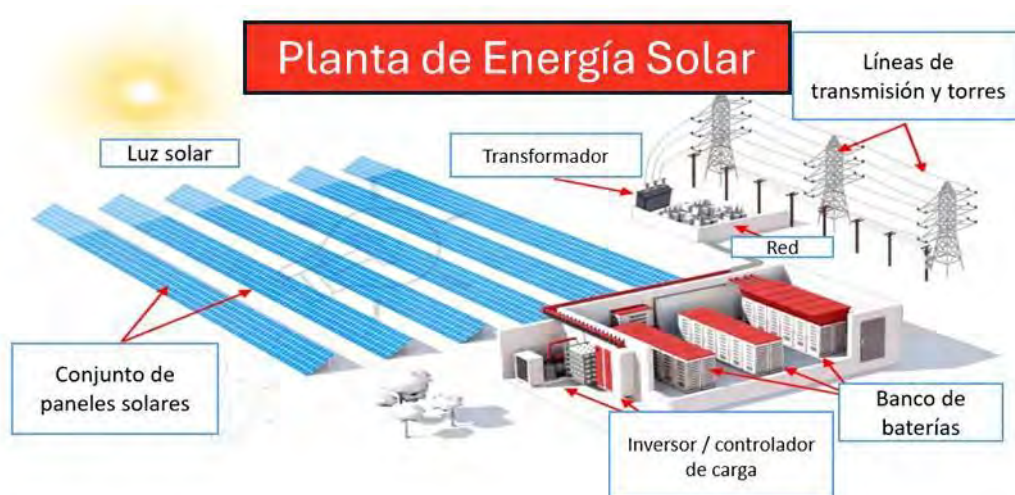
Funcionamiento de la planta de energía eléctrica por fuente solar



Fuente. Tomado de *Energía solar fotovoltaica*, por Segui, 2023. Recuperado el 10 de octubre de 2023 (<https://ovacen.com/energias-renovables/solar/fotovoltaica/>)

Figura 24

Componentes de una planta de energía eléctrica por fuente solar



Fuente. Adaptado de *How a Photovoltaic Power Plant Works? Construction and Working of a Solar Power Plant*, por Electricaltechnology, 2023. Recuperado el 10 de octubre de 2023 (<https://www.electricaltechnology.org/2021/07/solar-power-plant.html>).

2.1.2. Fabricantes de paneles solares

Aunque la información específica sobre los principales fabricantes de paneles solares puede cambiar con el tiempo debido a la evolución de la industria, según la actualización más reciente de febrero de 2024, los principales fabricantes de paneles solares incluyen varios líderes de la industria (ver Tabla 2). Es fundamental utilizar fuentes actualizadas para obtener la información más reciente sobre los principales fabricantes de paneles solares, ya que la industria solar puede sufrir cambios y pueden surgir nuevos negocios.

Tabla 2*Principales fabricantes de paneles solares en el mundo*

| Rank | Company | Capacity (GW) | Country |
|------|---|---------------|-------------|
| 1 | LONGi Green Energy Technology Co., Ltd. | 120 | China |
| 2 | Trina Solar Co., Ltd. | 95 | China |
| 3 | JinkoSolar Holding Co., Ltd. | 78.5 | China |
| 4 | JA Solar Holdings Co., Ltd. | 57 | China |
| 5 | Canadian Solar Inc. | 57 | Canada |
| 6 | Astronergy Co., Ltd. (CHINT SOLAR) | 55 | China |
| 7 | Suntech Power Holdings Co., Ltd. | 50 | China |
| 8 | First Solar, Inc. | 16.6 | USA |
| 9 | Risen Energy Co., Ltd | 15 | China |
| 10 | Hanwha Q CELLS Co., Ltd. | 8.4 | South Korea |

Fuente. Tomado de *Top 10 List of Solar PV Module Manufacturers in 2024*, por Blackridge, 2024. Recuperado el 10 de febrero de 2024

(<https://www.blackridgeresearch.com/blog/top-solar-pv-module-panel-manufacturers-companies-suppliers-producers>).

2.1.3. Compañías instaladoras de plantas solares en el mundo

Esta es una lista de las principales empresas contratistas de energía solar en 2021, con especial atención en proyectos de ingeniería, adquisiciones y construcción (EPC). Estas empresas destacan por su enfoque principal en servicios "EPC", aunque también actúan como desarrolladores, instaladores de tecnología, subcontratistas eléctricos, subcontratistas de instalaciones y representantes comerciales. Los kilovatios instalados por cada empresa son capaces de proporcionar una variedad de servicios, no sólo trabajos EPC. Según la clasificación de los principales EPC solares para 2021, las siguientes empresas constituyen un subconjunto de la lista general de los principales contratistas solares para 2021, medida por la cantidad de kilovatios instalados en 2020 (Ver Tabla 3).

Tabla 3

Principales Cías. Instaladoras de plantas solares en el mundo

| EPC RANK | COMPANY | OVERALL RANK | HQ STATE | PRIMARY MARKET | KW INSTALLED IN 2022 |
|----------|---|--------------|----------|----------------|----------------------|
| 1 | Quanta Services | 1 | TX | Utility | 2,735,152.00 |
| 2 | McCarthy Building Companies | 2 | MO | Utility | 1,868,000.00 |
| 3 | SOLV Energy | 3 | CA | Utility | 1,633,040.00 |
| 4 | Mortenson | 5 | MN | Utility | 1,432,300.00 |
| 5 | Signal Energy | 6 | TN | Utility | 1,349,231.00 |
| 6 | Moss | 7 | FL | Utility | 1,110,130.00 |
| 7 | Blue Ridge Power | 9 | NC | Utility | 1,086,400.00 |
| 8 | IEA | 10 | IN | Utility | 1,047,160.00 |
| 9 | Black & Veatch | 12 | KS | Utility | 743,430.00 |
| 10 | Rosendin Electric | 13 | CA | Utility | 725,040.00 |

Fuente. Tomado de *2023 Top Solar EPCs*, por Solar Power World, 2024. Recuperado el 10 de febrero de 2024 (<https://www.solarpowerworldonline.com/2023-top-solar-epcs/>).

2.1.4. Fabricantes de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica

El mercado de baterías de flujo se valoró en alrededor de 457,46 millones de dólares americanos en 2020 y se espera que supere los 1200 millones de dólares en 2027, lo que indica una tasa de crecimiento compuesto anual (CAGR) de más del 12% durante el período 2022-2027. A pesar de la pandemia de COVID-19, la influencia en el mercado de las baterías de flujo fue limitada. Estas baterías encuentran su aplicación principal en los sistemas de almacenamiento de energía, que han experimentado un crecimiento significativo desde que se integraron con los sistemas de energía renovable.

La generación de energía renovable aumentó de 2789,2 TWh en 2019 a 3147 TWh en 2020, lo que destaca la energía renovable como una fuente de energía en crecimiento incluso durante la recesión económica (Energy Institute, 2024); debido a ello el almacenamiento de energía tiene una gran oportunidad, pero siendo necesario que las alternativas de las diferentes tecnologías en baterías tenga un costo idóneo, tanto en su compra como en su operación y mantenimiento (ver Figura 25), a fin de no

encarecer estos proyectos de energías renovables a largo plazo, y aun considerando que los sistemas de energía renovable, se caracterizan por su larga vida útil.

Figura 25

Mercado de baterías de flujo por región



Fuente. Adaptado *Análisis de participación y tamaño del mercado solar térmico tendencias de crecimiento y pronósticos (2024-2029)*, por Mordor Intelligence, 2023. Recuperado el 10 de octubre de 2023 (<https://www.mordorintelligence.com/es/industry-reports/solar-thermal-market>).

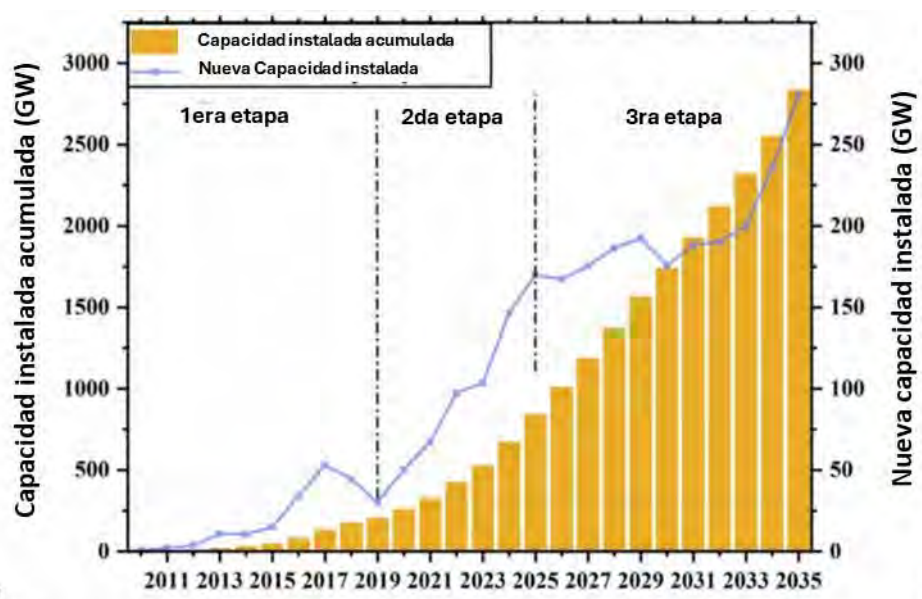
El mercado de las baterías de flujo está bastante fragmentado y cuenta con la presencia de muchos actores importantes. Empresas como VRB Energy, RedFlow Ltd, Invinity Energy Systems PLC, Primus Power Corporation y ESS Tech Inc. se encuentran entre los principales participantes.

2.1.5. Proyección de Crecimiento de las Plantas Fotovoltaicas

A finales de 2020, la capacidad total instalada de energía solar fotovoltaica había alcanzado los 710 GW a escala mundial, en el caso de China en la Figura 26 se muestra el crecimiento que se ha tenido anualmente, así como su proyección hasta el 2035. Durante el año 2020, se agregaron más de 125 GW de nueva capacidad solar fotovoltaica a nivel mundial, transformándola en una fuente de energía renovable con mayor capacidad. (IEA, 2023; IRENA, 2023a; IRENA, 2024).

Figura 26

Proyección de crecimiento de las plantas solares en China



Fuente. Adaptado de “Forecasting of China’s solar PV industry installed capacity and analyzing of employment effect: based on GRA-BiLSTM model”, por B. Liu et al., 2022, *Environ Sci Pollut Res* 29, 4557–4573 (2022) (<https://doi.org/10.1007/s11356-021-15957-1>).

Se prevé que la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica superará a la del carbón en 2027, convirtiéndola en la mayor fuente de energía del mundo. Se espera que la capacidad acumulada de energía solar fotovoltaica casi se triplique, con una tasa de crecimiento cercana a los 1.500 GW durante todo el período de estudio. Este aumento lo colocaría por delante del gas natural en 2026 y del carbono en 2027. Se espera que las adiciones anuales de capacidad solar fotovoltaica aumenten cada año durante los próximos cinco años. A pesar de los mayores costos de inversión actuales debido al aumento de los precios de los productos básicos, la energía solar fotovoltaica es la opción menos costosa para la nueva generación de electricidad en la gran mayoría de los países del mundo (WEFORUM, 2023).

2.1.6. Costos de Instalación de las Plantas Fotovoltaicas

La instalación de plantas solares está sujeta a variaciones de costos dependiendo de la ubicación geográfica. Según OSINERGMIN (2018), los costos de instalación de estas plantas han disminuido anualmente en el Perú y a nivel mundial tal como se observa en la Figura 27, y como se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4

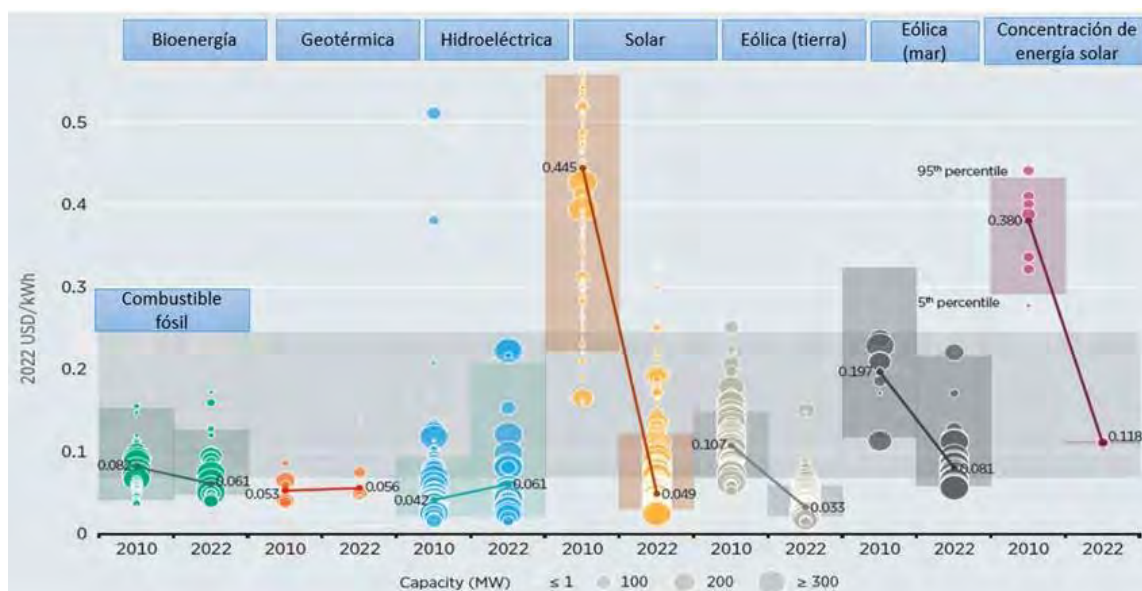
Costos de instalación de plantas solares en el Perú

| ÍTEM | NOMBRE | EMPRESA CONCESIONARIA | POTENCIA (MW) | ENERGÍA OFERTADA (GWh/año) | INVERSIÓN (MM US\$) | PRECIO OFERTADO (ctvs. US\$/kWh) | PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL |
|--------------|-----------------------------|----------------------------|---------------|----------------------------|---------------------|----------------------------------|-------------------------------|
| 1 | C.S. Majes Solar 20T | Grupo T Solar Global S.A. | 22 | 37.63 | 74 | 22.250 | 31.10.2012 |
| 2 | C.S. Repartición 20T | Grupo T Solar Global S.A. | 22 | 37.44 | 74 | 22.300 | 31.10.2012 |
| 3 | C.S. Tacna Solar | Tacna Solar S.A.C. | 20 | 47.20 | 95 | 22.500 | 31.10.2012 |
| 4 | C.S. Panamericana Solar 20T | Panamericana Solar S.A.C. | 20 | 50.68 | 95 | 21.500 | 31.12.2012 |
| 5 | C.S. Moquegua FV | Moquegua FV S.A.C. | 16 | 43.00 | 43 | 11.990 | 31.12.2014 |
| 6 | C.S. Rubí | Enel Green Power Perú S.A. | 144.48 | 415.00 | 165 | 4.798 | 30.01.2018 |
| 7 | C.S. Intipampa | Engie Energía Perú | 40 | 108.40 | 52 | 4.850 | 31.03.2018 |
| TOTAL | | | 284.48 | 739.35 | 450 | | |

Fuente. Adaptado de *Centrales de Generación Eléctrica con Recursos Energéticos Renovables* [Listado de plantas solares adjudicada por subastas RER en el Perú], por OSINERGMIN, 2018.

Figura 27

Costo Promedio ponderado global de tecnologías de generación de energía renovable a escala de servicios públicos recién puestas en servicio 2010 -2022



Nota. Las líneas gruesas son el valor LCOE promedio ponderado global. La banda gris representa el rango de costos de generación de energía a partir de combustibles fósiles (USD 0,069 a USD 0,244/kWh), mientras que las bandas para cada tecnología y año representan las bandas de percentiles 5 y 95 para proyectos renovables. Adaptado de *Renewable Power Generation Costs in 2022*, por IRENA, 2023c (https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Aug/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2022.pdf).

2.2. Tecnología solar termoeléctrica

Los sistemas de energía solar térmica utilizan una variedad de técnicas para concentrar la luz solar y calentar un fluido intermedio conocido como fluido de transferencia de calor. Este fluido se utiliza para generar vapor, que luego se utiliza en una turbina de vapor convencional para generar electricidad. Actualmente se están desarrollando tres tipos de sistemas de energía solar térmica: colectores cilindro-

parabólicos, torres de almacenamiento de energía y sistemas de disco/motor (Richter et al., 2013). Debido a la presencia de un intermediario térmico en estas tecnologías, es posible combinarlas fácilmente con combustibles y, en algunos casos, modificarlas para utilizar almacenamiento térmico. Los beneficios de la hibridación y el almacenamiento térmico incluyen la capacidad de proporcionar energía manejable y operar cuando la energía solar no está disponible. Estas estrategias tienen el potencial de mejorar el valor económico de la electricidad producida y al mismo tiempo reducir los costos promedio. Actualmente, se encuentran disponibles en el mercado sistemas termosolar cilindro-parabólicos. Estos sistemas emplean hendiduras en forma de canales paralelos para enfocar la luz solar en receptores tubulares térmicamente eficientes que contienen un fluido de transferencia de calor. Este fluido se calienta a unos 390 °C (734 °F) y luego se bombea a través de intercambiadores de calor para producir vapor sobrecalentado, que alimenta un generador de turbina convencional para generar electricidad. En el sur de California, nueve de estas centrales hidroeléctricas, construidas en los años 80, generan 354 MW. Con tamaños que van desde 14 a 80 MW, estos sistemas están híbridos con hasta una cuarta parte de gas natural, lo que les permite proporcionar energía inigualable cuando la energía solar no está disponible (Patel & Beik, 2021).

2.2.1. Descripción de la tecnología solar termoeléctrica

Los generadores de energía termosolar dependen del uso de espejos para concentrar la radiación solar y producir vapor de agua, que luego se dirige hacia las palas de la turbina para generar electricidad. Una central termosolar se compone de tres unidades principales (Hasanuzzaman, 2022):

- a. **Captadores Solares:** Son geometrías que reflejan la luz solar y la concentran en un punto focal determinado. Este proceso convierte la energía solar en energía térmica.

- b. Medio de Almacenamiento de Calor: Se utiliza vapor de agua o sales congeladas como medio para almacenar el calor captado por los helióstatos.
- c. Generador de Electricidad: Este componente genera electricidad mediante una turbina alimentada por el vapor generado durante la conversión de la radiación solar en calor.

También hay que mencionar que existen cuatro tipos principales de centrales termo solares (Madhlopa, 2022):

- Concentradores lineales: Estos dispositivos utilizan lentes parabólicas o colectores cilindro-parabólicos para concentrar la luz solar a lo largo de un tubo receptor, generando calor.
- Concentradores Fresnel: estos dispositivos utilizan lentes planas para enfocar la luz solar en un solo punto a lo largo de una línea de receptores, generando calor.
- Torre concentradores: Son un grupo de antenas o heliostatos que enfocan la luz solar hacia un receptor en lo alto de una torre. Este receptor calienta un fluido, que luego se utiliza para generar vapor y electricidad.
- Concentradores Stirling: Para generar electricidad, los Concentradores Stirling utilizan Motores Stirling, que son motores de combustión externos. La luz solar se concentra en motores Stirling, que funcionan con gas para generar movimiento y, posteriormente, electricidad.

Cada tipo de central termo solar tiene sus propias características y aplicaciones específicas (ver Figura 28) en función de los requisitos y las condiciones locales (Madhlopa, 2022; Hasanuzzaman, 2022):

Figura 28

Los cuatro tipos de centrales termo solares: (A) Lineales; (B) Espejos de Fresnel; (C) De torre; y (D) Stirling



Fuente. Tomado de *Energía termosolar, ¿una alternativa de futuro en el sector renovable?*, por Mártil, 2023. Recuperado el 10 de octubre de 2023 (<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/opinion/ignacio-martil/2019/07/15/energia-termsolar-alternativa>).

- **Concentradores Lineales:** Estos sistemas capturan la energía solar utilizando espacios rectangulares curvados en forma de U. Orientados hacia el sol, los espejos recogen la luz y la concentran en tinas colocadas a lo largo de los espejos. Estos tubos están en la línea focal de los aleros y la luz solar reflejada calienta un fluido que circula a través de ellos. Este fluido caliente se utiliza para calentar agua en un generador de turbina de vapor convencional, generando electricidad.
- **Concentradores de Espejos de Fresnel:** Similares a los concentradores lineales, estos sistemas colocan un receptor tubular encima de muchos espejos orientados angularmente. Las plumas dirigen la radiación solar hacia

el túbulo receptor, donde el líquido se calienta. A continuación, este fluido caliente se utiliza para generar vapor y electricidad.

- **Concentradores de torre:** Estos dispositivos utilizan un gran campo de planos delgados conocidos como helióstatos para enfocar y concentrar la luz solar en un receptor ubicado en lo alto de una torre. Se calienta un fluido en el receptor y se utiliza para generar vapor, que luego se envía a un generador de turbina convencional para generar electricidad. Algunos sistemas utilizan agua como fluido, mientras que otros experimentan con sales de nitrato congelado debido a su mayor capacidad de almacenamiento térmico.
- **Concentradores Stirling:** Estos sistemas utilizan un espaciado circular similar al utilizado en las antenas parabólicas de satélite para captar señales de televisión. La superficie del disco recibe la luz solar y la redirige, concentrándola en un receptor térmico. Este receptor absorbe y almacena calor, enviándolo a un motor simbólico similar a los pistones de los motores de combustión interna. El fluido suministrado por el receptor se utiliza para impulsar los pistones del motor, convirtiendo la energía térmica en energía mecánica. Esta energía mecánica se utiliza para mover un generador y generar electricidad.

2.2.2. Capacidad Instalada de Plantas Solares Termoeléctricas

Debido a su capacidad para operar a temperaturas superiores a 500 °C, las sales de sodio y potasio se utilizan como fluidos caloportadores en plantas de Concentración Solar de Potencia (CSP). Estas sales mejoran la eficiencia energética en alrededor de un 40% y reducen el Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE). A pesar de sus beneficios, su punto de congelación relativamente alto, a 250 °C, necesita una cantidad

significativa de energía auxiliar durante los períodos de almacenamiento para mantenerlos funcionales (Richter et al., 2013; Alexopoulos & Kalogirou, 2022).

La tecnología financiada por las ventas representa el 75% del almacenamiento de energía térmica desarrollado para aplicaciones eléctricas globales (ver Figura 29). Estas aplicaciones son compatibles con proyectos de CSP y permiten la generación de electricidad fuera de las horas pico de energía solar. Están en marcha diversos proyectos basados en esta tecnología, impulsados por menores costos de CSP y un cambio creciente hacia fuentes de energía renovables para reducir las emisiones (Mordor Intelligence, 2023).

En febrero de 2022, el proyecto de energía solar concentrada de Redstone, la mayor inversión en energía renovable de África logró un hito importante al lograr su primera reducción de deuda. Este proyecto, liderado por ACWA Power en colaboración con Central Energy Fund, Pele Green Energy y la comunidad local, se basa en tecnología de concentradores solares. El proyecto canalizará la energía solar de los helióstatos para alimentar una turbina central y comenzó a operar a finales de 2023 (acwapower, 2024; AFDB, 2023, Helioscsp, 2023).

Además, en septiembre de 2021, China inició la construcción del Proyecto Golmud, que incluye almacenamiento CSP, energía fotovoltaica (PV) y energía térmica, con una capacidad total de 3,3 GW. La instalación de venta de CSP prevista para este proyecto tiene una capacidad de 300 MW y se espera que esté terminada a finales de 2025. Como resultado, se espera que el uso de sales como fluido de transferencia de calor domine la energía solar concentrada (CSP Focus , 2023; Giaconia & Grena, 2021; Shaw, 2024).

Figura 29

Capacidad total instalada de plantas solares termoeléctricas en MW, 2015-2020



Fuente. Adaptado de *Análisis de participación y tamaño del mercado solar térmico tendencias de crecimiento y pronósticos (2024-2029)*, por Mordor Intelligence, 2023.

Recuperado el 10 de febrero de 2024 (<https://www.mordorintelligence.com/es/industry-reports/solar-thermal-market>).

2.2.3. Proyección de Crecimiento de las Plantas Solares Termoeléctricas

Se espera que el mercado mundial de energía solar concentrada (CSP) crezca a una tasa de crecimiento anual compuesta de más del 4,5% durante el período previsto de 2022-2027. La pandemia de COVID-19 tuvo una influencia temporal en el mercado, interrumpiendo el suministro de equipos para proyectos activos y afectando la demanda de electricidad debido al cierre de instalaciones comerciales e industriales (Mordor Intelligence, 2023).

En términos de crecimiento del mercado, se espera que los menores costos de los componentes de la CSP, junto con un mayor uso de fuentes de energía renovables para reducir las emisiones, impulsen el mercado de la energía solar concentrada durante todo el período previsto. Sin embargo, la rápida reducción de los costos de instalación de las plantas solares fotovoltaicas (PV), junto con mayores factores de capacidad, ha mejorado la competitividad económica de los proyectos solares fotovoltaicos en todo el mundo (IRENA, 2023b).

Debido a muchos desafíos, como los altos costos de capital (CAPEX), los costos operativos (OPEX) y las limitaciones del nivel de servicio, este aumento en la competitividad hace que la CSP sea menos atractiva en comparación con la energía solar fotovoltaica (Ver Figura 30). Se espera que estos factores obstaculicen el mercado de CSP durante el período de pronóstico (Mordor Intelligence, 2023; Mordor Intelligence, 2024).

Figura 30

Crecimiento por región de las plantas solares termoeléctricas, 2022-2027



Fuente. Adaptado de *Concentrated Solar Power Market Size & Share Analysis - Growth Trends & Forecasts (2024 - 2029)*, por Mordor Intelligence, 2024. Recuperado el 10 de febrero de 2024 (<https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/concentrated-solar-power-csp-market-market>).

El mercado de la energía solar térmica (CSP) está madurando, con la participación de actores clave como Aalborg CSP, Abengoa SA, Acciona Energía SA, ACWA Power, Brightsource Energy Inc. y Engie SA. Estas empresas desempeñan un papel esencial en el desarrollo e implementación global de proyectos de energía solar concentrada (Mordor Intelligence, 2024; Sanchez, 2024).

2.3. La cadena de valor o cadena de suministro eléctrico

Cuando hablamos de grandes cantidades de electricidad, es habitual que los centros de producción estén situados a distancias importantes de los centros de consumo. Plantas de carbón, hidroeléctricas con importantes afluentes de agua, y

granjas eólicas que necesitan sustanciales vientos están a menudo ubicadas en áreas específicas que pueden estar a distancia de los lugares donde se consume la energía. Para transportar electricidad de manera eficiente a largas distancias, se utilizan altos voltajes en la transmisión de energía para minimizar las pérdidas en el camino (Blume, 2017).

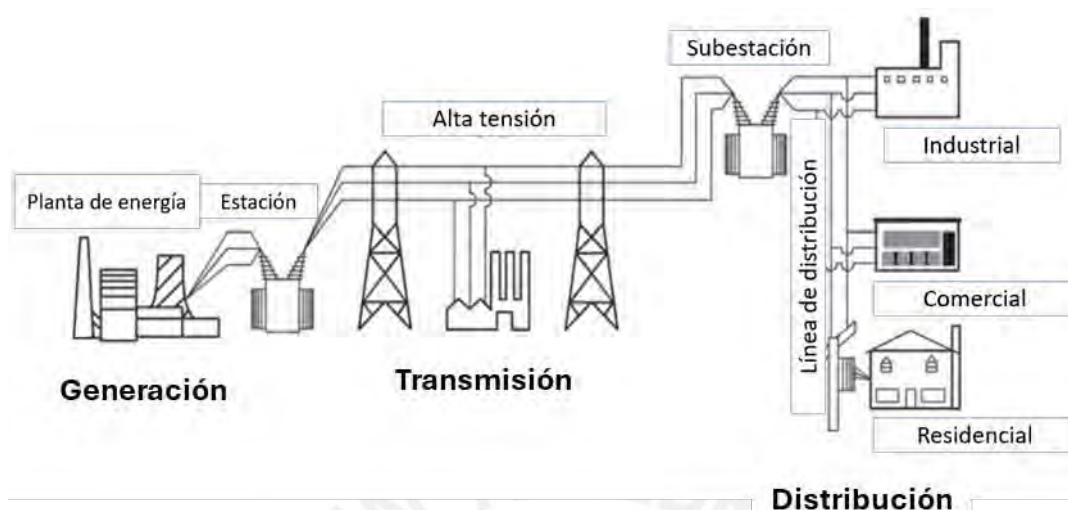
La cadena de suministro de energía eléctrica consta de varios componentes (ver Figura 31):

- Generación es el proceso de producir electricidad a partir de muchas fuentes, como centrales eléctricas, centrales solares, centrales eólicas y centrales nucleares, entre otras.
- La transmisión implica transportar la electricidad generada desde las plantas de generación hasta las zonas de consumo. Esto se logra mediante líneas de transmisión de alto voltaje.
- La distribución es la entrega de electricidad desde las líneas de transmisión a las redes locales y, finalmente, a los hogares, empresas y otras instalaciones.
- La comercialización se refiere a las actividades asociadas con la compra y venta de electricidad, incluidas tarifas, facturación y otros aspectos financieros.

Cada etapa de esta cadena de suministro necesita inversión y mantenimiento, y estas actividades deben ser compensadas por los usuarios finales para garantizar la sostenibilidad del sistema (Sadi & Strbac, 2019).

Figura 31

Cadena de valor del sector eléctrico



Fuente. Adaptado de *Electric Power System Basics for The Nonelectrical Professional*, por Blume, 2017, (2a ed.). IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) Press.

La generación de energía eléctrica es el primer paso en la cadena de suministro, cuando la energía se transforma desde su forma inicial, derivada de fuentes naturales, a energía eléctrica lista para usar. Posteriormente, el sistema de transmisión se encarga de transportarlo, utilizando subestaciones para elevar los niveles de voltaje y otras para bajarlos antes de entregar la energía al sistema de distribución. Este último hace uso de centros de transformación para proporcionar energía a los usuarios finales. Los comercializadores recaudan fondos que serán distribuidos entre generadores, transmisores, distribuidores y otros participantes, además de administrar las tarjetas de los usuarios y representarlos ante el sistema (Biggar y Reza, 2014).

El transporte de energía presenta desafíos técnicos, ya que ahora no hay recursos tecnológicos suficientes para transportarla a distancias superiores a dos o tres mil kilómetros, debido principalmente a las altas tasas de pérdida en los cables. Esta razón ha contribuido a la falta de un precio de referencia internacional para la energía eléctrica

(Blume, 2017). Estos costos de la electricidad tienen un impacto en la producción industrial, como se ve en la Tabla 5, donde el precio pagado por las industrias puede ser hasta la mitad del precio pagado por los hogares en los países de la OCDE, según datos de la *International Energy Agency* (IEA).

Tabla 5

Precios de la energía en países de la OCDE

| País | Electricidad para industria (USD/MWh) | Electricidad para hogares (USD/MWh) | Gas natural para industria (USD/MWh) |
|--------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| Alemania | 146 | 333.9 | 29.5 |
| Austria | 109.6 | 221.4 | 31.5 |
| Bélgica | 134.9 | 316.2 | 26 |
| Canadá | 90.5 | 112.5 | 10 |
| Chile | 159.5 | 196.2 | |
| Corea | 94.8 | 102.4 | 43.1 |
| Dinamarca | 80.1 | 321.3 | 33 |
| Eslovenia | 93.4 | 179.2 | 34.6 |
| España | 122.7 | 287.7 | 30.7 |
| Estados Unidos | 68.3 | 130.4 | 12.9 |
| Estonia | 99.8 | 151.2 | 35.4 |
| Finlandia | 75.5 | 205.6 | 50.1 |
| Francia | 117.8 | 199.1 | 40.7 |
| Grecia | 96.9 | 185.3 | 37.4 |
| Holanda | 96.6 | 249.8 | 26.3 |
| Hungría | 87.7 | 122.2 | 29.3 |
| Irlanda | 128.8 | 258.5 | 40.4 |
| Italia | 185.1 | 289.3 | 38 |
| Japón | 164.3 | 253.5 | 46.7 |
| Luxemburgo | 81.7 | 193.1 | 26.7 |
| Noruega | 60 | 125.7 | |
| Nueva Zelanda | | 191.7 | 16.1 |
| Polonia | 98.9 | 155.8 | 25.5 |
| Portugal | 128.2 | 242.4 | 35.7 |
| Reino Unido | 147.1 | 233.8 | 27.6 |
| República Checa | 104 | 192.3 | 32.7 |
| República Eslovaca | 146.8 | 182.2 | 30.5 |
| Suecia | 119.7 | 195.1 | 36.1 |
| Turquía | 105.8 | 105.8 | 28.7 |

Fuente. Tomado de *Energy Prices and Taxes for OECD Countries 2020*, por IEA, 2020 (https://www.oecd-ilibrary.org/energy/energy-prices-and-taxes-for-oecd-countries-2020_dbf6150b-en).

2.4. Situación macroeconómica y tendencias

De acuerdo con Burneo (2022), se esperaba que la economía global se desacelere, con un aumento del 2,9% en 2022, en comparación con un aumento del

6,1% en 2021. Esta caída puede atribuirse a una variedad de factores, incluido el impacto negativo de la guerra ruso-ucraniana, las presiones inflacionarias y las perturbaciones del mercado de valores (Burneo, 2022). Las previsiones de crecimiento de las economías avanzadas, como Estados Unidos (del 3,3% al 2,0%) y la eurozona (del 3,0% al 2,7%), se revisaron a la baja. Además, las proyecciones de crecimiento de las economías emergentes y en desarrollo, particularmente China, se han reducido como resultado de las políticas destinadas a frenar la propagación del COVID-19 y el deterioro del mercado inmobiliario (MEF, 2023). Sin embargo, ya habiendo superado estas situaciones que frenaban el mayor dinamismo de parte de china en el Perú y de recuperación de la demanda de productos de exportación y materias primas se tiene una tendencia al alza del crecimiento (MEF, 2024)

Se esperaba que el PBI mundial aumente un 3,0% entre 2023 y 2026 y que la actividad económica se normalice gradualmente y las presiones inflacionarias se disipen. También habrá un retiro gradual de las políticas monetaria y fiscal para promover el crecimiento de la productividad a largo plazo (MEF, 2023). Sin embargo, la proyección del 2025 al 2028 del PBI mundial mantendrá el crecimiento del 3.0%, estas proyecciones a diferencia de las del 2023-2026 que reflejan la complejidad y los desafíos que enfrentaba la economía global, marcados por eventos geopolíticos, factores inflacionarios y la necesidad de ajustes en las políticas monetarias y fiscales para mantener la estabilidad económica, están marcadas por la estabilización de la dinámica de la demanda interna asociado a la convergencia de la inflación hacia los rangos metas establecidos por los bancos centrales, la reducción de las tasas de política monetaria y la disipación de contextos de incertidumbre geopolítica (MEF, 2024).

Proyecciones en el entorno local sugieren factores que contrarrestarían los efectos negativos del año 2022 y sustentarían el crecimiento económico del país de desde el 2023 hasta el 2025 entre un 3.1% y 3.2% (MEF, 2023; MEF, 2024). Algunos de estos factores son los siguientes:

- Mayor ejecución en infraestructura por la aceleración de inversiones del Puerto de Chancay y del nuevo terminal de pasajeros del Aeropuerto Jorge Chávez, principalmente en el segundo semestre de 2024
- Nuevos proyectos mineros como Corani y Zafranal, el reinicio de proyectos de infraestructura como el Muelle Norte y la Autopista del Sol.
- Implementación de políticas para estimular el gasto público y privado: El objetivo es brindar a los inversionistas un entorno más seguro, que incentivará el gasto y la inversión en el país, como los proyectos APP (Asociaciones Públicos Privadas) adjudicados.
- La dinámica económica más importante afectada por la pandemia: sectores como el comercio, el alojamiento y restaurantes, el transporte y los servicios empresariales a la fecha han aumentado su actividad, gracias en parte a la paulatina disipación de las presiones inflacionarias y la liberación de los fondos de pensiones. Además, se implementarán medidas para impulsar la industria turística.

Se espera que estos factores, junto con la ejecución de inversiones en infraestructura gestionadas de años anteriores y la mejora progresiva del empleo y los ingresos de los hogares, se proyectan como impulsores clave del crecimiento económico en el periodo mencionado (MEF, 2024).

Entre 2024 y 2026, se prevé un crecimiento económico en el país con una tasa promedio del 3,3% (MEF, 2023). Las razones detrás de este crecimiento se explican por varios factores:

- a. Resiliencia de la demanda interna: Se espera que la demanda interna desempeñe un papel importante en el crecimiento económico, respaldada por la recuperación de la confianza de los inversores y la dinámica de la inversión privada.
- b. La principal dinámica de la inversión privada será la publicación del Plan Nacional de Infraestructura (PNIC), la ejecución de proyectos prioritarios en el marco de las Alianzas Público-Privadas (APP) y medidas para acelerar la inversión. Se espera un impulso en la inversión no minera.
- c. Recuperación e incremento de las inversiones mineras: Se espera una recuperación de las inversiones mineras, apoyada en la ejecución de proyectos ya concesionados y aprobados.
- d. Volumen creciente de exportaciones: Se proyecta un aumento en el volumen de exportaciones de productos tradicionales, especialmente vinculado a la oferta minera primaria, incluyendo la producción completa de cobre de grandes minas.
- e. Implementación de medidas para impulsar la competitividad y la productividad: Se implementarán medidas para mejorar la competitividad y la productividad del país, incluida la publicación del Plan Nacional de Competitividad y Productividad (PNCP).
- f. Facilitación y desestabilización de inversiones en infraestructura: Se implementarán medidas para facilitar, fortalecer y desestabilizar las

inversiones en infraestructura, simplificando procesos y mejorando la gestión de las alianzas público-privadas.

- g. Promoción de nuevos motores de crecimiento: Se promoverán nuevos motores de crecimiento a través de la iniciativa de reuniones ejecutivas, que buscarán abordar brechas de coordinación entre el sector público y privado.
- h. Admisión a la OCDE: La entrega de la hoja de ruta a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) en 2022 marca el inicio de un proceso de mediano plazo para impulsar políticas públicas en áreas como cerrar brechas sociales, optimizar la gobernanza pública, promover desarrollo económico sostenible, lucha contra la corrupción y protección del medio ambiente.

Estos elementos, cuando se combinan, brindan una perspectiva optimista para el crecimiento económico del país durante el período de tiempo especificado (MEF, 2023).

Tabla 6

Panorama local (1/ Incluye inventarios, 2/ De bienes y servicios no financieros)

| DEMANDA INTERNA Y PBI (Var. % real anual) | | | | | | | | |
|--|------------------------------|------|------|------|------|------|------|-----------------------|
| | Estructura % del PBI 2021 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | Promedio 2023-2026 |
| I. Demanda interna ¹ | 96.7 | 14.7 | 2.9 | 3.0 | 3.1 | 3.1 | 3.1 | 3.0 |
| 1. Gasto privado | 82.3 | 17.1 | 2.8 | 2.9 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 |
| a. Consumo privado | 61.8 | 11.7 | 3.7 | 3.1 | 3.1 | 3.1 | 3.1 | 3.1 |
| b. Inversión privada | 20.5 | 37.4 | 0.0 | 2.5 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 2.8 |
| 2. Gasto público | 17.5 | 14.0 | 3.5 | 2.4 | 3.3 | 2.9 | 2.9 | 2.9 |
| a. Consumo público | 12.9 | 10.6 | 1.8 | 1.6 | 1.9 | 1.2 | 1.2 | 1.5 |
| b. Inversión pública | 4.7 | 24.9 | 8.5 | 4.5 | 7.0 | 7.0 | 7.0 | 6.3 |
| II. Demanda externa neta | | | | | | | | |
| 1. Exportaciones ² | 29.4 | 13.7 | 4.8 | 6.9 | 5.7 | 5.1 | 4.1 | 5.5 |
| 2. Importaciones ² | 26.0 | 18.6 | 3.4 | 4.7 | 4.5 | 4.2 | 3.9 | 4.3 |
| III. PBI | 100.0 | 13.6 | 3.3 | 3.5 | 3.4 | 3.3 | 3.2 | 3.3 |

Fuente. Tomado de *Cuadros Estadísticos IAPM 2023 al 2026*, por MEF, 2022

([https://www.mef.gob.pe/es/?option=com_content&language=es-](https://www.mef.gob.pe/es/?option=com_content&language=es-ES&Itemid=100869&lang=es-ES&view=article&id=3731)

[ES&Itemid=100869&lang=es-ES&view=article&id=3731](https://www.mef.gob.pe/es/?option=com_content&language=es-ES&Itemid=100869&lang=es-ES&view=article&id=3731)).

Tabla 7

Panorama local (1/ No considera derechos de importación y otros impuestos, Fuente: BCRP, Proyecciones MEF).

| PRODUCTO BRUTO INTERNO POR SECTORES | | | | | | | | |
|-------------------------------------|-----------------------|-------------|-------------|------------|------------|------------|------------|------------------------|
| (Var. % real anual) | | | | | | | | |
| | Peso año base 2007 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | Promedio 2023 -2026 |
| Agropecuario | 6.0 | 4.5 | 2.8 | 2.5 | 3.8 | 3.8 | 3.8 | 3.5 |
| Agrícola | 3.8 | 6.1 | 3.1 | 2.6 | 4.1 | 4.1 | 4.1 | 3.8 |
| Pecuario | 2.2 | 2.0 | 2.3 | 2.5 | 3.2 | 3.2 | 3.2 | 3.0 |
| Pesca | 0.7 | 9.9 | -7.8 | 2.0 | 1.6 | 2.0 | 2.0 | 1.9 |
| Minería e hidrocarburos | 14.4 | 8.1 | 2.8 | 6.8 | 4.0 | 2.1 | 2.1 | 3.8 |
| Minería metálica | 12.1 | 10.5 | 1.7 | 7.2 | 4.5 | 2.5 | 2.5 | 4.2 |
| Hidrocarburos | 2.2 | -4.6 | 10.2 | 4.5 | 1.0 | 0.0 | 0.0 | 1.4 |
| Manufactura | 16.5 | 18.6 | 2.7 | 3.6 | 2.9 | 2.9 | 2.9 | 3.1 |
| Primaria | 4.1 | 3.2 | 0.5 | 8.4 | 3.0 | 2.7 | 2.7 | 4.2 |
| No primaria | 12.4 | 25.2 | 3.5 | 2.0 | 2.9 | 2.9 | 2.9 | 2.7 |
| Electricidad y agua | 1.7 | 8.5 | 3.2 | 3.5 | 3.4 | 3.3 | 3.2 | 3.4 |
| Construcción | 5.1 | 34.5 | 1.2 | 2.3 | 3.5 | 3.5 | 3.5 | 3.2 |
| Comercio | 10.2 | 17.8 | 2.9 | 2.7 | 2.6 | 2.6 | 2.6 | 2.6 |
| Servicios | 37.1 | 10.4 | 3.8 | 3.5 | 3.5 | 3.5 | 3.4 | 3.5 |
| PBI | 100.0 | 13.6 | 3.3 | 3.5 | 3.4 | 3.3 | 3.2 | 3.3 |
| PBI primario | 25.2 | 6.3 | 2.2 | 5.7 | 3.7 | 2.7 | 2.7 | 3.7 |
| PBI no primario¹ | 66.5 | 15.3 | 3.4 | 3.1 | 3.3 | 3.3 | 3.2 | 3.2 |

Fuente. Tomado de *Cuadros Estadísticos IAPM 2023 al 2026*, por MEF, 2022

(https://www.mef.gob.pe/es/?option=com_content&language=es-ES&Itemid=100869&lang=es-ES&view=article&id=3731).

Las limitaciones macroeconómicas descritas tanto a nivel global como local tienen implicaciones significativas para el desarrollo de proyectos y políticas en varias partes del mundo (MEF, 2023; MEF, 2024). Algunos de los impactos observados se detallan aquí:

- a. Vulnerabilidad del sector energético debido a conflictos geopolíticos: El conflicto entre Rusia y Ucrania ha puesto de relieve la vulnerabilidad de la industria energética, particularmente en Europa, que depende en gran medida del suministro ruso de petróleo y gas. Esta catástrofe ha llevado a la Unión Europea

- a acelerar la transición hacia fuentes de energía renovables para reducir la dependencia y proporcionar un suministro más sostenible y autónomo.
- b. **Objetivos de Desarrollo Global (ODS):** Los Objetivos de Desarrollo Global (ODS) de las Naciones Unidas son esenciales para guiar las políticas y acciones globales. En particular, el ODS 7 (Energía Asequible y No Contaminante) y el ODS 13 (Acción por el Clima) son críticos para abordar los desafíos energéticos y del cambio climático. Los compromisos de los países, como las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC) derivadas del Acuerdo de París, también tienen un impacto en las políticas nacionales y regionales, aun cuando se están presentando escenarios de eventos climáticos adversos.
- c. **Intensificación de conflictos y tensiones geopolíticas, incertidumbre por contexto de elecciones presidenciales, persistencia de inflación y continuidad de altas tasas de interés, desequilibrios de estabilidad macro fiscal sumado con la corrupción y la gobernanza ineficaz también contribuyen a las crisis de los países.**

La Hoja de Ruta para la Transición Energética en Perú, alineada con el Acuerdo de París y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), establece una serie de acciones críticas para avanzar hacia un paradigma energético más sostenible y libre de emisiones.

Los principales puntos del mapa de ruta se detallan a continuación (Deloitte, 2021):

1. **Fomento de la eficiencia energética y electrificación:**
 - **Eficiencia Energética:** Se busca mejorar la eficiencia en el uso de la energía a través de tecnologías más eficientes y prácticas de consumo responsable.

- Electrificación de Usos Finales: Se impulsa la electrificación de sectores como el transporte y la calefacción, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y promoviendo fuentes de energía más limpias.
2. Digitalización de Redes: Se apunta a la digitalización de las redes eléctricas para mejorar la gestión y la eficiencia en la distribución de energía. La tecnología digital puede facilitar la integración de fuentes de energía renovable y mejorar la respuesta a la demanda.
 3. Cambio a Fuentes Primarias de Energía Libres de Emisiones: Se promueve la transición hacia fuentes de energía primaria que no generen emisiones de gases de efecto invernadero. Esto implica una mayor participación de energías renovables como la solar, eólica, hidroeléctrica, entre otras.
 4. Matriz Eléctrica Verde: El objetivo es lograr que la matriz eléctrica del país sea predominantemente verde, es decir, basada en fuentes de energía renovable y libre de emisiones significativas de carbono.
 5. Incentivo a Modos de Producción y Consumo Sustentable: Se fomenta la adopción de prácticas sostenibles en la producción y el consumo de energía. Esto puede incluir incentivos para la adopción de tecnologías limpias, la implementación de políticas de producción sostenible y la concientización sobre prácticas responsables.

El uso de estos elementos da como resultado la creación de dos escenarios:

"Mayor Ambición" y "Desarrollo Verde". El objetivo del escenario de "Desarrollo Verde" es lograr la neutralidad de carbono para 2050. Esto significa que las emisiones de gases de efecto invernadero del país han sido compensadas por medidas de mitigación como la reforestación y la captura de carbono, lo que no resulta en un aumento neto de las emisiones.

Este enfoque refleja el compromiso del país con el desarrollo sostenible y responde a la necesidad mundial de abordar el cambio climático y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero tal como se muestra en la Tabla 8.

Tabla 8

Principales Indicadores del modelo energético en el Perú

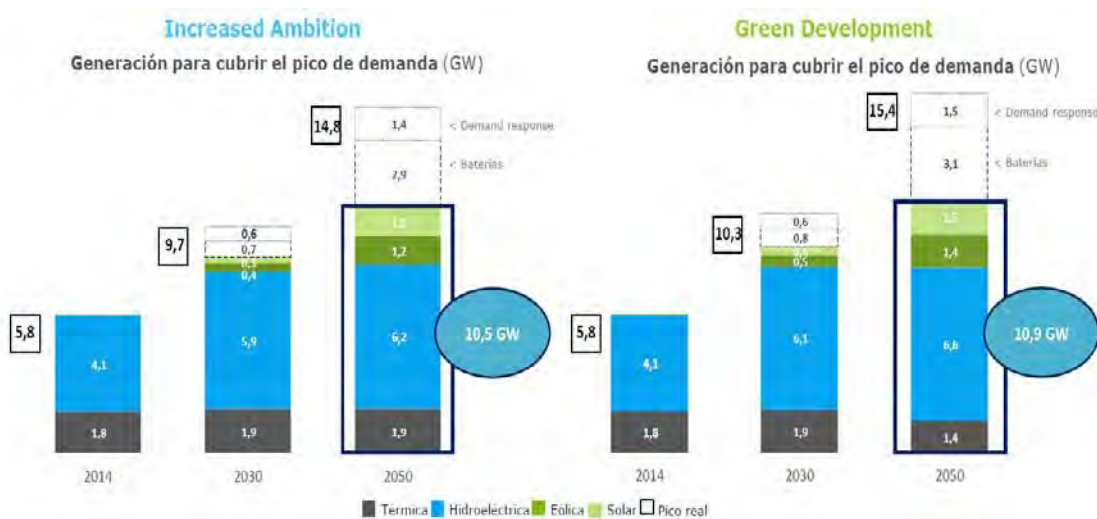
| | 2014 | Increased Ambition | | Green Development | |
|---|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|--------------|
| | | 2030 | 2050 | 2030 | 2050 |
| Emisiones per cápita | 5,46 tCO ₂ e | 6,00 tCO ₂ e | 5,04 tCO ₂ e | 4,05 tCO ₂ e | - |
| Emisiones por Mill. USD del PBI | 831,53 tCO ₂ e | 538,03 tCO ₂ e | 221,11 tCO ₂ e | 363,05 tCO ₂ e | - |
| Intensidad energética per cápita | 0,57 tep | 0,60 tep | 0,54 tep | 0,52 tep | 0,37 tep |
| Intensidad energética por Mill. USD del PBI | 86,15 tep | 53,46 tep | 23,72 tep | 47,02 tep | 16,30 tep |
| % Electrificación de usos finales | 20% | 27% | 41% | 32% | 62% |
| % Capacidad Instalada de energías renovables (sin hidro/ con hidro) | 3% / 55% | 28% / 72% | 52% / 82% | 32% / 75% | 58% / 88% |
| Generación de ERNC | 0,72 TWh | 11,90 TWh | 46,09 TWh | 15,68 TWh | 55,28 TWh |
| Market Share EV | 0% | 10% | 32% | 25% | 80% |
| Autos eléctricos (Millones) | 0 | 0,4 | 2,1 | 0,9 | 5,4 |

Fuente. Tomado de *Hoja de ruta de Transición Energética hacia un Perú sin emisiones 2030-2050*; por Deloitte, 2021 (<https://www.spr.pe/wp-content/uploads/2021/12/Deloitte-Hoja-de-ruta-de-Transicion-Energetica-en-Peru.pdf>).

En cuanto al sector eléctrico del país, las principales variables a considerar para desarrollar una estrategia adecuada al 2050 son la demanda máxima de energía (ver Figura 32), la capacidad energética de la red (ver Figura 33) y el consumo eléctrico (ver Figura 34).

Figura 32

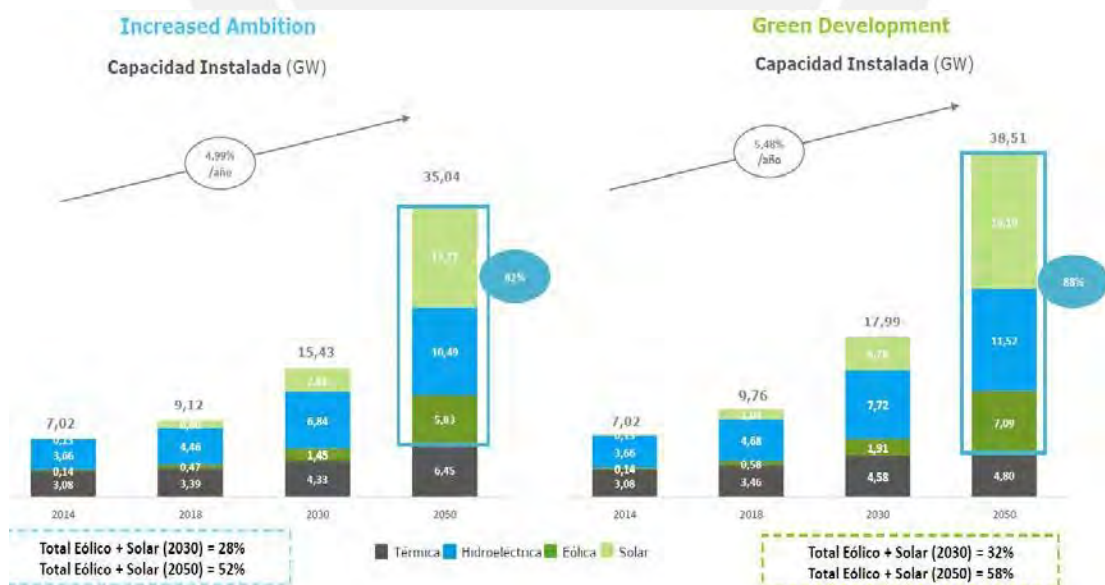
Demanda eléctrica de potencia en el Perú



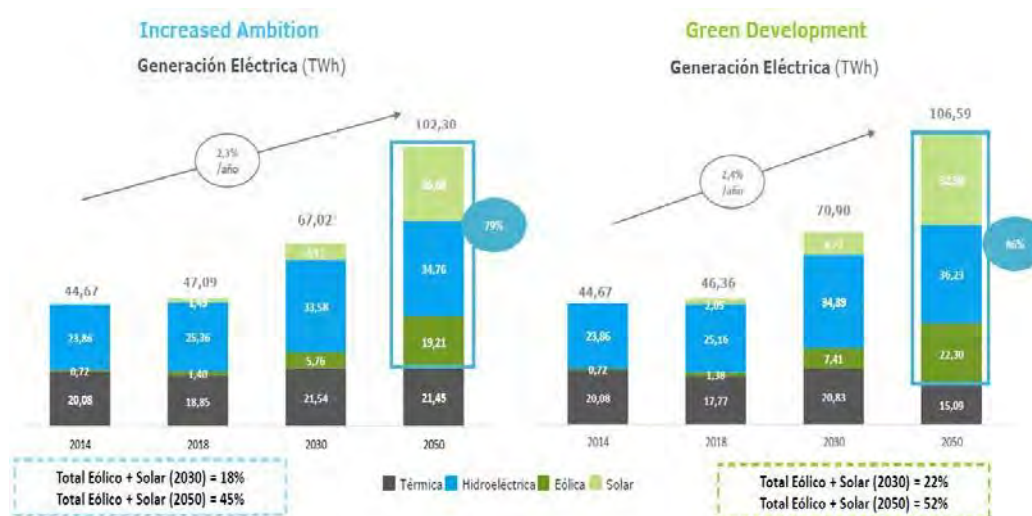
Fuente. Tomado de *Hoja de ruta de Transición Energética hacia un Perú sin emisiones 2030-2050*; por Deloitte, 2021 (<https://www.spr.pe/wp-content/uploads/2021/12/Deloitte-Hoja-de-ruta-de-Transicion-Energetica-en-Peru.pdf>).

Figura 33

Capacidad de Matriz Energética



Fuente. Tomado de *Hoja de ruta de Transición Energética hacia un Perú sin emisiones 2030-2050*; por Deloitte, 2021 (<https://www.spr.pe/wp-content/uploads/2021/12/Deloitte-Hoja-de-ruta-de-Transicion-Energetica-en-Peru.pdf>).

Figura 34*Generación Eléctrica en el Perú*

Fuente. Tomado de *Hoja de ruta de Transición Energética hacia un Perú sin emisiones 2030-2050*; por Deloitte, 2021 (<https://www.spr.pe/wp-content/uploads/2021/12/Deloitte-Hoja-de-ruta-de-Transicion-Energetica-en-Peru.pdf>).

En la actualidad, la electromovilidad en el contexto de ciudades inteligentes está experimentando un crecimiento significativo a nivel mundial. Se están examinando tendencias, desafíos y oportunidades desde diversas perspectivas para implementar vehículos eléctricos de manera efectiva en áreas urbanas. Este enfoque integral abarca los sistemas de transporte de la ciudad, considerando tanto las tecnologías de vehículos más recientes como la infraestructura de transporte y redes, con el objetivo de reducir progresivamente la dependencia de vehículos con motores de combustión interna. Este cambio busca abordar la contribución sustancial del sector de transporte a las emisiones, destacando la importancia de la electromovilidad en la reducción de dichos impactos ambientales (IEA, 2024a).

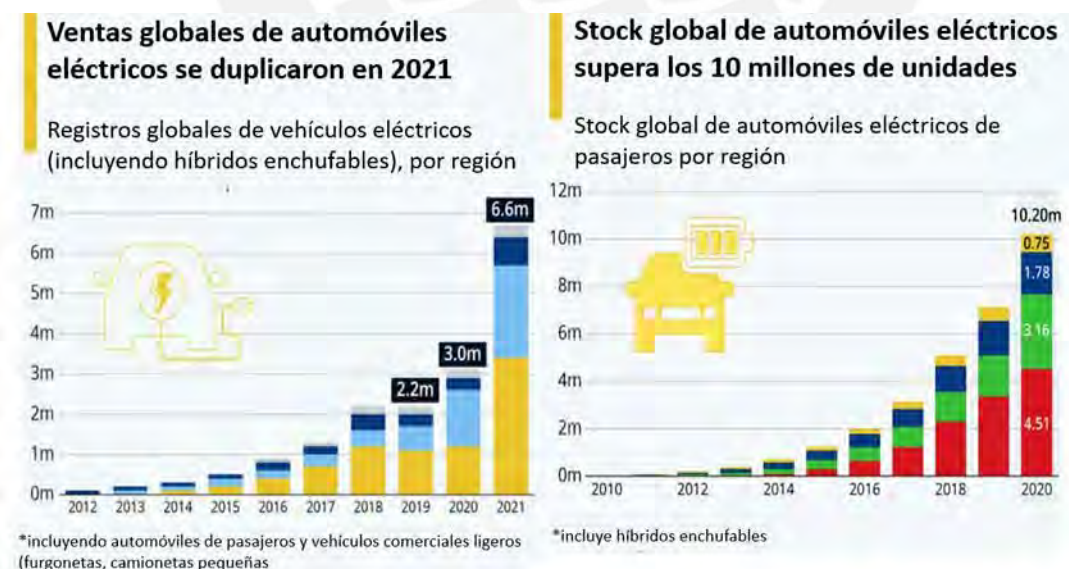
El despliegue de vehículos eléctricos no solo tiene implicaciones medioambientales, sino que también genera impactos sociales y políticos significativos. En el ámbito social, se espera que la adopción de la electromovilidad contribuya a la

mitigación del cambio climático al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas con el transporte sobre todo en América Latina con la alta brecha de renovación de parque automotor (PNUMA, 2019). Además, esta transición hacia vehículos eléctricos forma parte de un movimiento hacia una economía basada en energías renovables, promoviendo el uso sostenible de recursos y la disminución de la dependencia de combustibles fósiles.

Desde una perspectiva política, la introducción de políticas y regulaciones que respalden la electromovilidad se vuelve esencial. Estas medidas pueden incluir incentivos gubernamentales, inversiones en infraestructura de carga y el establecimiento de normativas que impulsen la adopción de vehículos eléctricos. En este contexto, el despliegue de vehículos eléctricos (ver Figura 35) se convierte en un componente clave de las estrategias para abordar el cambio climático y avanzar hacia una economía más sostenible y basada en energías limpias (ADSE, 2018; IEA, 2024a).

Figura 35

Estadísticas de Vehículos Eléctricos

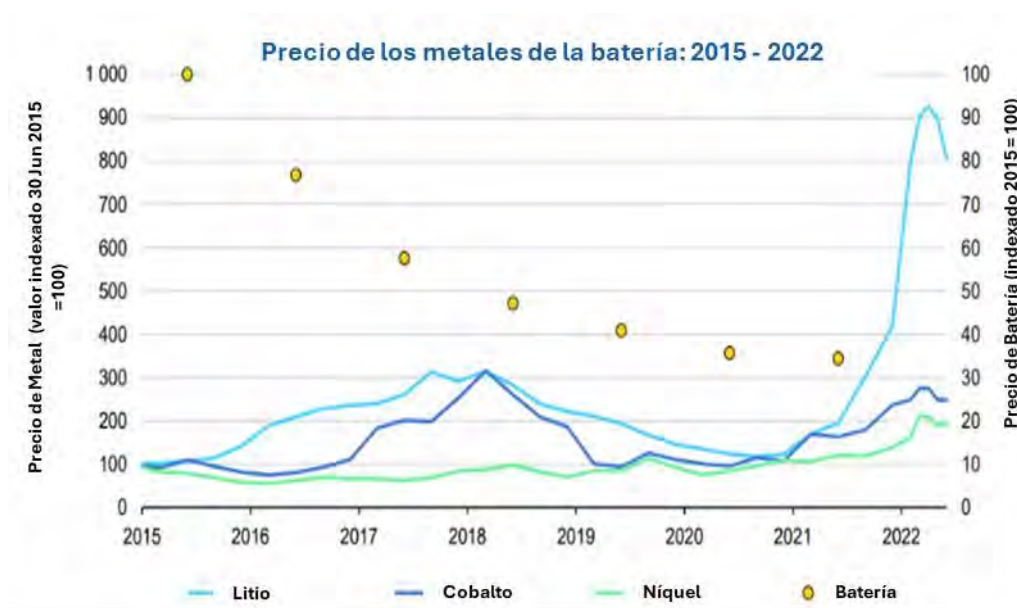


Fuente. Adaptado de *Global EV Outlook 2022: Securing supplies for an electric future*, por IEA, 2022 (<https://iea.blob.core.windows.net/assets/ad8fb04c-4f75-42fc-973a-6e54c8a4449a/GlobalElectricVehicleOutlook2022.pdf>).

El tema de la electromovilidad se hace viable debido al crecimiento de la fabricación y la disminución del costo de baterías de vehículos eléctricos (ver Figura 36).

Figura 36

Costo de los metales usados en la batería para EVs y precio de venta de la batería EVs

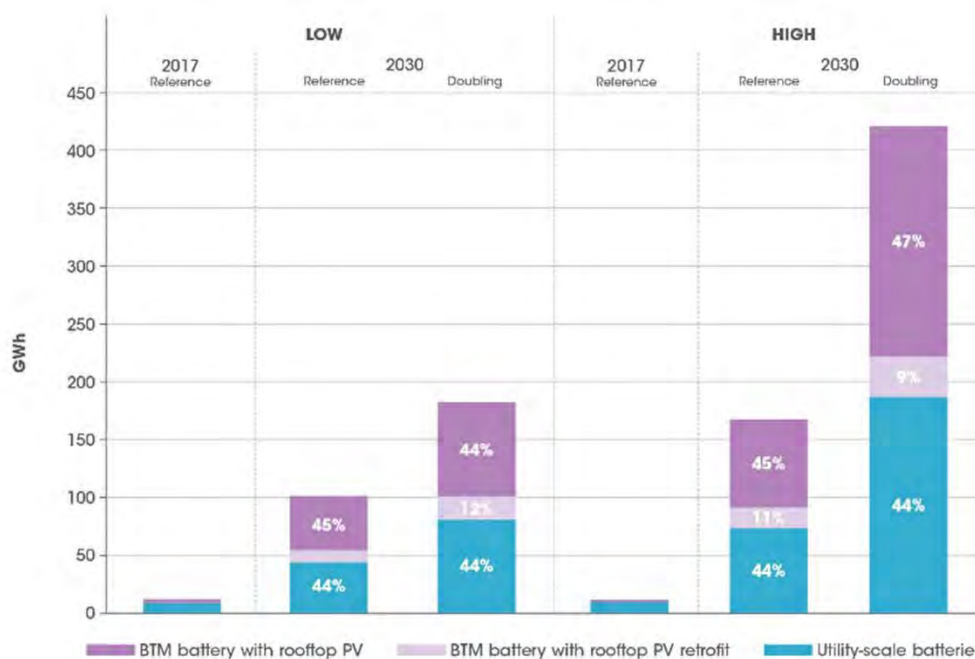


Fuente. Adaptado de *Global EV Outlook 2022: Securing supplies for an electric future*, por IEA, 2022 (<https://iea.blob.core.windows.net/assets/ad8fb04c-4f75-42fc-973a-6e54c8a4449a/GlobalElectricVehicleOutlook2022.pdf>).

Por otro lado, las tecnologías de almacenamiento en baterías están surgiendo como soluciones críticas para integrar fuentes de energía renovables de alta eficiencia, como la solar y la eólica (ver Figura 37), en los sistemas energéticos globales por lo que su uso va en crecimiento anualmente (IRENA, 2019b). Un análisis completado recientemente por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) destaca cómo las tecnologías de almacenamiento de electricidad pueden aplicarse en una variedad de áreas dentro del sector eléctrico. Estas aplicaciones van desde movilidad eléctrica e instalaciones de respaldo hasta aplicaciones a gran escala dirigidas a servicios públicos.

Figura 37

Crecimiento de la capacidad energética del almacenamiento en baterías estacionarias, 2017-2030 (IRENA)



Nota. La figura muestra la comparación del crecimiento de la capacidad energética del almacenamiento en baterías estacionarias en dos escenarios bajo y alto. Tomado de

Behind-the-meter Batteries: Innovation landscape Brief, por IRENA, 2019b

(<https://www.irena.org/>-

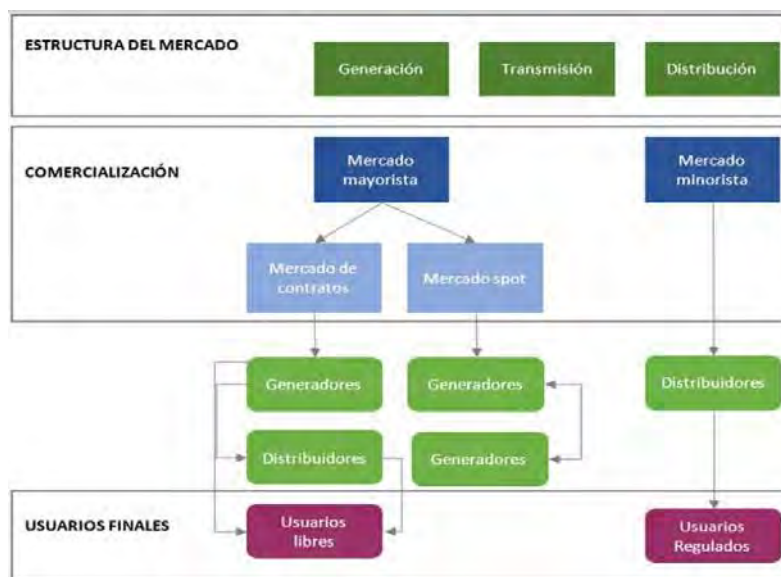
[/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_BTMBatteries_2019.pdf](https://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_BTMBatteries_2019.pdf))

Capítulo III: Análisis del Mercado

Dado que el enfoque está en la generación de energía eléctrica en el Perú utilizando fuentes de energía renovables no convencionales, limitaremos el análisis de la industria al mercado interno y no abordaremos el mercado internacional. Es vital recordar que, a diferencia del petróleo y el gas, la electricidad no es un recurso energético fácilmente transportable a largas distancias (Mulder, 2021). La electricidad sufre pérdidas importantes en la transmisión a larga distancia, lo que limita su viabilidad para exportar o importar, con excepción de los intercambios con países a lo largo de la frontera del Golfo Pérsico (Weber et al., 2022; Castro, 2022).

3.1. Descripción del mercado o industria en el Perú

El mercado eléctrico peruano se estructura en tres grandes actividades: generación, transmisión y distribución. La generación eléctrica implica convertir muchos tipos de energía (térmica, mecánica y eléctrica, entre otras) en energía eléctrica mediante el funcionamiento de centrales eléctricas. La transmisión eléctrica transporta electricidad desde las centrales eléctricas hasta los centros de consumo o puntos de distribución, y la distribución eléctrica transporta electricidad desde el sistema de transmisión hasta cada usuario final del servicio. Estas actividades son críticas para el funcionamiento del sistema eléctrico (OSINERGMIN, 2016). En la Figura 38 se muestra la estructura del mercado eléctrico peruano.

Figura 38*Estructura del Mercado Eléctrico Peruano*

Fuente. Tomado de “El Mercado Eléctrico Peruano, un breve repaso de su estructura”, por Boza, 2022, *Artículo en Energía y Electricidad de Fri-esan*. Universidad ESAN. (<https://fri.com.pe/blog/content/el-mercado-electrico-peruano-un-breve-repaso-de-su-estructura>).

En la década de 1990, se implementaron reformas estructurales en el mercado eléctrico del Perú, pasando de un monopolio estatal verticalmente integrado a una desagregación de actividades productivas (generación, distribución y transmisión) para introducir competencia. La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), promulgada a finales de 1992, estableció la desintegración del sector y fomentó la competencia directa siempre que fue posible (Sánchez, 2016).

La LCE abrió la puerta a la competencia en generación al establecer un importante mercado de energía eléctrica administrado por el COES-SINAC. Este importante mercado, a veces conocido como el "Pool", está compuesto por todos los generadores del Sistema Eléctrico de Interconexión Nacional (SEIN). El COES-SINAC, que actúa como operador del sistema y mercado, coordina las operaciones de corto,

mediano y largo plazo del SEIN, garantizando el menor costo, la seguridad del sistema y el uso óptimo de los recursos energéticos. Además, dirige el Mercado Corto Plazo (Ruiz y Mimbela, 2021).

En el mundo de la demanda eléctrica existen dos tipos de clientes: los clientes regulados y los clientes no regulados. Los usuarios regulados son aquellos cuya demanda es igual o inferior a 200 kW y que se encuentran dentro de un área de distribución específica. Estos clientes reciben servicio a un precio fijo fijado por el regulador Osinergmin y no tienen opción de negociar términos contractuales con sus proveedores de energía (Balarezo et al., 2014).

Por otro lado, de acuerdo con el Decreto Supremo N° 022-2009-EM (2009) los usuarios libres superan el límite de consumo de 200 kW y tienen la posibilidad de negociar libremente los precios de la energía o potencia con generadores o distribuidores. La clasificación de los usuarios libres se basa en los rangos máximos de demanda establecidos por el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad:

- Usuarios con demanda máxima inferior a 200 kW: Usuarios Regulados.
- Los usuarios con demanda máxima entre 200 kW y 2500 kW pueden elegir entre convertirse en Usuarios Regulados o Usuarios Libre.
- Usuarios con un consumo máximo de 2500 kW: Usuarios Libres.
- Además, los usuarios libres cuya demanda máxima supere los 10 MW se consideran grandes usuarios y deben afiliarse al COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional).

En el mercado eléctrico peruano, los usuarios regulados y los usuarios libres participan en dos modelos de comercialización distintos: el mercado minorista y el mercado mayorista (Boza, 2022).

1. Mercado Minorista (Regulado):

- Este mercado está compuesto por los Usuarios Regulados y sus respectivos distribuidores.
- En este esquema, los Usuarios Regulados reciben el servicio a un precio regulado establecido por el regulador Osinergmin. La relación se establece entre el usuario y su distribuidor.

2. Mercado Mayorista (libre competencia):

- Este mercado involucra a los Usuarios Libres y los generadores o distribuidores que les suministran electricidad.
- En el mercado mayorista, se llevan a cabo transacciones bilaterales de compra de energía y potencia entre Usuarios Libres y generadores o distribuidores.
- Las transacciones se basan en los Costos Marginales y dan origen al mercado spot de energía, también conocido como mercado de corto plazo.

Ambos mercados, minorista y mayorista, operan en un sistema de piscina, en el que toda la energía generada por los generadores se envía a la piscina. El COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional) juega un papel importante en la organización de estos mercados. Coordina la operación del sistema eléctrico a corto, mediano y largo plazo, asegurando el suministro eficiente y seguro, así como la planificación del desarrollo de transmisión del sistema.

Dentro del mercado mayorista, se distinguen dos componentes (Okumura, 2015):

- Mercado Spot o Mercado de Corto Plazo:
 - Participan solo generadores.

- Las operaciones se rigen por el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad.
- Las transacciones son compraventas de energía que se suministran durante intervalos de tiempo específicos.
- Mercado de Contratos:
 - Participan generadores y distribuidores.
 - Los contratos de suministro eléctrico son acuerdos financieros, en los cuales el generador se compromete a suministrar al cliente una cierta cantidad de energía asociada a la potencia contratada, a un determinado precio.
 - Los contratos son de mediano y largo plazo al precio fijado.

Es fundamental destacar que las transacciones en el mercado spot remuneran a los generadores efectivamente despachados, independientemente de los contratos que los consumidores puedan tener con otras empresas de generación (Vargas, 2020).

Los contratos se establecen en el mercado para acuerdos bilaterales de suministro entre generadores y distribuidores, así como entre generadores. Por su poder de negociación y alto nivel de consumo, los usuarios libres también participan en estos contratos. Estos usuarios tienen la opción de contratar directamente con generadores o distribuidores, seleccionando aquellos que brinden mejores condiciones. Estas transacciones tienen lugar en el mercado libre, donde los generadores compiten entre sí y con los distribuidores para brindar servicios a los usuarios libres.

El foco en el sector eléctrico comenzó a cambiar con la aprobación de la Ley de Generación Eficiente, que estableció la subcontratación como el mecanismo principal para resolver los contratos de suministro eléctrico (Dirección General de Electricidad, 2019). Posteriormente, el Decreto Legislativo N° 1002, que regula la promoción de

inversiones en generación de energía renovable, promovió los recursos energéticos renovables (RER) como una necesidad pública y una cuestión de interés nacional (Decreto Legislativo N° 1002, 2008).

Según el OSINERGMIN (2022), la energía producida durante el año 2022 fue de 56.084,20 GWh, y la demanda máxima fue de 7.467,45 MW, como se muestra en la Figura 39.

Figura 39

Energía Producida y Potencia Máxima en el SEIN durante el 2022 (COES)



Fuente. Tomado de *Información técnica de proyectos de centrales de generación de energía eléctrica no convencional con estudios de pre operatividad aprobados por el COES*, por OSINERGMIN, 2022

(<https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/proyectos/publicaciones>).

De la misma forma haciendo uso de los datos publicados por el Ministerio de Energía y Minas [MINEM] (2023) se obtiene la cantidad de producción de energía eléctrica nacional por Zona del País del año 2022, la cual se puede observar en la Figura 40, siendo la agrupación de los departamentos por zona lo indicado en la Figura 41.

Figura 40*Agrupación por departamento*

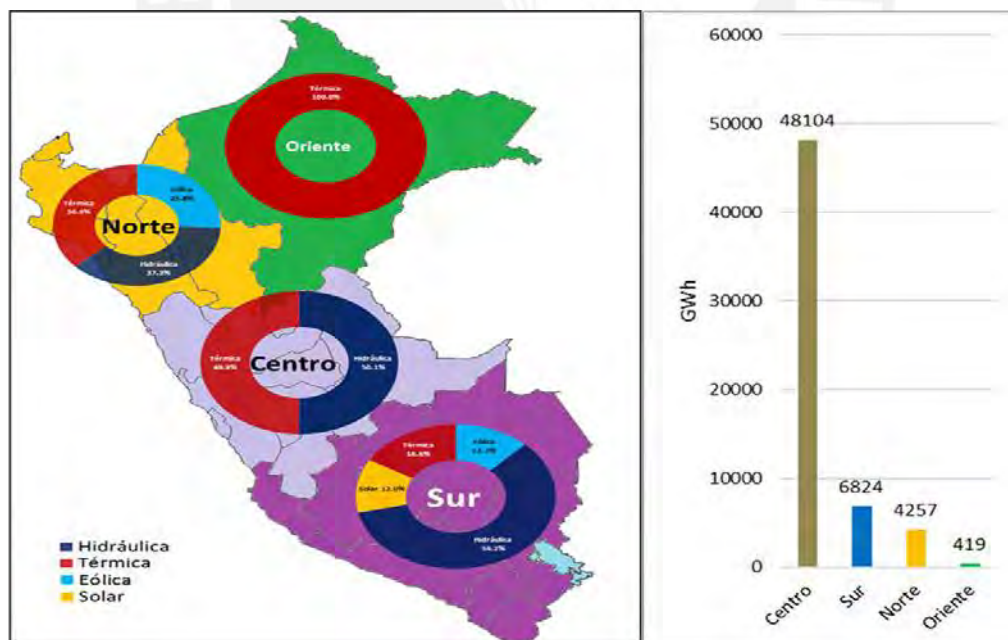
| Zona | Departamento |
|-------|--------------|
| Norte | AMAZONAS |
| Norte | CAJAMARCA |
| Norte | LA LIBERTAD |
| Norte | LAMBAYEQUE |
| Norte | PIURA |
| Norte | SAN MARTÍN |
| Norte | TUMBES |

| Zona | Departamento |
|--------|--------------|
| Centro | ANCASH |
| Centro | HUANCAVELICA |
| Centro | HUANUCO |
| Centro | JUNIN |
| Centro | LIMA |
| Centro | PASCO |
| Centro | UCAYALI |

| Zona | Departamento |
|------|---------------|
| Sur | APURIMAC |
| Sur | AREQUIPA |
| Sur | AYACUCHO |
| Sur | CUSCO |
| Sur | ICA |
| Sur | MADRE DE DIOS |
| Sur | MOQUEGUA |
| Sur | PUNO |
| Sur | TACNA |

| Zona | Departamento |
|---------|--------------|
| Oriente | LORETO |

Nota. La figura representa la agrupación por departamento. Adaptado de *Principales indicadores del sector eléctrico a nivel nacional Enero*, por MINEM, 2023 (<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5270592/4737231-2-cifras-preliminares-del-sector-electrico-diciembre-2022a.pdf?v=1697140197>).

Figura 41*Generación Eléctrica por Zona en el 2022*

Fuente. Tomado de *Principales indicadores del sector eléctrico a nivel nacional Enero*, por MINEM, 2023 (<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5270592/4737231-2-cifras-preliminares-del-sector-electrico-diciembre-2022a.pdf?v=1697140197>).

3.2. Definición del producto

Según la teoría económica de los bienes públicos, la electricidad se clasifica como un bien privado porque su uso reduce la disponibilidad de energía para otros consumidores (rivalidad) y es económicamente viable restringir el acceso a quienes no han contribuido a su suministro (exclusión). A pesar de ser un bien homogéneo con un suministro consistente y confiable, la electricidad tiene limitaciones técnicas relacionadas con el alcance de la infraestructura de la red eléctrica, lo que la transforma en un producto local y complica el comercio transfronterizo (OSINERGMIN, 2016).

Desde el punto de vista del derecho administrativo, la energía eléctrica es considerada un servicio público ya que los beneficios de su uso, como calefacción, iluminación y refrigeración, aseguran un nivel de vida que permite el desarrollo de capacidades menores (De la Cruz y García, 2003). Como resultado, es fundamental garantizar que este servicio se proporcione de manera eficiente, sostenible y asequible.

La energía eléctrica en el Perú se produce a través de plantas generadoras eléctricas, y algunas de sus características principales incluyen (OSINERGMIN, 2016):

- Es considerada una fuente de energía secundaria.
- No es viable almacenarla a gran escala a costos razonables.
- Presenta dificultades para ser transportada a largas distancias debido a las pérdidas en el transporte.
- Su utilidad radica en que sirve como fuente de energía para equipos eléctricos, generando demanda de otros agentes económicos como industrias, hogares y gobierno.
- La capacidad instalada en la industria eléctrica es el total de las capacidades de generación reales de una central eléctrica. Por otro lado, la demanda

máxima cuantifica la demanda máxima en un período de tiempo determinado.

- La reserva de energía es la diferencia entre la potencia instalada y la demanda máxima para un período de tiempo determinado, mientras que el margen de reserva se determina dividiendo la reserva de energía entre la demanda máxima.

3.3. Política de precios

El Precio a Nivel Generación, establecido en el artículo 29 de la Ley N° 28832, se aplica a los consumidores finales de electricidad del Sistema Nacional de Interconexión Eléctrica (SEIN), quienes están sujetos a una regulación de precios en función de la cantidad de energía o potencia consumida. Este precio se calcula como el promedio de los precios de los contratos sin licitación y los contratos con licitación. Además, se implementó un mecanismo de compensación entre los usuarios regulados por el SEIN para asegurar que el Precio a Nivel Generación sea único, excluyendo pérdidas y congestión del sistema de transmisión (Dirección General de Electricidad, 2019).

La reglamentación de esta ley se llevó a cabo mediante el Supremo Decreto N° 019-2007-EM, que aprobó el Reglamento del Mecanismo de Compensación del SEIN. En este sentido, el Osinergmin tuvo la tarea de aprobar los procedimientos para el cálculo del Precio a Nivel Generación y determinar el programa de transferencia del mecanismo de compensación entre empresas aportantes y receptoras.

De acuerdo con la Resolución N° 084-2018-OS/CD (2018) se aprobó la Norma “Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios” (“TUO del PNG”). Según este párrafo, el Precio a Nivel Generación (PNG) se calcula trimestralmente y las transferencias entre proveedores y receptores se determinan

mensualmente a través de comunicaciones del Osinergmin. Si algún superávit no está cubierto por estas transferencias, el Precio a Nivel de Generación se actualiza en el siguiente trimestre para contabilizar las diferencias. Los cálculos de las transferencias correspondientes a los saldos ejecutados en el trimestre se comunican oficialmente en el uso del número 4.2 del Texto Único Ordenado (TUO) del PNG.

Las tarifas actuales fueron establecidas mediante Resolución N° 067-2021-OS/CD (2021), que estableció que las tarifas máximas para determinar las nuevas tarifas aplicables a las distribuidoras del SEIN se calcularían con base en el Precio a Nivel de Generación, de conformidad con el artículo 29 de la Ley N° 28832 y artículo 63 del Decreto Ley N° 25844.

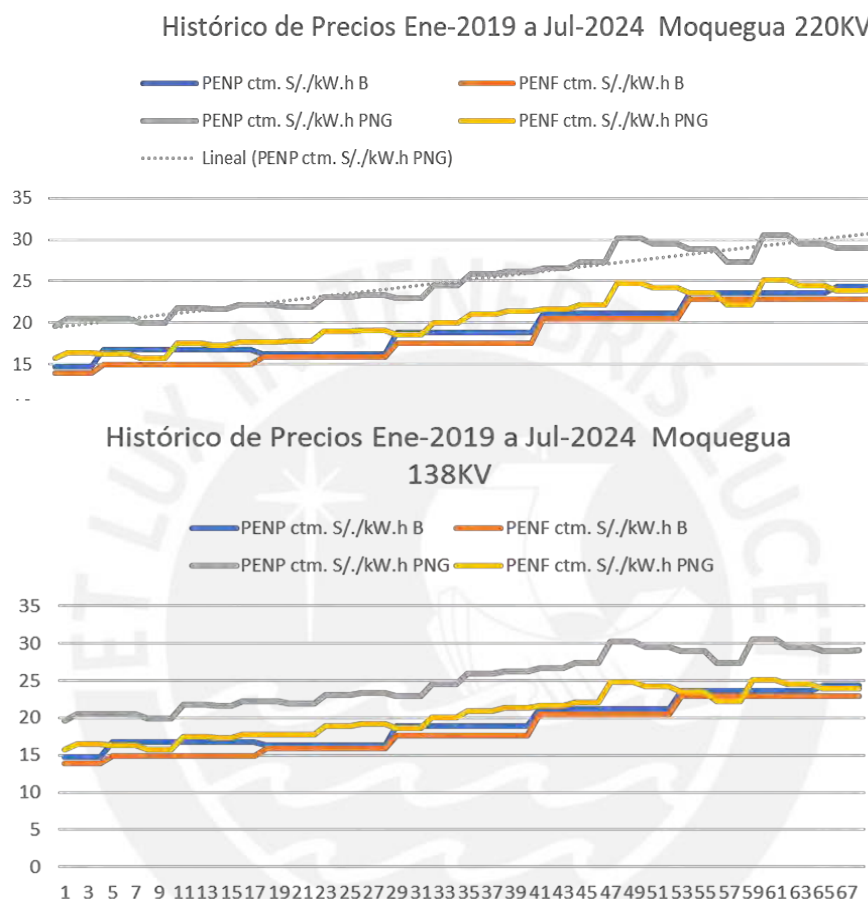
La Resolución N° 225-2021-OS/CD (2021) calculó el Precio a Nivel de Generación en las Subestaciones Base para el trimestre noviembre 2021-enero 2022. De conformidad con esta resolución, se aprobó y publicó el Precio a Nivel de Generación para el siguiente trimestre (febrero – abril 2022). Los cálculos, conceptos a examinar y estado de las transferencias fueron sustentados en el Informe Técnico N° 050-2022-GRT y el Informe Legal N° 049-2022-GRT de la Agencia de Regulación Tarifaria.

Esta acción se llevó a cabo de conformidad con el Reglamento del Mecanismo de Compensación a Usuarios Regulados del SEIN, que establece un marco regulatorio para la determinación de precios y compensaciones en el sector eléctrico, lo cual se realiza periódicamente. En la Figura 42 se muestra el histórico de precios de energía en generación a nivel de la región Moquegua en Perú, que considera sus plantas generadoras, siendo PENP B: Precio en Barra a Nivel Generación de la Energía en Horas de Punta y PENF B: Precio en Barra a Nivel Generación de la Energía en Horas Fuera de Punta que se actualiza anualmente, y por otro lado PENP PNG: Precio PNG a

Nivel Generación de la Energía en Horas de Punta y PENF PNG : Precio PNG a Nivel Generación de la Energía en Horas Fuera de Punta que se actualiza trimestralmente.

Figura 42

Histórico de Precios de energía en generación en SEIN - Moquegua



Fuente. Adaptado de *Pliego Tarifario* [El PNG es calculado como el promedio ponderado de los precios de los Contratos sin Licitación y los de Contratos resultantes de las Licitaciones, es decir contiene la tarifa o precio en Barra que se obtiene haciendo uso de los costos marginales esperados], por OSINERGMIN, 2024.

3.4. Perfil de mercado

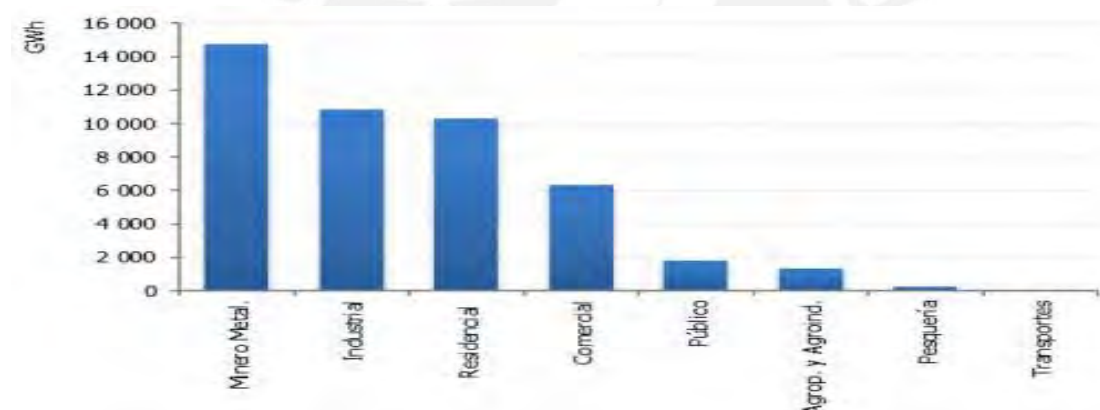
El Informe Balance Energético 2020, publicado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), destaca la participación energética de diversos sectores en el uso de energía eléctrica en el Perú. Los sectores más activos en términos de uso y participación de energía eléctrica son los siguientes (MINEM, 2020):

- Sector comercial y público: representa el 17,8% del uso total de energía eléctrica.
- El sector residencial representa el 22,5% del consumo eléctrico total.
- El sector industrial representa el 23,7% del consumo total de electricidad.
- Sector Metalúrgico: Es el sector consumidor más activo, representando el 32,3% del consumo total de energía eléctrica.

Según la información proporcionada en las Figuras 43 y 44, estos cuatro sectores representan alrededor del 96,3% del consumo total de energía eléctrica en el país. Además, la Figura 45 muestra los flujos de energía en Perú durante el año 2020.

Figura 43

Sectores intensivos en consumo de energía eléctrica en GWh (energía)

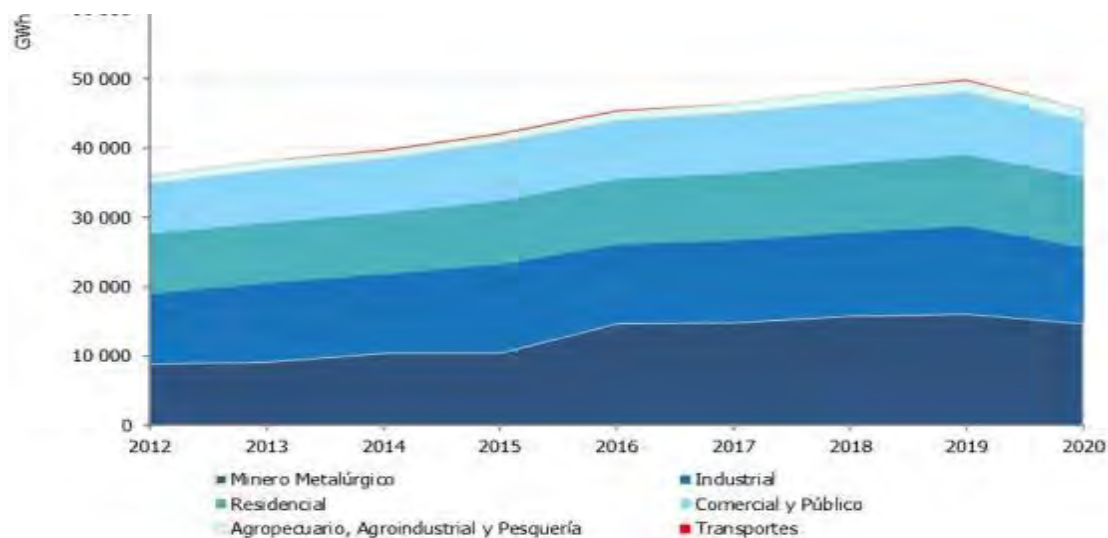


Fuente. Tomado de *Balance de Nacional de Energía 2020*, por MINEM, 2020

(<https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/5575604-balance-nacional-de-energia-2020>).

Figura 44

Sectores intensivos en consumo de energía eléctrica del 2012 – 2020 en GWh (energía)

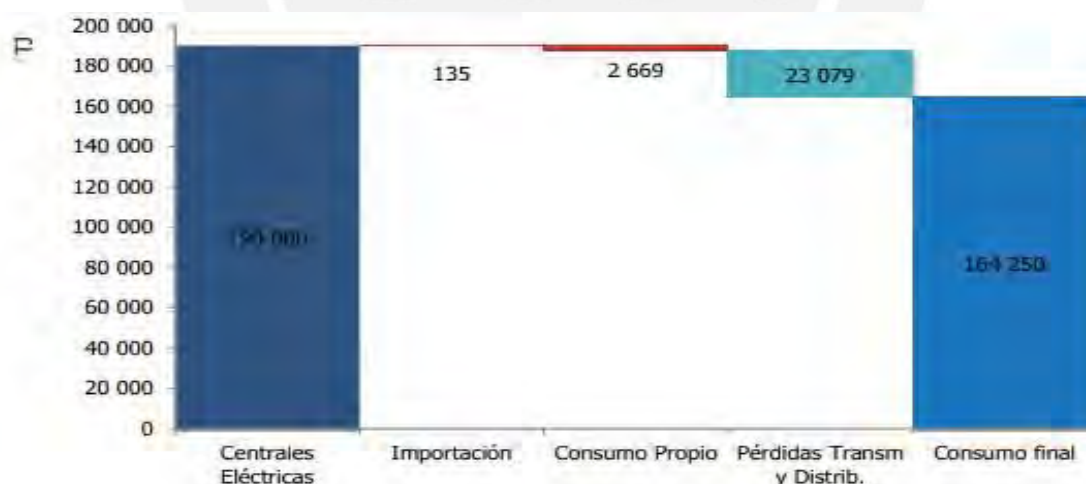


Fuente. Tomado de *Balance de Nacional de Energía 2020*, por MINEM, 2020

(<https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/5575604-balance-nacional-de-energia-2020>).

Figura 45

Flujo energético durante el año 2020



Fuente. Tomado de *Balance de Nacional de Energía 2020*, por MINEM, 2020

(<https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/5575604-balance-nacional-de-energia-2020>).

Las proyecciones del Centro Nacional de Planeamiento Estratégico (CEPLAN) indican que la demanda eléctrica en el Perú experimentará un crecimiento significativo

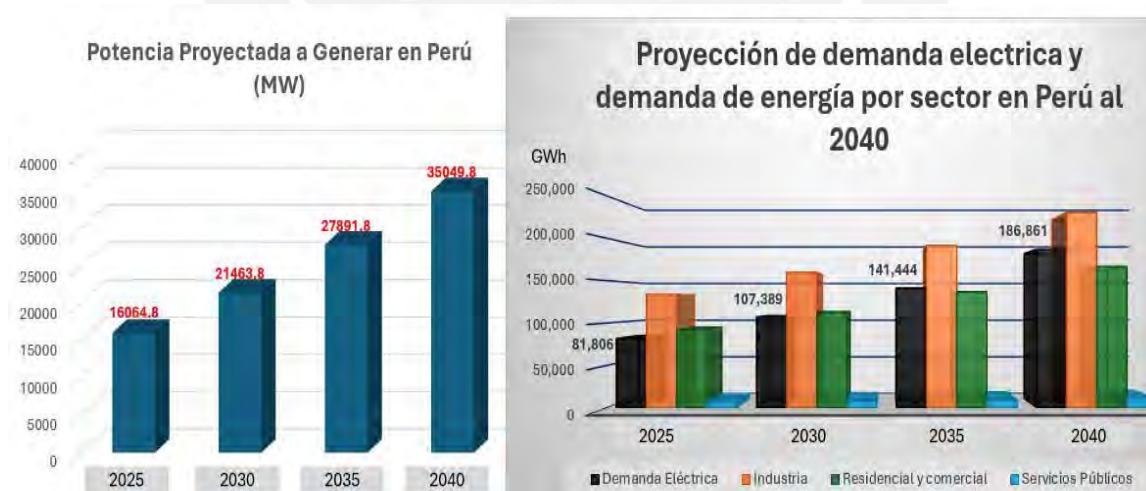
en el período contemplado del 2025 al 2040. Según las proyecciones, se espera que la demanda eléctrica pase de 16,064 megavatios (MW) a 35,049 MW para el año 2040 (CEPLAN, 2011).

Estas cifras están vinculadas a diferentes escenarios de crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI), donde se considera más proyectos del sector industrial como la minería, que hacen uso intensivo de energía eléctrica para sus operaciones, así como el desarrollo de proyectos de electrificación de zonas rurales por la brecha existente. (MEF, 2023; Mora, 2020).

Estas proyecciones reflejan la necesidad de ampliar la capacidad de generación eléctrica para satisfacer la creciente demanda asociada al desarrollo económico y social del país. La Figura 46 muestra un escenario de crecimiento de la demanda eléctrica en el tiempo.

Figura 46

Proyecciones de la generación y demanda eléctrica en el Perú al 2040



Nota. El ingreso de grandes proyectos mineros e industriales, así como el crecimiento económico de las diferentes regiones, son las premisas usadas en las proyecciones.

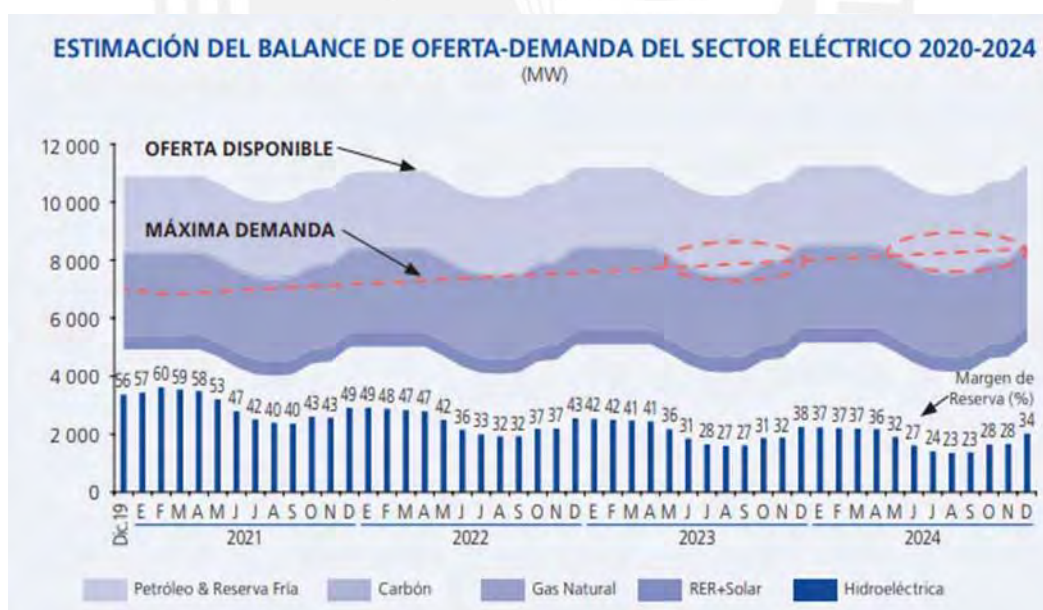
Adaptado de *Proyecciones de la Matriz Energética a Largo Plazo*, por CEPLAN, 2011 (<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1057095/documentodetrabajo1220200728-16199-jl8dz2.pdf>).

La Figura 47 muestra la estimación del balance de Oferta-Demanda del sector eléctrico en el período comprendido entre 2020 y 2024, según datos publicados por el Banco Central de Reserva del Perú (BCR). En esta representación gráfica, se observa una tendencia creciente en la máxima demanda eléctrica a lo largo de esos años.

Esta tendencia al alza en la máxima demanda eléctrica refleja la expectativa de un incremento sostenido en la necesidad de energía eléctrica en el país. Este aumento puede estar asociado al crecimiento económico, al desarrollo de nuevas actividades industriales, comerciales y residenciales, así como a la expansión de la infraestructura y la demanda de servicios eléctricos en general. El sector eléctrico, en consecuencia, deberá planificar y expandir su capacidad de generación y distribución para hacer frente a este aumento proyectado en la demanda.

Figura 47

Estimaciones de la máxima demanda eléctrica en el Perú



Fuente. Tomado de *Estimaciones del balance oferta – demanda en el sector eléctrico 2021-2024*, por BCRP, 2020 (<https://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2021/junio/ri-junio-2021-recuadro-1.pdf>).

3.5. Posibilidad de desarrollo

En vista de los diferentes estudios realizados y proyecciones referenciadas y descritas en el presente documento se tiene un resumen de los indicadores de desempeño eléctrico (ver Tabla 9):

Tabla 9

Indicadores de desempeño eléctrico

| Indicadores | Del 2022 (Fuente Coes y MINEM) | Proyección 2025 (MINEM) | Para neutralidad de Carbono al 2050 (Deloitte) | Unidad |
|---------------------------------------|--------------------------------|-------------------------|--|--------|
| Demanda electrica | 7.47 | 9.5 | 10.9 | GW |
| Capacidad de Matriz Energética | 13.56 | 22.85 | 38.51 | GW |
| Generación Electrica | 56.08 | 75.00 | 106.59 | TWh |

Nota. Comparación de proyección de indicadores de desempeño eléctrico. Fuente Propia.

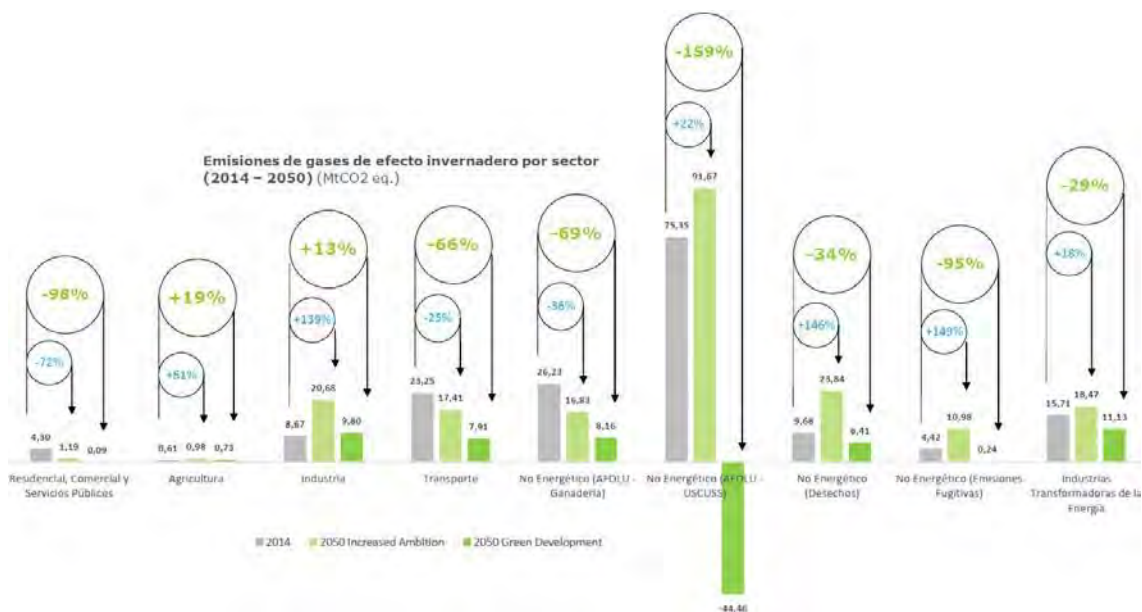
De acuerdo con la información que se muestra en la Tabla 9, existe la necesidad de incrementar la capacidad instalada en 24,95 GW respecto al año 2022 para alcanzar la neutralidad de carbono al año 2050 en el Perú. Este escenario representa una oportunidad significativa para la implementación de proyectos de generación de energía utilizando fuentes de energía renovables no convencionales (ERNC), como la energía solar.

Además, la brecha se amplía cuando se consideran todas las fuentes de energía, no sólo la energía eléctrica. Dado que muchas de estas fuentes pueden ser reemplazadas por electricidad, existe una importante oportunidad para el desarrollo de proyectos de infraestructura enfocados a la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables no convencionales a escala nacional en el Perú. Esta propuesta se sustenta en los siguientes puntos:

El crecimiento potencial del consumo de energía en cada industria en el Perú, con la opción de utilizar fuentes de energía renovables no convencionales, según los escenarios de emisiones de gases de efecto invernadero representados en la Figura 48.

Figura 48

Escenarios de emisiones de gases de efecto invernadero hasta el 2050

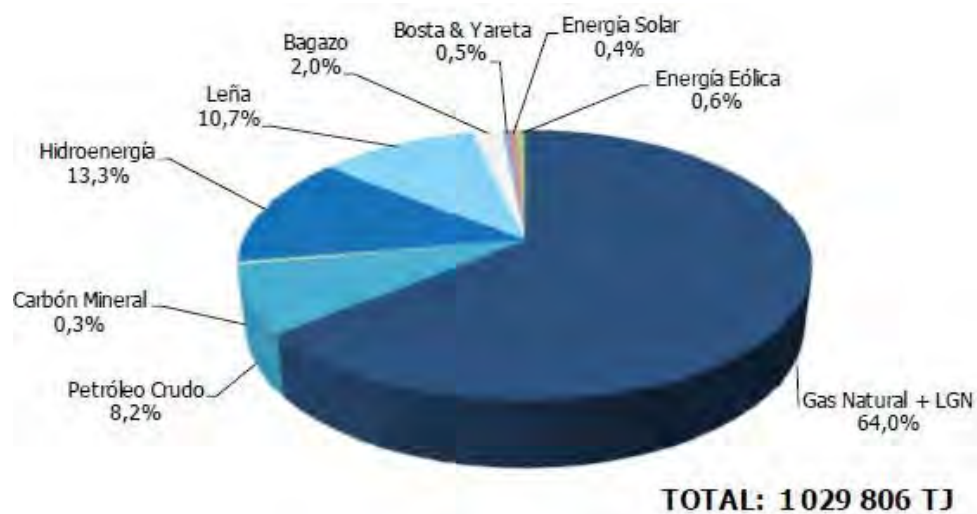


Fuente. Tomado de *Hoja de ruta de Transición Energética hacia un Perú sin emisiones 2030-2050*; por Deloitte, 2021 (<https://www.spr.pe/wp-content/uploads/2021/12/Deloitte-Hoja-de-ruta-de-Transicion-Energetica-en-Peru.pdf>).

Existe producción y suministro internos de energía bruta, sirviendo este último a dos finalidades principales: centros de transformación y consumo directo (consumo final). Durante el ejercicio 2020, estos destinos registraron valores de 966.185,1 TJ (88,4%) y 126.188,6 TJ (11,6%), respectivamente (MINEM, 2020). Además, la energía total, que incluye tanto la energía primaria como la secundaria, se utiliza de forma transformada o directa para el consumo final. En la Figura 49, 50 y 51 se muestra la distribución de la producción de la energía en 2020, mientras que en la Figura 52 se muestra la distribución por sectores. Desde esta perspectiva, se vislumbra la posibilidad de sustituir las fuentes de combustibles de hidrocarburos por electricidad generada a partir de fuentes renovables no convencionales, como se muestra en el sector del transporte mediante la adopción de la electromovilidad.

Figura 49

Participación de las fuentes en la producción interna de energía primaria 2020

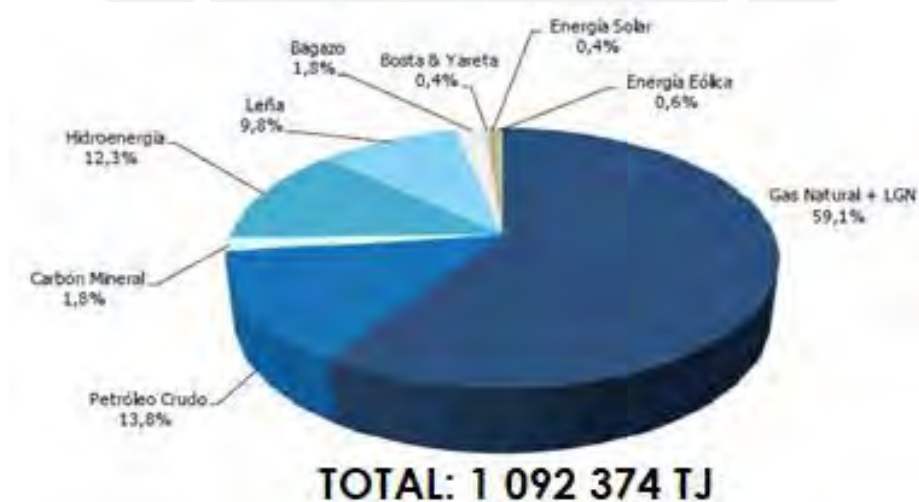


Fuente. Tomado de Balance de Nacional de Energía 2020, por MINEM, 2020

(<https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/5575604-balance-nacional-de-energia-2020>).

Figura 50

Participación de las fuentes en la oferta interna bruta de energía primaria 2020

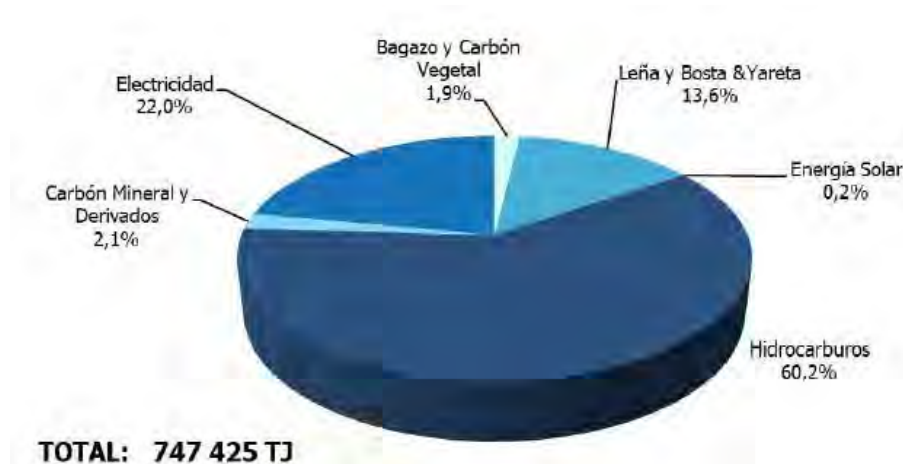


Fuente. Tomado de Balance de Nacional de Energía 2020, por MINEM, 2020

(<https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/5575604-balance-nacional-de-energia-2020>).

Figura 51

Participación de fuentes de energía en el consumo final nacional de energía 2020

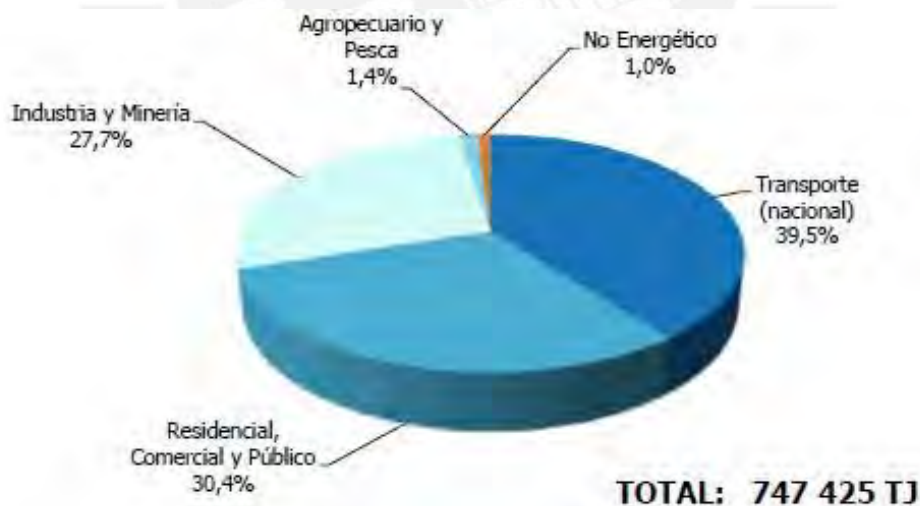


Fuente. Tomado de *Balance de Nacional de Energía 2020*, por MINEM, 2020

(<https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/5575604-balance-nacional-de-energia-2020>).

Figura 52

Participación por sector en el consumo final nacional de energía 2020



Fuente. Tomado de *Balance de Nacional de Energía 2020*, por MINEM, 2020

(<https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/5575604-balance-nacional-de-energia-2020>).

De manera similar, la Política Energética Nacional de Perú para los años 2010-2040, aprobada en noviembre de 2010, aboga por inversiones en fuentes de energía

renovables no convencionales (ERNC) como solución energética. La estrategia busca diversificar la matriz energética cambiando el enfoque de las fuentes de energía primaria y adoptando ERNC no solo como una respuesta al cambio climático, sino también como una solución potencialmente viable para llegar a áreas rurales que están fuera del alcance de la distribución de energía (MINEM, 2010).

El objetivo es aumentar la cobertura eléctrica en el país, con el objetivo de reducir la desigualdad provocada por la escasez de energía. Sin embargo, la legislación asociada no ha seguido el ritmo de crecimiento de las ERNC y aún está lejos de cumplir las metas marcadas en el Plan Energético Nacional 2014-2025. Esto se debe a la persistencia de barreras técnicas, regulatorias, económicas, financieras e institucionales para acceder a fuentes de energía renovables. Estas barreras operan como impedimentos para el desarrollo apropiado de la tecnología renovable en el país.

3.6. Análisis competitivo detallado

El mercado de suministro eléctrico debe configurarse de tal manera que garantice un suministro eléctrico constante y suficiente en línea con la demanda existente. La competencia es una condición necesaria para la eficiencia de cualquier mercado, pero es más importante en el mercado eléctrico (Momoh & Mili, 2010).

El sector eléctrico peruano se divide en dos grandes mercados: regulado y no regulado (OSINERGMIN, 2016). En un mercado regulado los precios se determinan mediante mecanismos de mercado como subastas con precios firmes y, además, mediante precios regulados conocidos como precios de barra. En un mercado libre, la formación de precios se basa en el juego de oferta y demanda, con precios libres y fijos. Los precios de transmisión y distribución están regulados en ambos casos. Además, en ambos mercados se realizan transacciones tanto físicas (energía y potencia) como financieras (dinero y contratos).

En términos de estructura, de acuerdo con la Dirección General de Electricidad (2019) el sector eléctrico peruano se distingue por una desintegración vertical, que abarca generación, transmisión y distribución. Por el lado de la demanda, existen dos tipos de usuarios: ilimitados y restringidos. La presencia de segmentos competitivos se evalúa detalladamente a la luz de la legislación pertinente, como la Ley 23406 (Ley General de Electricidad), su Reglamento y la Ley 28832 (Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica).

En el sector eléctrico del Perú se pueden observar las siguientes dinámicas competitivas y monopólicas (OSINERGMIN, 2016):

- **Generación.** Es un mercado competitivo en el que los fabricantes pueden establecer sus centrales eléctricas y fijar precios en los contratos de suministro eléctrico. Sin embargo, su participación en el Mercado Mayorista Eléctrico (MME) está sujeta a regulaciones y los precios spot los fija el COES. Además, los precios de la potencia y la energía vendidas a los distribuidores para el consumo final de los usuarios regulados están limitados por tarifas de barra o precios basados en licitaciones.
- **Transmisión.** Por considerarse un monopolio natural, no es un segmento competitivo.
- **Distribución.** La distribución, al igual que la transmisión, no es un mercado competitivo, al menos no en Perú, donde se considera un monopolio natural.
- **Usuarios libres:** Este grupo es competitivo porque las industrias que lo integran tienen la libertad de negociar los precios de sus contratos de suministro eléctrico.
- **Usuarios regulados:** Este grupo no es competitivo ya que está formado por pequeños consumidores con poder de negociación limitado. Están sujetos a

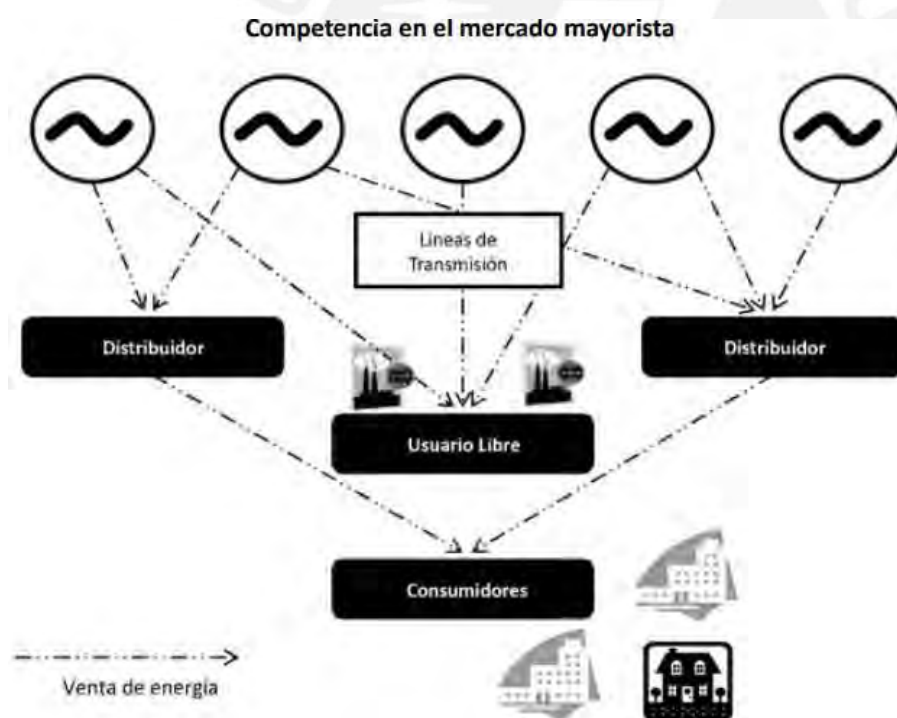
los precios que fije el regulador, en este caso el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).

En resumen, mientras que la generación y los usuarios libres operan en un entorno competitivo, la transmisión, la distribución y los usuarios regulados están asociados a monopolios naturales, donde la competencia es limitada o inexistente.

Según el diagrama de la Figura 53, basado en la ley 28832 y el Reglamento del Mercado Mayorista Eléctrico (MME) han permitido a estas empresas participar en el MME de manera consistente con la posibilidad de competencia en generación y usuarios libres.

Figura 53

Participantes del MME.



Fuente. Tomado de “El mercado mayorista de electricidad en el Perú”, por Okumura, 2015, *THEMIS Revista De Derecho*, (68), 261-277 (<https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/themis/article/view/15598>).

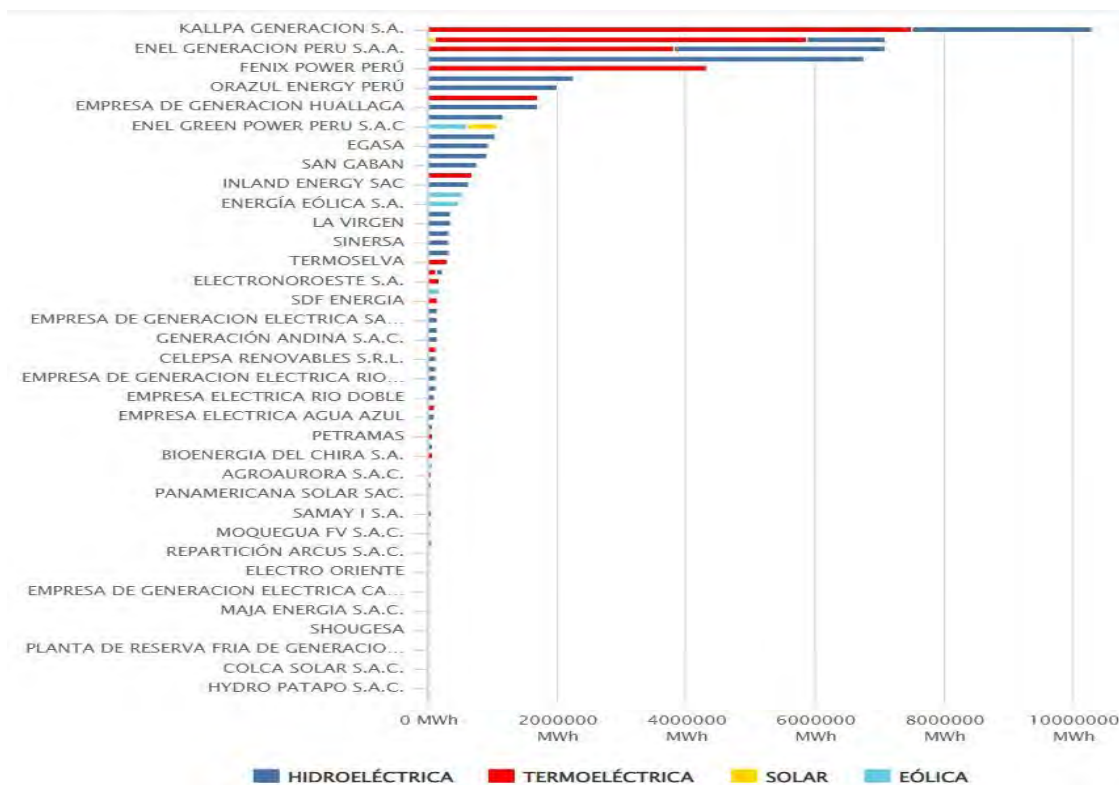
El Mercado Mayorista Eléctrico (MME) está organizado como un mercado de diversos bienes y servicios, incluyendo energía, potencia y servicios complementarios.

La creación del MME responde a dos objetivos principales: garantizar la seguridad del suministro eléctrico y reducir el coste global de operación del sistema. Es de vital importancia señalar que sólo la generación presenta segmentos competitivos en la industria eléctrica peruana.

Los indicadores del MME, que son utilizados por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), tienen como objetivo principal monitorear el comportamiento de los agentes del sector de generación. Esto implica observar y analizar cómo interactúan y operan las empresas generadoras del mercado, asegurando la eficiencia y confiabilidad del suministro eléctrico, así como optimizando los costos operativos.

3.7. Análisis de los competidores

En la Figura 54 se muestran en orden de participación de mercado las empresas que compiten en el subsector de generación eléctrica de diversas fuentes, con un total de 66 empresas.

Figura 54*Competidores del mercado subsector generación*

Fuente. Tomado de *Generación por empresas*, por COES, 2024. Recuperado el 10 de octubre de 2023 (<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/generacion>).

En el entorno peruano se ha registrado un importante crecimiento en el desarrollo de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), siendo la energía solar (fotovoltaica) la más destacada y la que mayor inversión atrae. La expansión de este tipo de energía se ha producido en tres zonas distintas del país.

En primer lugar, ha habido un aumento del sector privado, donde diversos sectores de la población han optado por invertir en proyectos de energía solar en todo el país a través de iniciativas independientes.

Una segunda área de desarrollo surge de las iniciativas estatales encaminadas a dotar de electricidad a zonas rurales que no cuentan con el servicio del sistema de interconexión eléctrica convencional.

Finalmente, el sector más importante es la distribución de plantas de energía solar a través del sistema de contratación pública. Este enfoque conecta la electricidad generada por estas centrales directamente al Sistema Eléctrico Nacional (SEIN), contribuyendo a la matriz energética del país.

En cuanto a los generadores de energía renovable no convencional conectados al SEIN, se encuentran listadas en la Tabla 10.

Tabla 10

Empresas generadoras de energía eléctrica de fuente solar en el Perú

| Nº | Central Solar | Capacidad | Región | Año de operación y comercialización |
|----|---|-----------|-------------|-------------------------------------|
| 1 | Central Solar Fotovoltaica Yarucaya: HUAURA POWER GROUP S.A. | 1.25MW | Huaura-Lima | 2021 |
| 2 | Central Solar Majes: GTS Majes | 20MW | Arequipa | 2012 |
| 3 | Central Solar Repartición: GTS Repartición | 20 MW | Arequipa | 2012 |
| 4 | Central Solar rer Rubi: ENEL GREEN POWER PERÚ S.A. | 144.48 MW | Moquegua | 2018 |
| 5 | Central Solar Intipampa: ENGIE | 40MW | Moquegua | 2017 |
| 6 | Central Solar Moquegua Solar: MOQUEGUA FV S.A.C | 16MW | Moquegua | 2015 |
| 7 | Central Solar PANAMERICANA SOLAR: PANAMERICANA SOLAR | 20MW | Moquegua | 2012 |
| 8 | Central Solar TACNA SOLAR: Tacna Solar | 20MW | Tacna | 2012 |
| 9 | CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA MATARANI: GR CORTARRAMA S.A.C. | 80MW | Arequipa | 2022 |
| 10 | CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA SAN JOSÉ: SEGURIDAD TECNOLÓGICAS S.A.C | 179.5MW | Arequipa | 2022 |

| | | | | |
|----|---|---------|----------|------|
| 11 | CENTRAL SOLAR FOTVOLTAICA LUPI: GR VALE S.A.C | 150MW | Moquegua | 2022 |
| 12 | CENTRAL SOLAR FOTVOLTAICA SAN MARTÍN SOLAR: JOYA SOLAR S.A.C. | 252.4MW | Arequipa | 2022 |

Fuente. Adaptado de *Información técnica de proyectos de centrales de generación de energía eléctrica no convencional con estudios de pre operatividad aprobados por el COES*, por OSINERGMIN, 2022

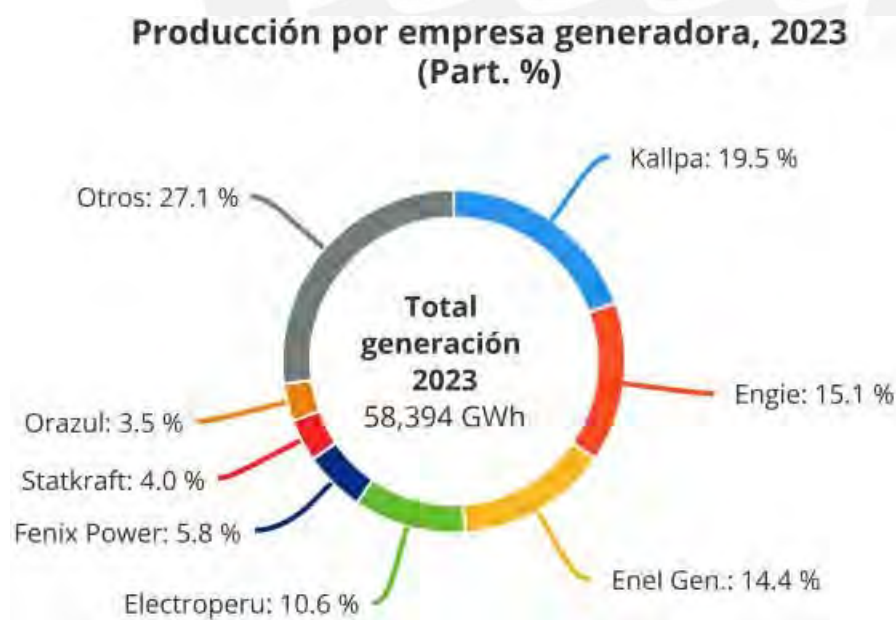
(<https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/proyectos/publicaciones>).

3.8. Participación en el mercado

La Figura 55 muestra la participación de mercado de todas las empresas generadoras; Asimismo, en la Tabla 11 se muestra la zona de influencia de cada uno de ellos.

Figura 55

Participación de mercado de empresas generadoras



Fuente. Tomado de *Boletín Estadístico Mensual Electricidad 12-2023*, por SNMPE, 2023 (<https://www.snmpe.org.pe/informes-y-publicaciones/boletin-estadistico-mensual/electrico/8332-boletin-estadistico-mensual-electrico-diciembre-2023.html>).

Tabla 11

Participación de mercado de empresas generadoras por fuente y por zona

| ZONA | Año 2022 | | | | |
|-----------------------|--------------|---------------|--------------|---------------|----------------|
| | Eólica | Hidráulica | Solar | Térmica | Total |
| Norte | 1.84% | 2.67% | 0.00% | 2.63% | 7.14% |
| Centro | 0.00% | 40.41% | 0.00% | 40.30% | 80.71% |
| Sur | 1.40% | 6.77% | 1.38% | 1.90% | 11.45% |
| Cajamarca | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.70% | 0.70% |
| Total Nacional | 3.24% | 49.85% | 1.38% | 45.53% | 100.00% |

Fuente. Adaptado de *Principales indicadores del sector eléctrico a nivel nacional*

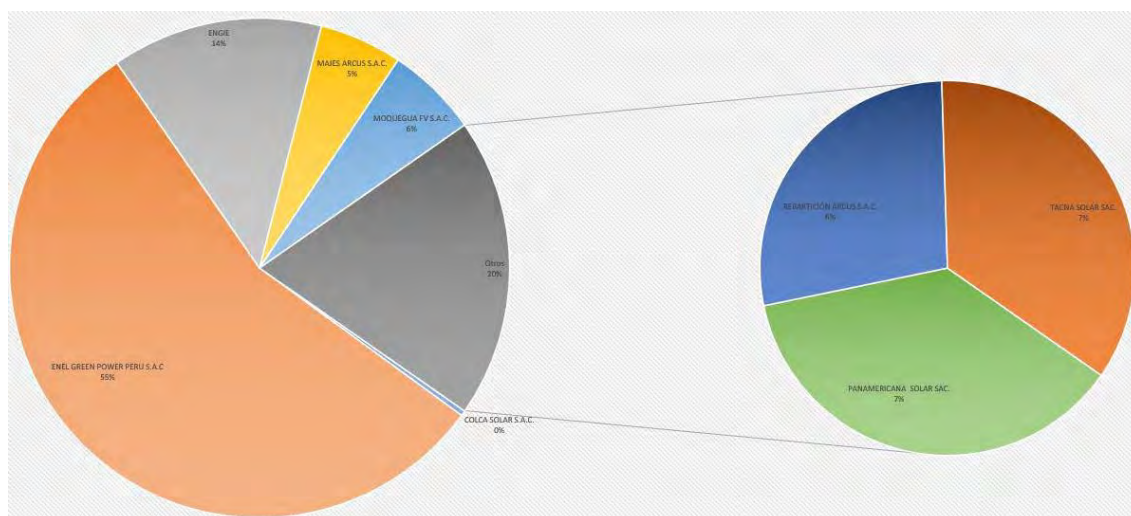
Enero, por MINEM, 2023

(<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5270592/4737231-2-cifras-preliminares-del-sector-electrico-diciembre-2022a.pdf?v=1697140197>).

En relación con la generación eléctrica proveniente de fuentes solares, esta representa actualmente el 1.38% de la participación total en el mercado. Este porcentaje se distribuye entre 8 empresas hasta el año 2022 (ver Figura 56). Es relevante mencionar que 4 de estas empresas han comenzado contratos de operación y comercialización a fines del 2022, y se tomarán en cuenta para el año 2023.

Figura 56

Participación de mercado de empresas generadoras por fuente solar



Fuente. Adaptado de Principales indicadores del sector eléctrico a nivel nacional

Enero, por MINEM, 2023

(<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5270592/4737231-2-cifras-preliminares-del-sector-electrico-diciembre-2022a.pdf?v=1697140197>).

3.9. Oportunidades y desafíos del mercado

La Figura 56 destaca varias oportunidades y puntos clave para el desarrollo del mercado en el subsector de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales (ERNC), específicamente de energía solar. Aquí se detallan algunos de estos puntos en función al desarrollo del presente capítulo:

- a. **Concentración del mercado:** La tradicional concentración de la energía en el Perú, especialmente en el centro y sur del país, crea oportunidades de crecimiento en la zona norte y oriente, especialmente en la generación de energía eléctrica a partir de fuentes solares.
- b. **Baja penetración de mercado:** Con solo un 1.38% de participación en el mercado de generación eléctrica proveniente de fuentes solares, existe un amplio espacio para el crecimiento, tanto para satisfacer la demanda en aumento como para reemplazar fuentes no renovables.

- c. Política del país y acuerdos internacionales: La adhesión a acuerdos internacionales, como el Acuerdo de París y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la ONU, respalda la implementación de energías renovables no convencionales, en línea con la Política Energética Nacional del Perú.
- d. Financiamiento: Los fondos verdes y programas de financiamiento con tasas favorables para proyectos de energías renovables no convencionales hacen que estas iniciativas sean más atractivas, especialmente con asistencia técnica y opciones de financiamiento no reembolsables.
- e. Desarrollo y tendencias tecnológicas: La evolución tecnológica, incluyendo nuevas formas de generación renovable, almacenamiento de energía, vehículos eléctricos, redes inteligentes y otras innovaciones, presenta oportunidades para la expansión del mercado eléctrico y la participación de nuevos actores.
- f. Geografía y clima: La geografía compleja y el clima favorable de Perú posicionan al país como la quinta economía más atractiva en Latinoamérica para la generación de energías renovables, especialmente solar.

Estos factores representan oportunidades significativas para el desarrollo de proyectos de energía solar en el país.

En contraste con lo indicado en el párrafo anterior se destaca cinco categorías de barreras para el desarrollo de proyectos de energías renovables no convencionales (ERNC) en el Perú (Cabeza, 2020):

1. Barreras Técnicas

- Falta de información y expertise: La implementación, diseño y construcción de proyectos de ERNC requieren conocimientos

especializados que a menudo no están disponibles en el país. La falta de experiencia puede ser superada mediante convenios con universidades, empresas e instituciones que posean el conocimiento necesario y estén interesadas en promover el uso de ERNC.

- Deficiencia en el conocimiento a nivel regional: Existe una falta de información detallada sobre los recursos aprovechados como fuentes de energía (agua, aire, radiación solar, entre otros) a nivel regional. Las visiones macro a nivel nacional no consideran las capacidades a nivel subnacional, lo que podría descentralizar el desarrollo de ERNC en el país.

2. Barreras Regulatorias

- Ausencia de incentivos regulatorios: La regulación actual carece de incentivos para aumentar la participación de ERNC en el sector eléctrico. Aunque se han utilizado subastas administradas por OSINERGMIN para promover el uso de ERNC, algunos argumentan que otros instrumentos, como licitaciones competitivas y contratos bilaterales, podrían ser más efectivos. Hasta la fecha, se han realizado cuatro subastas (2009, 2011, 2013, 2015) con una quinta pendiente.
- Limitaciones en el marco normativo: A pesar de los esfuerzos del Estado para crear un marco normativo que impulse los proyectos de ERNC, las normas actuales pueden considerarse insuficientes. Esto se debe a la dependencia continua de fuentes energéticas basadas en hidrocarburos y energías renovables convencionales. La necesidad de una verdadera convicción para cambiar la matriz energética es esencial.

3. Barreras Económicas

- **Altos costos de inversión:** Ingresar al mercado peruano implica inversiones significativas, y las distorsiones económicas en el mercado energético crean desafíos adicionales para los inversionistas. Estas distorsiones dificultan la competencia justa, ya que algunos actores tienen ventajas para promover fuentes energéticas no renovables, como hidroelectricidad convencional, que ya están establecidas en el país.

4. Barreras Institucionales

- **Marco institucional deficiente:** La falta de un marco institucional eficiente impide la aplicación efectiva del marco regulatorio existente. Aunque hay regulaciones y políticas en vigor, la falta de enfoque a largo plazo y la preferencia por fuentes no renovables afectan la eficacia de la política energética. La brecha entre lo planificado y lo logrado muestra una visión cortoplacista y la falta de compromiso con las metas de energías renovables.

5. Barreras Sociales

- **Brecha social y falta de cultura energética:** En países en desarrollo como Perú, la brecha social impide la formación de una cultura energética sólida. Esto limita el acceso a productos de energía renovable a ciertos estratos sociales y reduce la prioridad de las políticas ambientales. Las energías renovables, aunque inicialmente se presentan como una forma de aumentar el acceso a la energía eléctrica, pueden no abordar adecuadamente la brecha social si no hay una comprensión y apoyo generalizados.

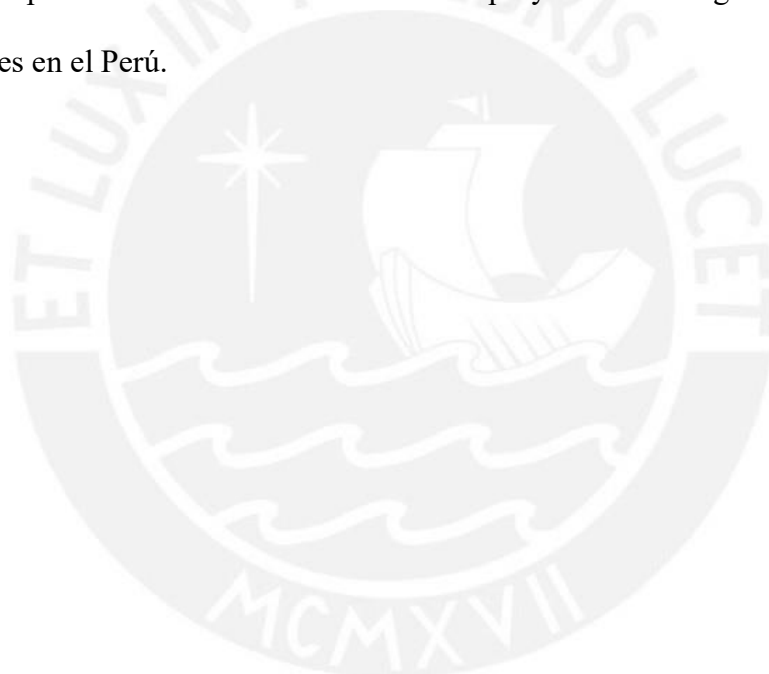
6. Otras Barreras

- **Falta de voluntad política:** La falta de voluntad por parte de los actores políticos crea una barrera significativa. La resistencia a la diversificación

de la matriz energética y la preferencia por soluciones a corto plazo, como depender de hidroelectricidad e hidrocarburos menos contaminantes, obstaculiza el desarrollo de energías renovables no convencionales, como la solar o la eólica. La visión limitada a corto plazo afecta la adopción de energías más sostenibles.

Las barreras técnicas y regulatorias representan desafíos importantes que deben abordarse para fomentar el desarrollo efectivo de proyectos de ERNC en el Perú.

Asimismo, la identificación y superación de estas barreras de forma oportuna son esenciales para promover con éxito el desarrollo de proyectos de energías renovables no convencionales en el Perú.



Capítulo IV: Desarrollo del Proyecto

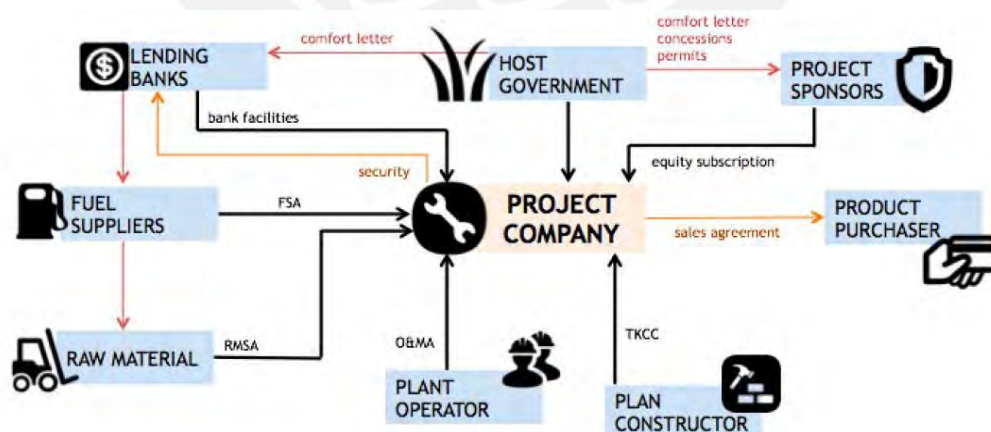
4.1. Conceptos de *Project Finance*

Como se expuso en la sección inicial, el objetivo principal de esta investigación consiste en llevar a cabo el *Project Finance* para la puesta en marcha de una Planta de Generación de Energía de 100 MW mediante fuentes solares. En este contexto, el *Project Finance* se estructura como una red de contratos en dos niveles fundamentales tal como se muestra en la Figura 57:

- Nivel Financiero: En esta fase, el Patrocinador aporta el capital social necesario, mientras que los prestamistas suministran el capital de deuda requerido para la constitución de la nueva empresa o SPV (*Special Purpose Vehicle*).
- Nivel de Proyecto o Industrial: En esta etapa, el SPV externaliza la totalidad del proyecto o la planta industrial, encargando a otras empresas la ejecución de las fases de diseño, construcción y operación de la instalación.

Figura 57

Flujo y relaciones en un Project finance



Fuente. Tomado de *Financiar e invertir en infraestructuras* [MOOC], por Gatti, 2023

([https://www.coursera.org/programs/pucp-centrum-4psbb/learn/infrastructure-](https://www.coursera.org/programs/pucp-centrum-4psbb/learn/infrastructure-investing)

[investing](https://www.coursera.org/programs/pucp-centrum-4psbb/learn/infrastructure-investing)). Derechos de autor 2023 de Universidad Bocconi.

La elección de optar por un *Project Finance* en lugar de un financiamiento corporativo se justifica debido a que el SPV o la nueva empresa se centra en un proyecto específico. Esta opción presenta ventajas cuando se trata de activos de gran magnitud y valor, con un nivel de riesgo y retorno elevados, y una fuerte correlación con los activos existentes de la empresa operativa (Gatti, 2023). Por el contrario, en el financiamiento corporativo, la iniciativa se manejaría como parte de un conjunto de proyectos tal como se muestra en la Figura 58.

El prestatario de los fondos es una empresa de proyecto establecida sobre una base ad hoc, siendo financiera y legalmente independiente de los patrocinadores, con una incorporación separada en la SPV.

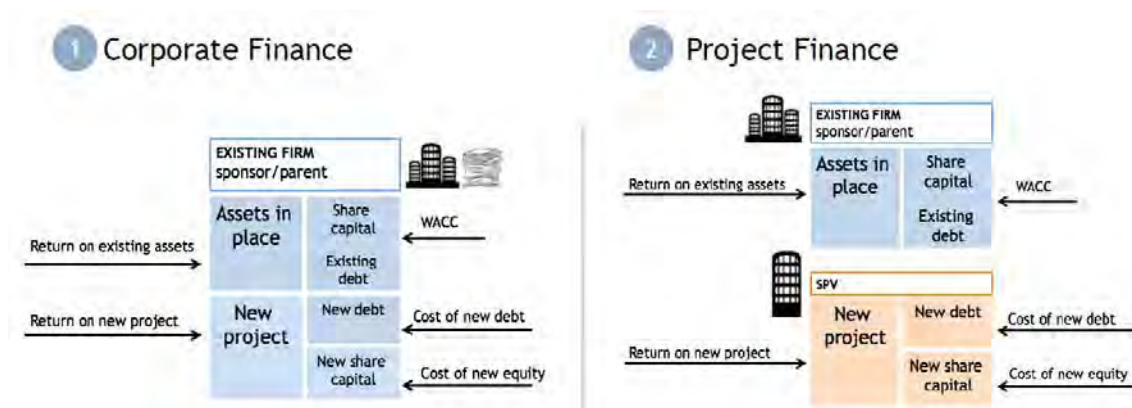
Todas las implicaciones económicas generadas por la iniciativa recaen en el SPV designado para garantizar los cobros y pagos en efectivo, donde los prestamistas respaldan un proyecto en particular y no a una empresa operativa.

Los activos del SPV constituyen la única garantía disponible para los prestamistas, junto con el flujo de caja de la iniciativa, lo que caracteriza a este tipo de financiamiento como "sin recurso".

La aprobación del financiamiento se basa en la capacidad del proyecto para generar flujo de caja y pagar la deuda contraída, así como para remunerar el capital invertido a una tasa coherente con el nivel de riesgo inherente al emprendimiento en cuestión.

Figura 58

Comparación de Project finance versus Corporate Finance



Fuente. Tomado de *Financiar e invertir en infraestructuras* [MOOC], por Gatti, 2023

(<https://www.coursera.org/programs/pucp-centrum-4psbb/learn/infraestructure-investing>). Derechos de autor 2023 de Universidad Bocconi.

El presupuesto de capital del proyecto abarca los flujos en las dos fases: construcción y operación, siendo crucial para la evaluación del financiamiento del proyecto. En el caso del presupuesto de la Fase de Construcción, se centra en determinar cuánto dinero requiere el SPV. Para ello, es necesario identificar las partidas a incluir en el presupuesto y cuánto dinero se necesita para cada artículo durante la construcción.

Los elementos identificados en esta etapa de construcción son tanto de inversión directa como indirecta, y los elementos que deben evaluarse y cuantificarse son los siguientes (Gatti, 2023):

Inversión directa

- Costo de construcción (Costos de construcción llave en mano): Incluye los gastos asociados con la construcción del proyecto.
- Costo del terreno donde se hará la construcción: Incluye el gasto para comprar la tierra si aún no se posee.
- Costo de propietarios: Comprende pólizas de seguro, costos accesorios de construcción y costos de puesta en marcha.

- Costos de desarrollo: Incluye honorarios de consultoría a asesores y prestamistas.

Inversión indirecta

- Comisiones de compromisos e intereses capitalizados: Si se utilizan fondos tomados en préstamo de bancos, se deben considerar los intereses a pagar sobre los préstamos recibidos. Durante esta fase, generalmente no hay suficiente dinero para pagar los intereses, por lo que se asume que los bancos renuncian al pago de intereses durante la fase de construcción. Se acuerda calcular los intereses al final de la fase de construcción.
- IGV (Impuesto General a las Ventas) sobre inversiones directas: Si el contratista tiene derecho a recibir un monto de inversión para el proyecto, este monto está sujeto al IGV del 18%. El SPV facturará el monto de inversión más el IGV. El IGV se puede compensar con el GV sobre las ventas solo cuando estas ventas se concretarán, lo cual ocurre solo al finalizar la construcción. Por tanto, también existe la necesidad de financiar el IGV que se devenga durante la fase de construcción.
- Cantidad de contingencia: Es el monto adicional de fondos necesario para respaldar gastos imprevistos. En ausencia de contingencias, estos fondos adicionales no se utilizarán.

La evaluación de la sostenibilidad de la estructura de capital se basa en los flujos de efectivo los cuales son cruciales para cumplir con todos los pagos de deuda y dividendos a los accionistas que han aportado capital.

Los elementos identificados durante la fase operativa son (Gatti, 2023):

- Ingresos por ventas
- Materias primas y costos operativos

- Costos de seguro
- Cuotas de operación y mantenimiento
- Impuestos

Estos elementos generan el Margen EBITDA (Utilidad antes de Intereses, Impuestos, Depreciación y Amortización). Las fluctuaciones en el capital de trabajo también deben considerarse, incluyendo cambios en inventarios, cuentas por cobrar y cuentas por pagar. A diferencia de las finanzas corporativas, no es necesario incluir el CAPEX (gasto de capital) en la fase operativa, a menos que haya costos extraordinarios de mantenimiento (Gatti, 2024). Asimismo, se tiene los siguientes flujos como puntos a analizar en el proyecto:

- Flujo de caja libre no apalancado durante la fase operativa: $[EBITDA - \text{Impuestos} + \text{o} - \text{Cambios en elementos de capital de trabajo} - \text{CAPEX} = \text{UFCF}]$. UFCF es negativo durante la construcción y positivo durante la operación. Puede ser relevante o no para algunos proyectos, dependiendo de la industria.
- Flujo de caja libre a capital: $[\text{UFCF} - \text{Intereses de la deuda} - \text{Amortización del principal} = \text{Flujo de caja libre a capital}]$. Se deducen los intereses y la amortización para obtener el flujo de caja disponible para los accionistas. Se pueden establecer cuentas de reserva del servicio de la deuda para proteger a los prestamistas contra déficits de efectivo inesperados, calculadas como múltiplos del servicio de deuda mensual con un tope. Los accionistas pueden distribuir efectivo por encima de este tope solo si el ingreso neto es suficiente.

Como principios en la gestión de proyectos (como el estándar PMBOK) se tiene los pilares referidos al alcance, el costo, el tiempo con la calidad estos elementos forman la base para la planificación del proyecto, la programación y evaluación de riesgos.

4.2. Definiciones de diseño para el proyecto

Como se observa en el punto 1.2.7 del presente trabajo, uno de los departamentos del Perú con mayor potencial, es Moquegua en donde ubicaremos la planta de generación de energía solar, sin embargo, el punto específico se determinará aplicando el Método de Localización por Factores, siendo los puntos por evaluar aquellos que se encuentran cerca de subestaciones eléctricas y con capacidad disponible tal como se marcan en la Figura 59, siendo su ubicación en coordenadas lo indicado en la Tabla 12.

Figura 59

Puntos de localización a evaluar



Nota. Ubicación de las zonas dentro de la región Moquegua, así como la ubicación de la subestación Moquegua en donde se conectaría la Central Eléctrica de Energía Solar.

Tomado de *Google Earth*, por Google, s.f.

(https://earth.google.com/earth/d/1itpWQJ12_9pmK5EhitOXaeX2EnOT6nHd?usp=sharing)

Tabla 12*Zonas por evaluar*

| Zonas | Latitud | Longitud | Radiación Solar promedio anual (kwh/m2/día) |
|--------|---------|----------|---|
| Zona 1 | -17.19 | -70.94 | 9.65 |
| Zona 2 | -16.95 | -70.66 | 10.01 |
| Zona 3 | -17.27 | -71.18 | 9.81 |
| Zona 4 | -17.59 | -71.14 | 9.33 |

Fuente. Adaptado de *Aplicación de NREL para diseño de planta solares*, NREL, 2023

(<https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>).

El resultado de la evaluación se muestra en la Tabla 13, en donde se observan los criterios tomados, así como el cálculo para obtener el puntaje de cada alternativa propuesta.

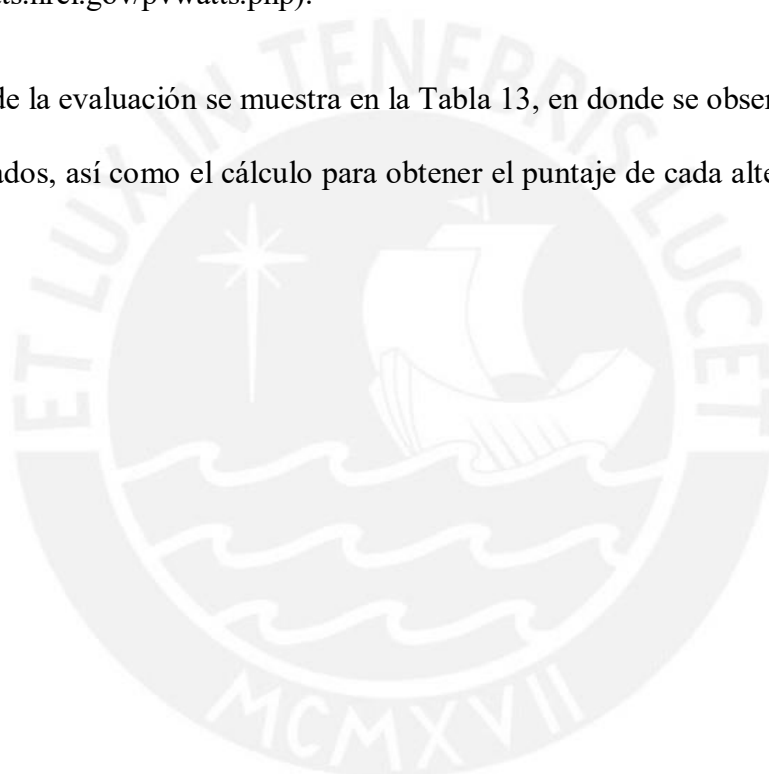


Tabla 13*Resultado de evaluación*

| FACTOR RELEVANTE | PESO | ZONA 1 | | ZONA 2 | | ZONA 3 | | ZONA 4 | |
|--|-------------|--------|-------------|--------|-------------|--------|-------------|--------|-------------|
| | | ESCALA | VALOR | ESCALA | VALOR | ESCALA | VALOR | ESCALA | VALOR |
| F1: Disponibilidad de tierra (has) | 0.10 | 5 | 0.50 | 10 | 1.00 | 10 | 1.00 | 10 | 1.00 |
| F2: Radiación Solar (hrs/año) | 0.15 | 4 | 0.60 | 10 | 1.50 | 8 | 1.20 | 1 | 0.15 |
| F3: Cercanía a la Red Eléctrica | 0.20 | 10 | 2.00 | 3 | 0.60 | 6 | 1.20 | 6 | 1.20 |
| F4: Permisos y Regulaciones (contrato) | 0.10 | 7 | 0.70 | 8 | 0.80 | 9 | 0.90 | 9 | 0.90 |
| F5: Infraestructura y Acceso | 0.05 | 10 | 0.50 | 6 | 0.30 | 8 | 0.40 | 8 | 0.40 |
| F6: Condiciones Climáticas/Ubicación | 0.10 | 6 | 0.60 | 6 | 0.60 | 6 | 0.60 | 6 | 0.60 |
| F7: Seguridad/clima social | 0.10 | 10 | 1.00 | 8 | 0.80 | 8 | 0.80 | 8 | 0.80 |
| F8: Estabilidad tributaria/jurídica | 0.10 | 8 | 0.80 | 8 | 0.80 | 8 | 0.80 | 8 | 0.80 |
| F9: Impacto Ambiental | 0.10 | 8 | 0.80 | 8 | 0.80 | 8 | 0.80 | 8 | 0.80 |
| TOTAL | 1.00 | | 6.70 | | 6.40 | | 6.90 | | 5.85 |

En la Tabla 13 se muestran los factores o criterios utilizados para la evaluación de la mejor ubicación en donde se ubicaría nuestra planta de energía solar, siendo la Zona 3 la que tiene mayor puntaje por lo que aquí desarrollaremos la implementación del proyecto.

En función al lugar seleccionado se realiza el análisis de la capacidad de producción de energía por la planta de generación de energía solar, y en la Tabla 14 se puede observar el índice de estacionalidad.

Tabla 14

Índice de Estacionalidad de la Zona 3 seleccionada

| Mes | Radiación Solar | KWh | Índice |
|---------------|-----------------|----------------|---------|
| Enero | 9.53 | 24,974,993.00 | 8.18% |
| Febrero | 8.65 | 20,391,640.00 | 6.68% |
| Marzo | 9.33 | 24,517,759.00 | 8.03% |
| Abril | 9.33 | 23,923,846.00 | 7.84% |
| Mayo | 9.38 | 24,955,502.00 | 8.17% |
| Junio | 9.08 | 23,591,271.00 | 7.73% |
| Julio | 9.18 | 24,616,394.00 | 8.06% |
| Agosto | 9.68 | 25,803,788.00 | 8.45% |
| Septiembre | 10.42 | 26,702,528.00 | 8.75% |
| Octubre | 10.83 | 28,422,668.00 | 9.31% |
| Noviembre | 11.41 | 28,902,109.00 | 9.47% |
| Diciembre | 10.89 | 28,520,890.00 | 9.34% |
| Total del Año | --- | 305,323,388.00 | 100.00% |

Fuente. Adaptado de *Base de Datos Nacional de Radiación Solar* [Índice de Estacionalidad de horas/sol en cada mes], por NREL, 2023 (<https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>).

Con fines prácticos se considerará para los cálculos a realizar en el proyecto el menor valor de radiación solar mensual, escenario pesimista, que para este caso sería de 8.65 del mes de febrero, quedando la capacidad de potencia a generar lo indicado en la Tabla 15. También se considera como escenario moderado el promedio de potencia mensual y como escenario optimista la potencia del mes de agosto. Sobre la capacidad de energía generada se tomará un factor de conversión GEI del gas natural para el CO₂ de 56,126.26 Kg CO₂ por cada TJ (o 0.2778GWh) o su equivalente a 0.202053 Toneladas de CO₂ por MWh de acuerdo con MINAM (2016) como ahorro de emisiones.

Tabla 15*Índice de Estacionalidad proyectada*

| Mes | Radiación Solar | Potencia (kWh) | Índice |
|---------------|-----------------|----------------|---------|
| Enero | 8.65 | 20,391,640 | 8.33% |
| Febrero | 8.65 | 20,391,640 | 8.33% |
| Marzo | 8.65 | 20,391,640 | 8.33% |
| Abril | 8.65 | 20,391,640 | 8.33% |
| Mayo | 8.65 | 20,391,640 | 8.33% |
| Junio | 8.65 | 20,391,640 | 8.33% |
| Julio | 8.65 | 20,391,640 | 8.33% |
| Agosto | 8.65 | 20,391,640 | 8.33% |
| Setiembre | 8.65 | 20,391,640 | 8.33% |
| Octubre | 8.65 | 20,391,640 | 8.33% |
| Noviembre | 8.65 | 20,391,640 | 8.33% |
| Diciembre | 8.65 | 20,391,640 | 8.33% |
| Total Anual | --- | 244,699,680 | 100.00% |
| Total Mensual | --- | 20,391,640 | --- |
| Total Diario | --- | 679721.3333 | --- |

Haciendo uso de la herramienta *PVWatts Calculator* de NREL para el diseño se obtiene los datos de la Tabla 16.

Tabla 16*Datos de diseño de la planta de energía solar*

| | |
|---|------------|
| Capacidad de planta en MW | 100 |
| Tamaño de Sistema en KW | 100,000.00 |
| Eficiencia de Módulo | 21.28% |
| Área de Módulo m ² | 2.58 |
| Área de Campo m ² | 469,925 |
| Número de módulos | 200,016 |
| Eficiencia de Inversor | 96.00% |
| Pérdidas del Sistema | 14.08% |
| Relación de Tamaño CC a CA | 1.20 |
| Tasa de Cobertura del Terreno | 0.40 |
| Factor de Planta | 28.32% |
| Producción Anual de MWh | 244,700 |
| Ahorro de Toneladas de CO ₂ (ref. gas natural) | 49,442.28 |

Fuente. Adaptado de *PVWatts Calculator* [Parámetro de diseño de planta de energía solar], por NREL, 2023 (<https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>).

Debido al desarrollo tecnológico en los diferentes componentes que se usan en una planta de energía solar su ciclo de vida de estas plantas solares varía entre 20 a 30 años (Bassi, 2013; Dávila, 2022; KAS ingeniería, 2011).

4.3. Estudio de Mercado en función al diseño de ingeniería

Se cuenta con información preparada por una Cía. especializada del sector la cual estima un costo para el proyecto de 94.33 millones de dólares americanos, la proforma puede ser consulta en el Apéndice D, los cuales se distribuyen como se indica en la Tabla 17.

Tabla 17

Análisis de la inversión, tangibles, intangibles y capital de trabajo

| Ítem | Quantity | Unit Price | Total |
|--|----------|-----------------|------------------|
| Tangibles: | | | |
| Paneles Solares de 665 Wp + almacenamiento | 200,016 | \$ 136 | \$ 27,146,106 |
| Área de tierra (Ha) | 47 | \$ 7,463 | \$ 350,780 |
| Inversores, transformadores, global | 1 | \$ 8,678,840 | \$ 8,678,840 |
| Líneas Internas, km | 10 | \$ 169,650 | \$ 1,696,500 |
| Líneas de Tensión - medio voltaje, km | 30 | \$ 339,300 | \$ 10,179,000 |
| Edificios (administración, taller, almacén, etc.) | 1 | \$ 9,500,400 | \$ 9,500,400 |
| Ingeniería | 1 | \$ 4,071,600 | \$ 4,071,600 |
| Movimiento de tierra, ha | 300 | \$ 13,572 | \$ 4,071,600 |
| Plantilla de instalación de panel y sus componentes | 200,016 | \$ 1.4 | \$ 271,693 |
| Adquisiciones para instalación de paneles y sus componentes | 200,016 | \$ 68 | \$ 13,573,053 |
| Subtotal | | | \$ 79,539,571 |
| Intangibles: | | | |

| | | | |
|--|----|-----------------|------------------|
| Asesoría técnica e Ingeniería | 1 | \$ 1,000,000 | \$ 1,000,000 |
| Estudios de Impacto Ambiental | 1 | \$ 2,500,000 | \$ 2,500,000 |
| Asesoría Legal/Constitución empresa | 1 | \$ 550,000 | \$ 550,000 |
| Subtotal | | | \$ 4,050,000 |
| Capital de Trabajo | | | |
| Gastos imprevistos del Proyecto | 5% | | \$ 4,179,479 |
| Beneficios del contratista | 5% | | \$ 4,179,479 |
| Materiales e Insumos (stock inicial) | 3% | | \$ 2,386,187 |
| Subtotal | | | \$ 10,745,144 |
| TOTAL GENERAL DE LA INVERSION USD | | | \$ 94,334,715 |

La inversión total para la implementación del proyecto asciende a USD 94,334,715, distribuida de manera equilibrada entre activos tangibles, aspectos intangibles y capital de trabajo. Esta distribución demuestra una estrategia integral para la creación y gestión de una planta de energía solar eficiente y sostenible, respaldada por una planificación financiera sólida y una consideración cuidadosa de todos los aspectos necesarios para el éxito del proyecto a largo plazo.

Tabla 18

Resumen de inversión

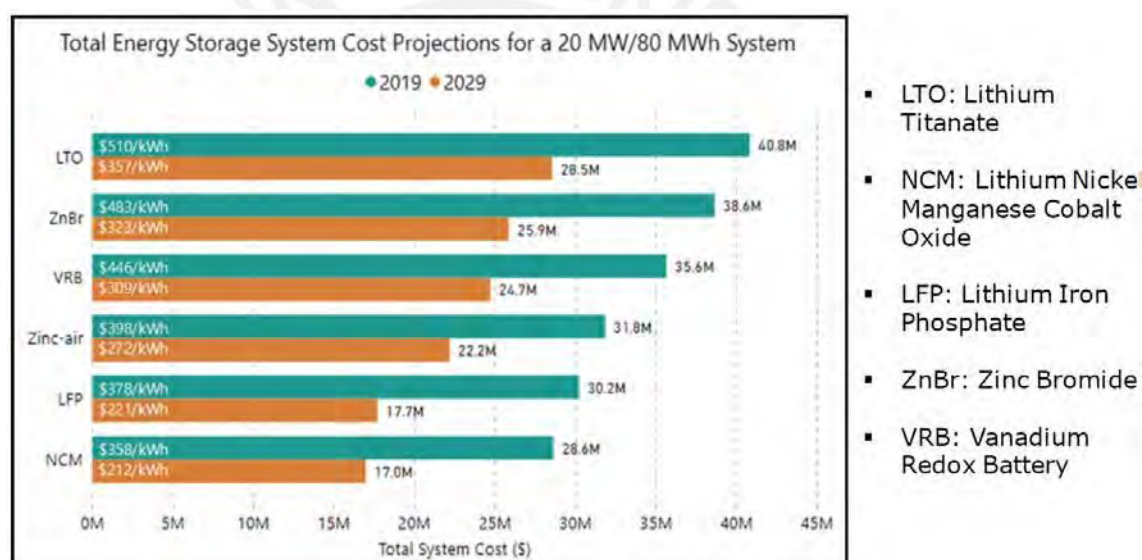
| | |
|-------------------------|----------------|
| Activos Tangibles | USD 79,539,571 |
| Activos Intangibles | USD 4,050,000 |
| Capital de trabajo (WK) | USD 10,745,144 |
| Total Inversión \$ | USD 94,334,715 |

Como parte de la proforma se solicitó que se considerará que el sistema de almacenamiento BESS (*Battery Energy Storage System*) sea con tecnologías de baterías de flujo de hierro debido a que cumplen los aspectos técnicos de diseño que son de

menor costo que otras tecnologías existentes en el mercado de acuerdo con Noya (2023), llegando a un valor de 20 USD/KWh por lo que se alcanza un monto para el proyecto de 2 millones de dólares americanos, asimismo de acuerdo con X. Liu et al (2022) ascendía un valor de 76.11 USD/KWh representando para el proyecto 7.61 millones de dólares americanos; lo que significa que cada año el costo de esta tecnología va siendo menor; como contraste en la Figura 60 se puede observar que los costos de las otras tecnologías de almacenamiento es de mayor costo.

Figura 60

Costos de tecnología de almacenamiento



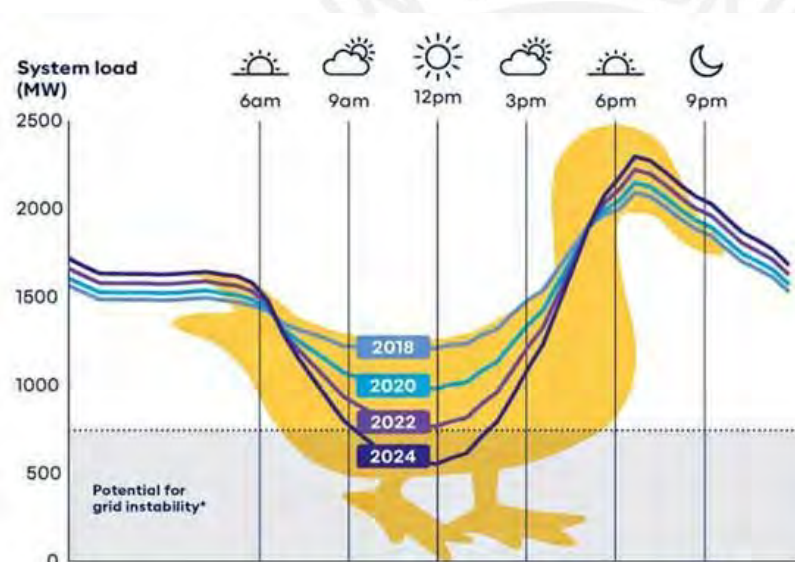
Nota. La figura muestra la tendencia de los costos de las tecnologías de almacenamiento sin incluir a las de flujo de hierro. Tomado de *Battery Energy Storage System (BESS)*, por Tata Power, 2019, LinkedIn. Recuperado el 10 de octubre de 2023 (<https://www.linkedin.com/feed/update/urn:li:activity:7105141909567795200/?originTrackingId=5jwK0RQxQWucjncojPPQOQ%3D%3D>).

La decisión de considerar un sistema de almacenamiento a pesar que incrementa el costo del proyecto, se basa principalmente en que permitiría superar una limitación de las plantas de generación eléctrica de energía solar en el Perú de solo proporcionar

energía continua durante el día y no en la noche, ya que dependen de la radiación solar, logrando ser un valor agregado y dando oportunidad a mayores ingresos ya que puede trabajar de noche cuando la demanda eléctrica es mayor, este diferenciador respecto a otras plantas de generación de energía solar en el Perú lo haría atractivo para la formalización de contratos PPA (*Power Purchase Agreement*) así como permitir que el COES no restrinja su interconexión al SEIN por los impactos técnicos de carga al no ser continuo la energía en este tipo de plantas (ver Figura 61).

Figura 61

Curva de pato de la demanda de energía eléctrica



Nota. La demanda eléctrica es mayor en la noche; pero la mayor irradiación es en el día.

Tomado de *¿Qué es la curva solar de pato (solar duck curve)?* [Difusión de conceptos], por FIDE, 2023. X. (<https://x.com/fidemx/status/1688619086169694208>).

4.4. Definiciones sobre la estructuración del *Project Finance*

Cómo se sabe el financiamiento de la construcción de la planta de energía solar mediante el SPV se realiza con aporte de capital y deuda (De Nahlik & Jackson, 2014; Gatti, 2024).

- a. Capital social proporcionado por los accionistas: Los accionistas contribuyen con fondos siguiendo la "línea de tiempo de los hitos". Cada

vez que el contratista alcanza un hito específico, los accionistas aportan fondos para financiar el progreso de la fase de construcción.

- b. Deuda proporcionada por los bancos: La deuda se proporciona en diferentes tramos para financiar porciones específicas del lado de los activos, como la instalación básica, el servicio de IVA (Impuesto de Valor Agregado) o IGV, la instalación de reserva y la facilidad de capital de trabajo. El préstamo base o facilidad base considera el financiamiento del costo de construcción, Costos por la adquisición del terreno, e incluye una porción de intereses devengados y honorarios durante la fase de construcción. Se reembolsa mediante un cronograma de pagos a largo plazo mientras continúa la fase operativa.

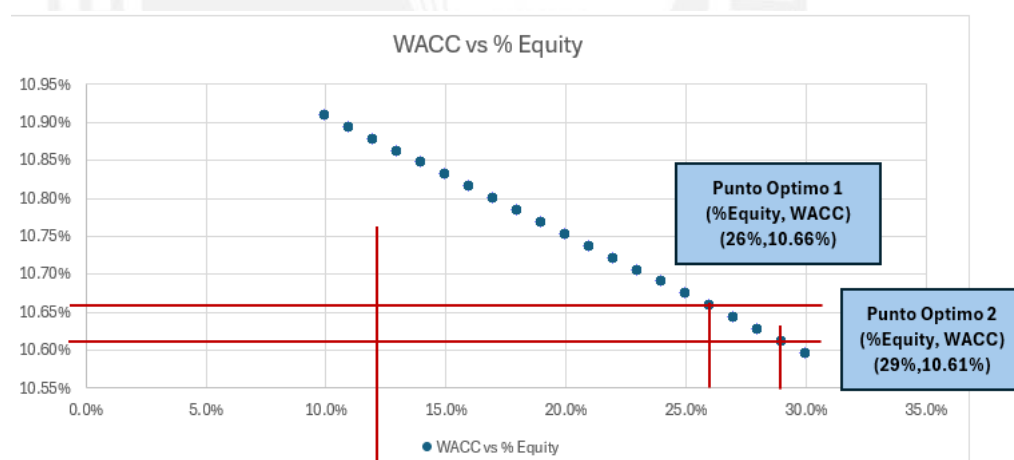
La determinación de la estructura de capital a realizar para el proyecto, indicada en la Tabla 19, se sustenta en los siguientes puntos (World Bank, 2023):

- a. A nivel de la región de América Latina y el Caribe, la mayoría de los proyectos de energías renovables financiados por bancos de desarrollo (como el BID y CAF), bancos comerciales locales y regionales de cada país evalúan los proyectos para definir lo mínimo de porcentaje que debe venir de parte de los inversores sobre el costo del proyecto (EU-LAC, 2018). En el caso de Brasil el Banco de Desarrollo de Brasil (BNDES) cuenta con un programa en el que puede financiar hasta el 70% del proyecto (CEPAL, 2012), y en el caso de Perú algunos proyectos en la tercera subasta RER han sido con financiamiento del 70% (OSINERGMIN, 2019), con ello se puede definir un 30% de aporte de capital para el presente proyecto.
- b. De las simulaciones realizadas del VAN del proyecto y del WACC, en donde se ha considerado las diferentes variaciones de las variables asociadas

como el precio de venta, la cantidad de producción anual de energía, los costos de operación y mantenimiento, el % de la degradación de ventas anual, se observa una dependencia inversamente proporcional al % de aporte de capital, en la Figura 62 se muestra el resultado de las simulaciones realizadas, en donde los puntos óptimos pueden oscilar entre un mínimo de 26%-29% a más. En la Figura 63 se muestra la gráfica del VAN en millones de dólares americanos en función al WACC haciendo uso de las mismas simulaciones realizadas, se observa que el valor medio asociado a cada valor de WACC es casi constante siendo menor a 20 millones de dólares americanos. Debido a estos resultados se puede definir aplicar el 30% como aporte de capital.

Figura 62

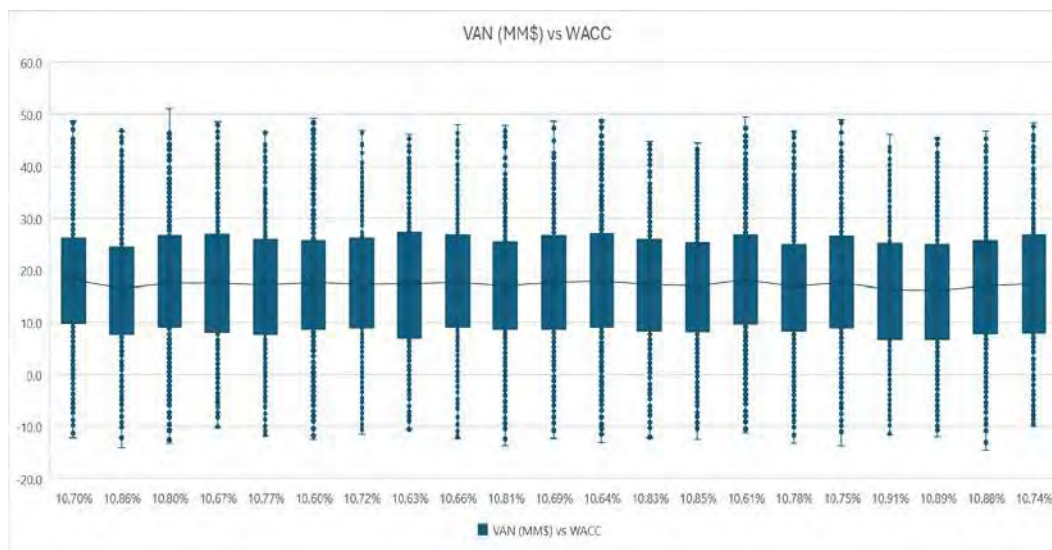
Gráfica del WACC en función del % Equity



Nota. Sobre la simulación de 15100 muestras en donde se obtienen diferentes VAN, se observa que mayor % de aporte de capital, es menor el WACC.

Figura 63

Gráfica del VAN (MUSD) en función del WACC



Nota. Se hace uso del gráfico de cajas y bigotes para visualizar la distribución de los datos en cuartiles resaltando la media y los valores atípicos debido a que se tienen múltiples valores por cada valor de WACC

- c. Considerando la depreciación acelerada a diferencia de la lineal se observa un rápido recupero del capital invertido haciendo atractivo invertir más para los accionistas sin que esto afecte la sostenibilidad financiera del proyecto. (IRENA, 2015).

Tabla 19

Estructura de financiamiento

| Fuentes | Monto | % Participación |
|---------------|----------------|-----------------|
| Aporte Propio | USD 28,300,415 | 30.00% |
| Endeudamiento | USD 66,034,301 | 70.00% |
| | USD 94,334,715 | 100.00% |

La combinación de aporte propio y endeudamiento, con un 30.00% y 70.00% de manera inicial respectivamente, refleja una estructura de financiamiento estándar en estos tipos de proyecto de uso intensivo de capital e inversión. Sin embargo; con el fin de buscar optimizar la inversión y asegurar la implementación exitosa del proyecto de

generación de energía solar es necesario adicional a la factibilidad técnica realizada en el presente capítulo, en donde se han solventado todos los aspectos de diseño, construcción, operación y mantenimiento, realizar la evaluación económica financiera en diferentes escenarios variando los parámetros de producción, precio de venta y del WACC principalmente como parte de los riesgos a analizar, las cuales se desarrollarán en el capítulo seis. En este sentido se hará uso de todas las definiciones realizadas y sus valores como parte del proyecto, mostradas tanto en la Tabla 18 y 19.

Tabla 20

Balance de situación financiera

| <u>ACTIVOS (en USD)</u> | | <u>PASIVOS (en USD)</u> | |
|-------------------------------|---------------------|-------------------------|---------------------|
| CAJA | 8,358,957.09 | PRESTAMO | 66,034,300.6 0 |
| EXISTENCIAS | 2,386,187.13 | | |
| CARGAS DEFERIDAS | - | | |
| TOTAL ACTIVO CORRIENTE | 10,745,144.2 | TOTAL PASIVO | 66,034,300.6 |
| | 2 | | 0 |
| ACTIVO FIJO | 79,539,570.9 | PATRIMONIO | |
| | 2 | | |
| OTROS ACTIVOS | 4,050,000.00 | CAPITAL SOCIAL | 28,300,414.5 |
| | | | 4 |
| TOTAL ACTIVO NO | 83,589,570.9 | TOTAL PATRIMONIO | 28,300,414.5 |
| CORRIENTE | 2 | | 4 |
| TOTAL ACTIVO | 94,334,715.1 | TOTAL | 94,334,715.1 |
| | 4 | PASIVO+PATRIM | 4 |

Este Balance General refleja la situación financiera del proyecto, evidenciando la distribución de activos, pasivos y patrimonio. La gestión equilibrada entre recursos propios y endeudamiento respalda la implementación exitosa del proyecto de generación de energía solar, ofreciendo una visión integral de su salud financiera.

Capítulo V: Gestión de Riesgos del Proyecto

5.1. Definición de riesgo en proyectos.

Según el glosario de términos de la norma ISO 31000:2018, la noción de riesgo se define como el impacto de la incertidumbre sobre los objetivos, manifestándose como una desviación, ya sea positiva o negativa, con respecto a lo anticipado, dando origen a oportunidades o amenazas. En el contexto de proyectos, el riesgo está vinculado a la posibilidad de que eventos o condiciones inciertas y no previstas surjan, teniendo un impacto en los objetivos del proyecto, tales como el cronograma, el presupuesto, la permisología no contemplada, la calidad o el alcance (ISO, 20018). En otras palabras, el riesgo en un proyecto se traduce en la probabilidad de que las cosas no se desarrollen según lo planificado, afectando su éxito.

Diversas fuentes, como cambios en el entorno, factores políticos, incertidumbre en el mercado, avances tecnológicos, factores económicos, inconvenientes técnicos, eventos naturales, variaciones en los costos y otros elementos impredecibles, pueden originar riesgos en proyectos. La gestión de riesgos en proyectos implica la necesidad de identificar, evaluar, mitigar y monitorear estos riesgos con el propósito de reducir su impacto negativo y aumentar las posibilidades de éxito. En resumen, el riesgo en proyectos se refiere a la incertidumbre inherente al proyecto que puede influir en el logro de sus objetivos, requiriendo una planificación y gestión minuciosa para abordar y minimizar sus consecuencias (Tinsley, 2014).

5.2. Identificación de Riesgos en el proyecto.

En el contexto de este proyecto, es posible identificar situaciones de riesgo para la planta solar en cada una de sus fases: planificación, construcción, financiamiento y operación (UNECE, 2015). Asimismo, categorizarlos aplicando el análisis de PESTEL de acuerdo con Fajardo (2023), para los cuales tenemos:

- Riesgos políticos y legales: Estos riesgos están vinculados a posibles cambios que puedan impactar la estabilidad política del país y a modificaciones en las normativas legales que podrían alterar las reglas en temas como inversión, contratos a largo plazo, tributación o el riesgo país. Incluyen demoras en los trámites asociados a la permisología del proyecto, así como el apoyo gubernamental a políticas en favor de las energías renovables, reflejadas en compromisos a mediano y largo plazo, como los acuerdos de París y las subastas RER, así como la asignación de prioridades en la entrega de carga.
- Riesgos económicos: Estos riesgos se relacionan con cambios en variables macroeconómicas y tasas de inflación que podrían afectar la inversión, el apalancamiento, los costos de materias o equipos, pagos futuros y coberturas de seguros contratados en el proyecto. También se consideran riesgos que podrían afectar los niveles de solvencia de las empresas contratistas EPC (*Engineering, Procurement, and Construction*) o de sus subcontratistas encargados del desarrollo del proyecto. Además, como oportunidad se destaca la facilidad de acceder a la depreciación acelerada en proyectos de este tipo. Esto es aplicable a todo el ciclo de vida del proyecto.
- Riesgos sociales: Estos riesgos pueden estar influenciados por acuerdos de consultas previas con las comunidades, necesarios para la implementación del proyecto, y por el cumplimiento de cuotas o porcentajes aceptables de personal de la zona en la mano de obra calificada, entre otros aspectos.
- Riesgos tecnológicos: Estos riesgos se asocian a la obsolescencia de la tecnología seleccionada para el proyecto, diseño y construcción inadecuados que no consideren valores asociados a la integridad o características de la zona, cálculos inadecuados de irradiancia o cambios en las condiciones

climáticas impactando en la producción de energía, mantenimiento preventivo o por condición, tasa de falla y recambio de equipos, así como problemas asociados a la conexión con la red eléctrica interconectada nacional.

Adicionalmente, se considera en este punto la selección de productos o materiales de baja calidad que podría afectar la eficiencia y la durabilidad de la instalación. También se consideran como oportunidades (en algunos casos riesgos positivos) las mejoras tecnológicas en paneles solares y sistemas de almacenamiento de energía, que han permitido precios más bajos y mayor eficiencia. Esto es aplicable a todo el ciclo de vida del proyecto.

- Riesgos ecológicos o ambientales: Estos riesgos incluyen la posibilidad de contaminación del suelo, agua y/o aire durante la etapa constructiva del proyecto, así como la afectación de los recursos naturales. Se consideran también los beneficios ambientales, como la reducción de toneladas de CO₂ al implementar fuentes de energía solar y los costos evitados asociados.

Los riesgos listados tienen un gran impacto en los objetivos de la gestión del proyecto a nivel de alcance, tiempo y costo, por ello es importante la identificación proactiva de estos riesgos durante la fase inicial de planificación a fin de implementar estrategias efectivas de gestión de riesgos y garantizar el éxito general del proyecto (Gatti, 2023).

5.3. Matriz de Riesgos

Para cuantificar los distintos riesgos asociados al proyecto, se ha elaborado una matriz de riesgos del tipo 5x5, con las siguientes características:

Tabla 21*Matriz de riesgos*

| | | Muy Bajo | Bajo | Moderado | Alto | Muy Alto |
|---------------------|---|----------|------|----------|------|----------|
| PROBABILIDAD | | 1 | 2 | 4 | 8 | 16 |
| Muy Alta | 5 | 5 | 10 | 20 | 40 | 80 |
| Alta | 4 | 4 | 8 | 16 | 32 | 64 |
| Moderada | 3 | 3 | 6 | 12 | 24 | 48 |
| Baja | 2 | 2 | 4 | 8 | 16 | 32 |
| Muy Baja | 1 | 1 | 2 | 4 | 8 | 16 |

La identificación de colores está asociada al nivel de riesgo que tiene cada una de las celdas de la matriz, entendiéndose que éste es el producto de la Probabilidad por el Impacto

Tabla 22*Nivel de riesgo*

| NIVEL DE RIESGO | RANGO |
|------------------|---------|
| Riesgo Aceptable | 1 – 4 |
| Riesgo Tolerable | 5 – 12 |
| Riesgo Alto | 16 – 24 |
| Riesgo Extremo | 32 – 80 |

En base a ello también es posible identificar el apetito al riesgo asumido por el proyecto, en función a la siguiente identificación:

Tabla 23*Apetito al riesgo*

| APETITO AL RIESGO | |
|-----------------------|--|
| Conservador | Evitar el riesgo y la incertidumbre es un objetivo clave de la Empresa. |
| Prudente | Preferencia por alternativas seguras que tienen un bajo grado de riesgo residual y un potencial limitado de recompensa. |
| Arriesgado | Dispuesto a considerar todas las posibles opciones y elegir la que aporte mayor probabilidad de éxito a la vez que proporciona un aceptable nivel de recompensa. |
| Muy Arriesgado | Deseoso de ser innovador y elegir alternativas que ofrezcan un potencial mayor de recompensa a pesar de asumir un mayor riesgo. |

Considerando lo descrito en la Tabla 24 y 25 se muestra en la Figura 64 la valoración de los riesgos por tipo tanto antes como después de aplicar los controles de mitigación. De la misma forma en la Figura 65 al 69 se presentan los sustentos detallados por tipo de riesgo, los cuales cubren la justificación de la valoración de la probabilidad y el impacto para calificar el nivel de riesgo como de los controles o acciones de mitigación a implementar en el proyecto para mantener los riesgos a un nivel tolerable y aceptable. Las medidas de mitigación descritas en la Tabla 24 y 25 se basan principalmente a las buenas prácticas que se usa en la gestión de riesgos, para lo cual se aborda el esquema preventivo (antes de la materialización del riesgo) para reducir la probabilidad y correctivo (posterior a la materialización del riesgo) para abordar el impacto.

Figura 64

Valoración de Riesgos

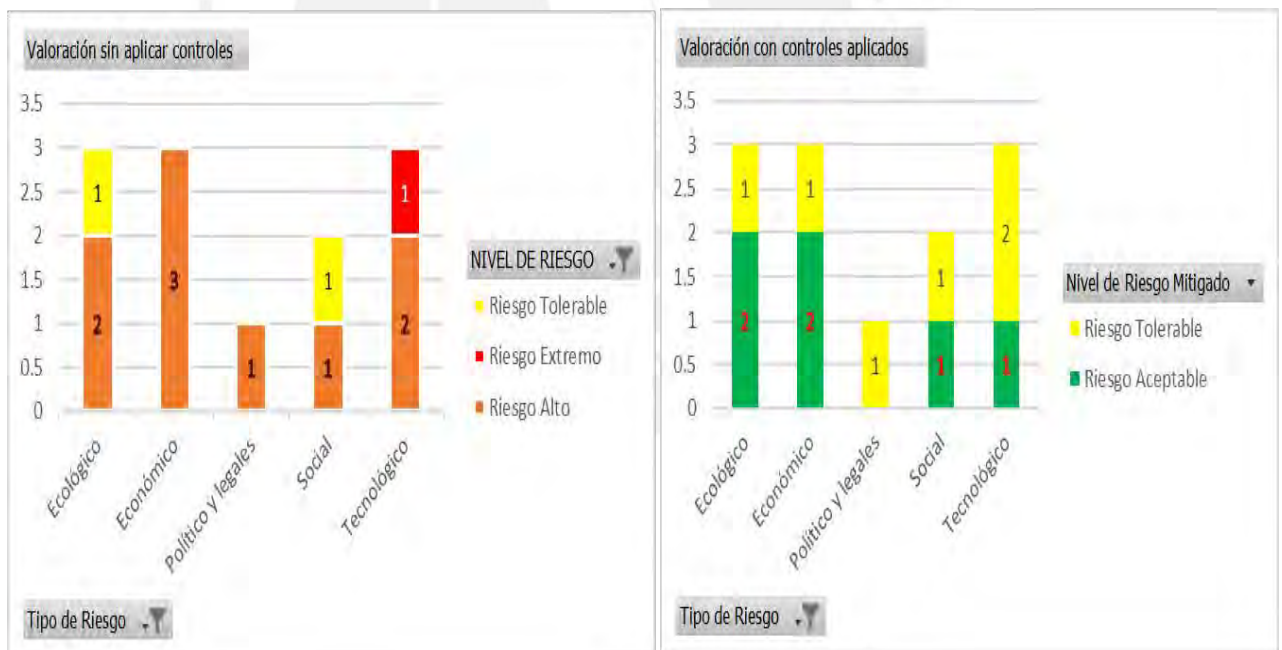


Figura 65

Sustento Riesgos Tecnológicos



Figura 66

Sustento Riesgos Económicos

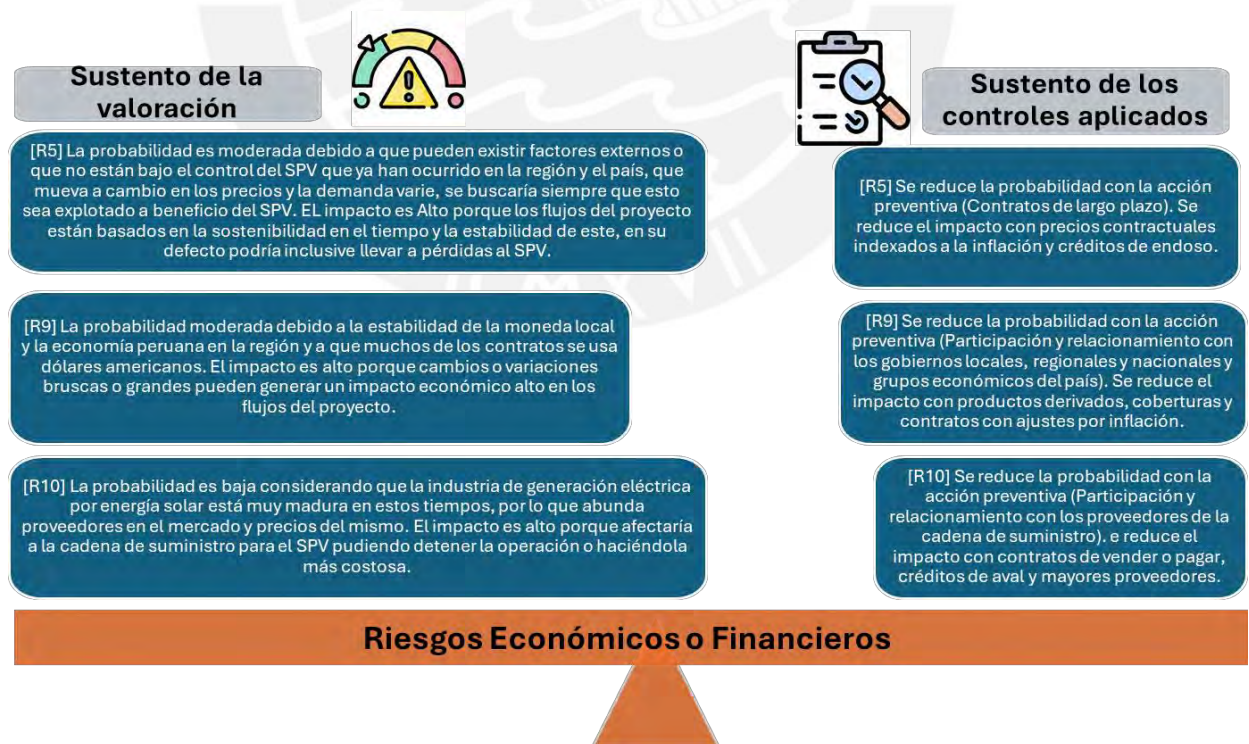


Figura 67

Sustento Riesgos Ecológicos



Figura 68

Sustento Riesgos Sociales

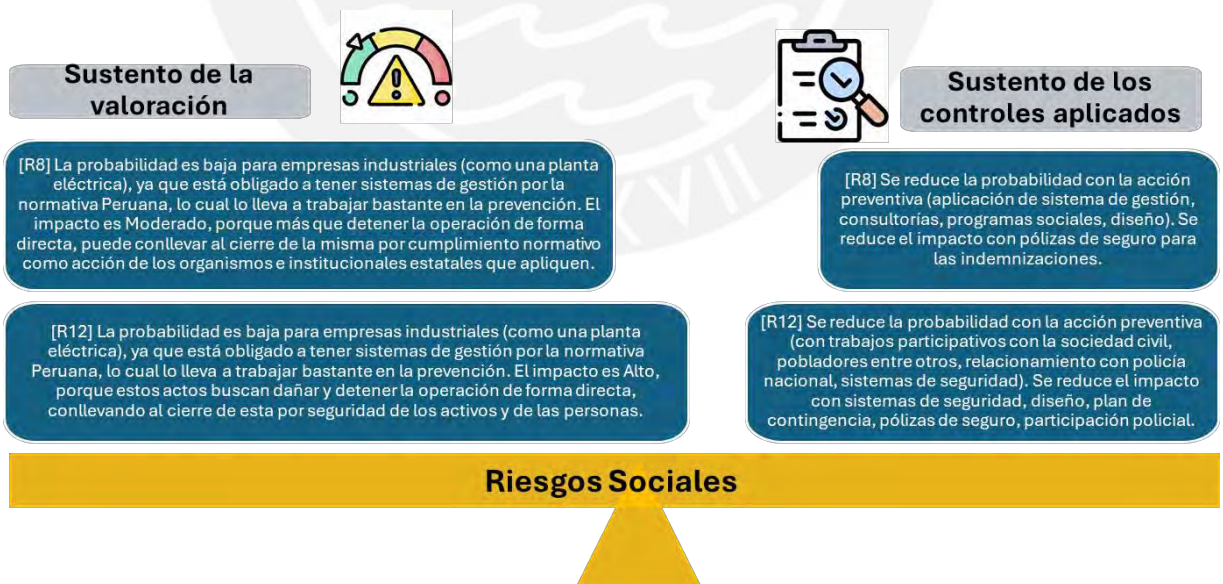


Figura 69*Sustento Riesgos Políticos y legales*

Tabla 24

Evaluación y Gestión de Riesgos Identificados para el proyecto (R1 al R6)

| ITEM | EVENTO | PROBABILIDAD | IMPACTO | NIVEL DE RIESGO | Tipo de Riesgo | Medidas de Mitigación | Probabilidad Mitigada | Impacto Mitigado | Nivel de Riesgo Mitigado | Estrategia de Gestión |
|------|---|--------------|----------|-----------------|--------------------|---|-----------------------|------------------|--------------------------|--------------------------------|
| R1 | Variabilidad en la Radiación Solar | Baja | Alto | Riesgo Alto | Tecnológico | <ol style="list-style-type: none"> 1. Contratar consultores para el monitoreo de la Información estadística del nivel de variación de la radiación solar en el Perú que permite obtener resultados aceptables de exactitud para el proyecto. 2. Implementación de almacenamiento de la energía. 3. Paneles solares con seguimiento para encontrar punto de mejor irradiancia. 4.- Uso de paneles solares de mayor eficiencia (ya se comercializa con eficiencia del 40%). 5.- Contrato EPC y O&M empresas especializadas quienes deberán tomar el punto 2 al 4 de las medidas. | Muy Baja | Moderado | Riesgo Aceptable | Mitigar/ Transferir/ compartir |
| R2 | Obsolescencia prematura de Paneles Solares | Moderada | Alto | Riesgo Alto | Tecnológico | <ol style="list-style-type: none"> 1. Garantía de compra-venta de proveedor reconocido y fabricante. 2. Puesta a tierra de equipos, sistema de protección instalada. 3. Mantenimiento preventivo y limpieza continua de paneles. 4. Contrato EPC y O&M empresas especializadas quienes deberán tomar el punto 1 al 3 de las medidas. | Baja | Moderado | Riesgo Tolerable | Mitigar/ Transferir/ compartir |
| R3 | Mal Diseño, Planificación en la Construcción y mala aplicación de prácticas en la operación | Alta | Muy Alto | Riesgo Extremo | Tecnológico | <ol style="list-style-type: none"> 1. Contrato EPC y O&M empresas especializadas 2. Garantías de los Patrocinadores a los prestamistas 3. Penalidades a aplicar en los contratos EPC y O&M, así como a los proveedores tecnológicos. 4. Contratos Llave en mano a precio fijo 5. Evaluaciones periódicas con empresa supervisora o de Ingeniería independiente. 6. Pólizas de Seguro. | Baja | Moderado | Riesgo Tolerable | Mitigar/ Transferir/ compartir |
| R4 | Cambios en las Políticas e Incentivos Gubernamentales o Regulatorios del País/Región | Moderada | Alto | Riesgo Alto | Político y legales | <ol style="list-style-type: none"> 1. Normativas que permiten priorizar consumo de energía RER. 2. Cumplimiento de objetivos asociados a Acuerdo de París. 3. Póliza de Seguros. 4. Contratos de arrendamiento o compra de terreno con los Gobiernos Locales. 5. Convenio de apoyo político con el Gobierno en la materia. 6. Programa de Seguros de Créditos | Baja | Moderado | Riesgo Tolerable | Mitigar/ Transferir/ compartir |
| R5 | Cambios en los Precios de la Electricidad y variación de la demanda | Moderada | Alto | Riesgo Alto | Económico | <ol style="list-style-type: none"> 1. Precios contractuales fijos e indexados a la inflación. 2. Contrato a largo plazo con uno o más compradores (PPA). 3. Crédito de endoso para respaldar los préstamos del comprador. | Baja | Moderado | Riesgo Tolerable | Mitigar |
| R6 | Desastres Naturales | Baja | Alto | Riesgo Alto | Ecológico | <ol style="list-style-type: none"> 1. Medidas adecuadas a incorporar en el diseño para la resiliencia del sistemas y sus instalaciones. 2. Póliza de Seguros | Muy Baja | Bajo | Riesgo Aceptable | Mitigar/ Transferir |

Tabla 25

Evaluación y Gestión de Riesgos Identificados para el proyecto (R7 al R12)

| ITEM | EVENTO | PROBABILIDAD | IMPACTO | NIVEL DE RIESGO | Tipo de Riesgo | Medidas de Mitigación | Probabilidad Mitigada | Impacto Mitigado | Nivel de Riesgo Mitigado | Estrategia de Gestión |
|------|--|--------------|----------|------------------|----------------|---|-----------------------|------------------|--------------------------|-----------------------|
| R7 | Impacto ambiental | Baja | Moderado | Riesgo Tolerable | Ecológico | 1. Sistema de gestión ISO 14001. 2. Selección de contratistas que cuenten con sistema de gestión ISO 14001. 3. Identificación de riesgos que generen impacto ambiental durante construcción y operación e incluirlos en los contratos EPC y de O&M. 4.- Empresas consultoras independientes para Monitoreo frecuente. 5. Póliza de Seguros | Muy Baja | Moderado | Riesgo Aceptable | Mitigar/ Transferir |
| R8 | Oposición de la Población y Seguridad en el Trabajo | Baja | Moderado | Riesgo Tolerable | Social | 1. Sistema de gestión ISO 45001. 2. Selección de contratistas que cuenten con sistema de gestión ISO 45001. 3. Identificación de riesgos asociados a la seguridad del personal durante construcción y operación. 4.- Programas Sociales que contribuyan a la población, así como su difusión temprana. (Dar trabajo a personal de la zona) 5.- Consideraciones de diseño relacionado a la selección del lugar del proyecto. 6. Póliza de Seguros | Muy Baja | Moderado | Riesgo Aceptable | Mitigar/ Transferir |
| R9 | Variación de Tipo de Cambio, tasa de interes o Inflación | Moderada | Alto | Riesgo Alto | Económico | 1. Productos Derivados. 2. Instrumentos de Cobertura. 3. Establecer en los contratos ajustes por inflación. | Baja | Bajo | Riesgo Aceptable | Mitigar/ Transferir |
| R10 | Incremento del precio de materiales e insumos o escasez de suministros | Baja | Alto | Riesgo Alto | Económico | 1. Precios asociados energía solar en continua baja por mejoras tecnológicas y masificación. 2. Diversidad en proveedores de materiales e insumos. 3. Crédito de aval para respaldar préstamos de proveedores. 4. Contratos de Vender o Pagar o mediante contratos de Vender | Muy Baja | Moderado | Riesgo Aceptable | Mitigar |
| R11 | Daños asociados a cambios climáticos | Baja | Alto | Riesgo Alto | Ecológico | 1. Ubicación de terreno en zona costera donde no existen cambios meteorológicos intensos. | Muy Baja | Alto | Riesgo Tolerable | Mitigar |
| R12 | Vandalismo | Baja | Alto | Riesgo Alto | Económico | 1. Instalación de garitas de seguridad y sistema CCTV en el perímetro 2. Póliza de Seguros | Muy Baja | Alto | Riesgo Tolerable | Mitigar/ Transferir |

Capítulo VI: Análisis Financiero

6.1. Definición de principales variables.

Haciendo uso del índice de estacionalidad proyectada, algunos datos de diseño y el resumen de inversión del capítulo cuatro tenemos las variables a utilizar en la Tabla 26 y Tabla 27, siendo los montos en dólares americanos. En la Tabla 26 se definió la depreciación de forma acelerada anual del 20%, amparado en el Decreto Legislativo N° 1058 cuya vigencia se extendió hasta diciembre del 2025 con la Ley N° 30327 (MINAM, 2017; El Peruano, 2008) y la tasa de impuesto a la renta del 30% de acuerdo la normativa dada y permitida por la Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria (SUNAT); sin embargo, para el precio base se hizo uso del definido por OSINERGMIN en agosto del 2024 con Resolución 152-2024-OS/CD, el cual es publicado mensualmente en el diario peruano y el tipo de cambio de 3.741 publicado por la SBS el 01 de agosto del 2024. Respecto a la tasa de interés anual dada por los bancos para los préstamos se hizo uso del valor máximo redondeado al valor % entero superior para Corporativos y Grandes Empresas de acuerdo con lo publicado por la SBS (2024).

Tabla 26

Variables definidas para el proyecto

| Variable | Valor |
|----------------------------|-----------------|
| Activos Tangibles | \$79,539,570.92 |
| Activos Intangibles | \$4,050,000.00 |
| Capital de trabajo (WK) | \$10,745,144.22 |
| Total Inversión \$ | \$94,334,715.14 |
| Depreciación | Acelerada |
| Vida Útil | 20 |
| Tasa Impuesto a la renta | 30% |
| Precio Base | 0.0768 |
| Tasa de Interés o TEA base | 12% |
| % de Aporte Propio base | 30% |
| % endeudamiento base | 70% |

Tabla 27*Escenarios de producción e ingreso de venta*

| En función a Irradiación Solar | Producción Mensual (kwh) | Ingreso por Venta Anual (USD) |
|-----------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|
| Pesimista | 20,391,640 | 18,798,901 |
| Moderado | 25,443,616 | 23,456,280 |
| Optimista | 25,803,788 | 23,788,320 |

Con el fin de poder realizar el análisis financiero es necesario calcular el WACC (*Weighted average cost of capital*) para lo cual usaremos el modelo de CAPM (*capital asset pricing model*) (Damodaran, 2023a; Damodaran, 2023b). En la Tabla 28 se observa las variables usadas en el modelo de CAPM, haciendo uso de las variables de las definiciones del proyecto. Asimismo, la fuente de información y la forma de cálculo son descritas en la Tabla 28.

Tabla 28*Cálculo del WACC*

| Variable para CAPM | Valor | Fuente de Información y forma de cálculo |
|------------------------------------|--------|--|
| % Deuda = D | 70.00% | Pasivos / Total Inversión |
| % Capital =C | 30.00% | Patrimonio / Total Inversión |
| D/C = | 2.33 | Ratio D/C |
| Costo de la deuda (Kd) | 12.00% | TEA del financiamiento |
| Tasa de impuestos (Tx) | 30.00% | Tasa de impuesto Tx |
| Tasa libre de riesgo (Rf) | 4.00% | yield US bond 30 year |
| Beta Desapalancado (beta desap) | 0.56 | Damodarán Sector Green & Renewable Energy |
| Tasa del mercado (Rm) | 10.8% | = (Pm + Rf) |

| | | |
|----------------------------------|--------|--|
| Beta Apalancado (beta ap) | 1.47 | $\text{beta desap} \times (1 + (1 - T_x) \times \text{pasivos} / \text{patrimonio})$ |
| Prima de mercado (Pm) | 6.80% | Calculado de tool en excel de Damodaran (ver Apéndice B - Return By Year Damodaran) |
| Riesgo país (Rp) | 1.69% | C/ 100 puntos es un 1% (Fuente Banco Central Reserva) |
| COK del Accionista - (Ke) USD | 15.72% | $R_f + \text{beta ap} \times (R_m - R_f) + R_p$ |
| WACC/CPPC | 10.60% | $D \times K_d (1 - T_x) + C \times K_e$ |

Nota. Adaptado de *Estimating inputs for valuation Estimation of discount rates*, por Damodaran, 2024a; y de *SpreadSheets* [Hojas de Trabajo para cálculo del WACC], por Damodaran, 2024b.

La estructura de costo y gasto delineada en el proyecto refleja una planificación financiera integral y detallada. La asignación cuidadosa de recursos tangibles e intangibles, junto con la consideración de los costos operativos y de capital, demuestra un enfoque estratégico en la gestión financiera para el proyecto. La distribución equitativa de los costos entre activos tangibles e intangibles contribuye a la sostenibilidad a largo plazo del proyecto. Asimismo, la inclusión de un fondo de capital de trabajo y una previsión para gastos imprevistos indica una preparación proactiva para enfrentar contingencias, fortaleciendo la resiliencia financiera del proyecto. En resumen, la estructura de costos y gastos está diseñada para respaldar eficazmente la implementación, operación y éxito continuo de la planta de generación de energía solar.

Tabla 29

Estructura de costo y gasto

| | | |
|-------------------|---------|-----|
| Producción diaria | 679,721 | KWh |
|-------------------|---------|-----|

| | | |
|------------------------------------|-----------|----------|
| Precio de venta de energía | 0.0768 | US\$/KWh |
| Costos de Operación | 0.0019218 | US\$/KWh |
| Costo de Operación sobre ingreso | 2.4% | |
| Gastos Administrativos | 0.0021 | US\$/KWh |
| Gasto Administrativo sobre ingreso | 2.6% | |
| Costos de Mantenimiento | 0.001922 | KWh |
| Costo de Manto. sobre ingreso | 2.4% | |
| Ingreso de producción diaria | 52,203 | US\$ |
| | | |
| % Factor Bono Verde /Ventas | | 5.0% |
| % Degradación Anual/Ventas | | 1.5% |
| | | |
| Ajuste anual de precios | | 2.0% |
| Ajuste anual Costos operación | | 2.0% |

6.2. Cronogramas relacionados a los flujos.

Como sabemos la planificación financiera contempla los cronogramas del servicio a la deuda, de depreciación anual y amortización relacionado a intangibles para el proyecto. Este cronograma cubre los 20 años del proyecto, en el caso de los activos tangibles una depreciación acelerada del 20% anual y en el caso de los activos intangibles una amortización de 3 años. En las Tablas 30, 31 y 32 se muestran un resumen de los cronogramas a utilizar en el proyecto (consultar el Apéndice A para ver los cronogramas completos). Respecto al cronograma del servicio a la deuda para un préstamo de \$66,034,301 dólares americanos la combinación de amortización e intereses refleja la progresiva reducción del saldo pendiente, indicando una gestión efectiva de los recursos financieros a lo largo de los años.

La depreciación anual para un activo de \$79,539,570.92 dólares americanos distribuida linealmente a lo largo de los primeros 5 años, refleja una estrategia de amortización constante para los primeros años. Esta metodología proporciona un mejor retorno de la inversión para el accionista, estabilidad en la planificación financiera,

distribuyendo equitativamente el impacto contable a lo largo de los primeros años. Así, se promueve una gestión prudente de los recursos permitiendo tener una mayor reducción fiscal en los primeros años y mejorando los flujos de caja en etapas tempranas. Este enfoque reduce el riesgo financiero al permitir la recuperación del capital invertido de forma temprana.

El cronograma de amortización de \$4,050,000 dólares americanos distribuido en un período de 3 años demuestra una estrategia de pago estructurada y sostenible. Este enfoque permite una gestión eficiente de los recursos financieros, evitando presiones excesivas en un solo ejercicio fiscal. La amortización gradual a lo largo de estos años ofrece flexibilidad financiera, facilitando una distribución equitativa de los pagos y asegurando que la carga financiera sea manejable. Además, esta planificación permite una mejor alineación de los pagos con la generación de beneficios asociados a los activos intangibles, optimizando la relación costo-beneficio para el proyecto.

Tabla 30

Cronograma de depreciación anual acelerada

| Dep. Anual | USD 15,907,914 | | |
|-------------------|-----------------------|------------------------|-----------------|
| Años | Depreciación Anual | Depreciación Acumulada | Valor en Libros |
| 0 | | | 79,539,570.92 |
| 1 | 15,907,914 | 15,907,914 | 63,631,657 |
| 2 | 15,907,914 | 31,815,828 | 47,723,743 |
| 3 | 15,907,914 | 47,723,743 | 31,815,828 |
| 4 | 15,907,914 | 63,631,657 | 15,907,914 |
| 5 | 15,907,914 | 79,539,571 | - |

Tabla 31

Cronograma de amortización anual (intangibles)

| Amort. Anual | 1,350,000 | | |
|---------------------|--------------------|------------------------|-----------------|
| Años | Amortización Anual | Amortización Acumulada | Valor en Libros |
| 0 | | | 4,050,000 |

| | | | |
|----------|-----------|-----------|-----------|
| 1 | 1,350,000 | 1,350,000 | 2,700,000 |
| 2 | 1,350,000 | 2,700,000 | 1,350,000 |
| 3 | 1,350,000 | 4,050,000 | - |



Tabla 32*Resumen de Cronograma del servicio a la deuda*

| | AÑO 0 | AÑO 1 | AÑO 2 | AÑO 3 | AÑO 18 | AÑO 19 | AÑO 20 |
|---|------------|-------------------|-------------------|-------------------|------------------|------------------|-----------|
| Deuda | 66,034,301 | 66,034,301 | 65,117,825 | 64,091,372 | 21,233,609 | 14,941,051 | 7,893,385 |
| Cuota | | 8,840,592 | 8,840,592 | 8,840,592 | 8,840,592 | 8,840,592 | 8,840,592 |
| Interés | | 7,924,116 | 7,814,139 | 7,690,965 | 2,548,033 | 1,792,926 | 947,206 |
| Amortización | | 916,476 | 1,026,453 | 1,149,627 | 6,292,558 | 7,047,666 | 7,893,385 |
| Saldo | 66,034,301 | 65,117,825 | 64,091,372 | 62,941,746 | 14,941,051 | 7,893,385 | (0) |
| Porción de la deuda de Corto Plazo | | 1,026,453 | 1,149,627 | 1,287,582 | 7,047,666 | 7,893,385 | 0 |
| Porción de la deuda de Largo Plazo | | 64,091,372 | 62,941,746 | 61,654,163 | 7,893,385 | (0) | 0 |

6.3. Estado de Resultados y Flujos de Caja.

Como se observa en la Tabla 33, la proyección de una utilidad de \$75,862,536 dólares americanos en el vigésimo año reflejan la robustez y la rentabilidad sostenida del proyecto a lo largo del tiempo. Esta cifra positiva indica que la planta de generación de energía solar no solo logra cubrir los costos operativos y financieros, sino que también genera un retorno significativo. La consistencia en la generación de utilidades después de los cinco años a largo plazo sugiere una gestión financiera sólida y una planificación efectiva que respalda la viabilidad económica del proyecto en el horizonte de 20 años.

El flujo de caja económico proyectado de acuerdo con la Tabla 34, que genera un flujo de caja libre de \$11,178,609 dólares americanos en el período de 20 años, indica una salud financiera sólida y la capacidad del proyecto para generar efectivo después de atender todos los compromisos operativos y financieros. Este excedente de efectivo puede destinarse a diversas opciones, como inversiones adicionales, pagos de deuda anticipados o distribuciones de dividendos, proporcionando flexibilidad financiera y respaldando la estabilidad a largo plazo del proyecto. La consistencia en la generación de flujo de caja libre refleja una gestión financiera efectiva y una planificación que considera tanto los desafíos como las oportunidades a lo largo del horizonte de proyección. El período de recuperación del capital para el proyecto es de 11 años y 9 meses de acuerdo con la Tabla 35. Este período indica el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial realizada en la implementación de la planta de generación de energía solar. En este caso, un período de recuperación relativamente extenso podría sugerir que el retorno de la inversión se produce gradualmente a lo largo del tiempo, siendo un factor por considerar en la evaluación de la viabilidad financiera del proyecto.

De acuerdo con la Tabla 36, la generación de un flujo de caja del accionista de \$2,622,179 dólares americanos en el año 20 indica un rendimiento financiero positivo para los inversionistas o accionistas del proyecto. Este flujo de efectivo representa los beneficios netos que pueden distribuirse entre los accionistas después de cubrir todos los costos, deudas e inversiones. Es un indicador alentador, ya que sugiere que el proyecto ha alcanzado un punto en el que puede generar retornos significativos para aquellos que invirtieron en él. Con un aumento constante en los flujos de caja financieros de acuerdo con la Tabla 37, durante los últimos años del proyecto, se refleja una tendencia positiva y un crecimiento sostenido en la generación de efectivo. Este patrón sugiere la solidez y estabilidad financiera del proyecto, lo que podría contribuir a una gestión efectiva de las obligaciones financieras y a la capacidad de reinvertir en mejoras o expansiones. En general, la evolución positiva de los flujos de caja financiero respalda la salud financiera a largo plazo del proyecto.

Con un acumulado en el año 20 de \$101,776,763 dólares americanos en el flujo de tesorería, se evidencia una gestión financiera sólida y una generación de efectivo constante a lo largo del proyecto de acuerdo con la Tabla 38. Este saldo acumulado representa la suma de los flujos de efectivo positivos durante todo el periodo y destaca la capacidad del proyecto para cubrir gastos operativos, inversiones y obligaciones financieras. El flujo de tesorería positivo sugiere una posición financiera saludable y la capacidad de enfrentar contingencias, así como la oportunidad de reinvertir en futuras iniciativas.

Con un balance general al año 20 de acuerdo con la Tabla 39 que presenta activos por un valor de \$104,162,950 dólares americanos y un pasivo más patrimonio del mismo valor, se refleja una situación financiera equilibrada y sólida, donde los recursos y obligaciones del proyecto están alineados, lo que contribuye a la estabilidad

financiera y a la capacidad para cumplir con las responsabilidades financieras a corto y largo plazo. La igualdad entre activos y pasivos más patrimonio es un indicador positivo de la salud financiera del proyecto y sugiere una gestión efectiva de los recursos y las inversiones.



Tabla 33*Estado de resultados*

| | | 100.0% | 98.5% | 97.0% | 74.5% | 73.0% | 71.5% | | |
|--|------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------|
| | | AÑO 1 | AÑO 2 | AÑO 3 | AÑO 18 | AÑO 19 | AÑO 20 | TOTAL | %/VENTAS |
| Ingresos por venta | | 18,798,901 | 18,887,256 | 18,599,633 | 14,285,285 | 13,997,662 | 13,710,038 | 328,473,197 | 100.0% |
| Bono Verde | | - | - | - | - | - | - | - | 0.0% |
| Costos de operación (sin deprec+amort.) | 2.6% | (451,174) | (460,197) | (460,197) | (460,197) | (460,197) | (460,197) | (9,194,918) | (2.8%) |
| Depreciación | | (15,907,914) | (15,907,914) | (15,907,914) | - | - | - | (79,539,571) | (24.2%) |
| Amortización | | (1,350,000) | (1,350,000) | (1,350,000) | - | - | - | (4,050,000) | (1.2%) |
| Utilidad Bruta | | 1,089,813 | 1,169,145 | 881,521 | 13,825,088 | 13,537,465 | 13,249,841 | 235,688,708 | 71.8% |
| Gastos administrativos | 2.6% | (493,471) | (495,790) | (488,240) | (374,989) | (367,439) | (359,889) | (8,622,421) | (2.6%) |
| Gastos de Mantenimiento | 2.4% | (451,597) | (453,720) | (446,811) | (343,169) | (336,259) | (329,350) | (7,890,762) | (2.4%) |
| Utilidad Operativa | | 144,745 | 219,634 | (53,530) | 13,106,930 | 12,833,767 | 12,560,603 | 219,175,524 | 66.7% |
| (-) Baja de Activo | | | | | - | - | - | - | 0.0% |
| + Realización de Activo | | | | | - | - | - | 0 | 0.0% |
| Utilidad Antes de Impuestos | | 144,745 | 219,634 | (53,530) | 13,106,930 | 12,833,767 | 12,560,603 | 219,175,524 | 66.7% |
| Impuesto | | (43,423) | (65,890) | - | (3,932,079) | (3,850,130) | (3,768,181) | (65,768,716) | (20.0%) |
| Utilidad Neta | | 101,321 | 153,744 | (53,530) | 9,174,851 | 8,983,637 | 8,792,422 | 153,406,808 | 46.7% |
| UTILIDAD DEL EJERCICIO (Con efecto de la deuda) | | (5,445,560) | (5,316,153) | (5,437,205) | 7,391,228 | 7,728,588 | 8,129,378 | 75,862,536 | 23.1% |
| EBITDA | | 17,402,659 | 17,477,548 | 17,204,385 | 13,106,930 | 12,833,767 | 12,560,603 | | |
| EBITDA/SERVICIO DEUDA (SD) | | 1.97 | 1.98 | 1.95 | 1.48 | 1.45 | 1.42 | | |

Tabla 34*Flujo económico*

| | AÑO 0 | AÑO 1 | AÑO 2 | AÑO 3 | AÑO 18 | AÑO 19 | AÑO 20 |
|---------------------------------|--------------|------------|------------|------------|-----------|-----------|------------|
| Ingresos | | | | | | | |
| Utilidad Neta | | 101,321 | 153,744 | (53,530) | 9,174,851 | 8,983,637 | 8,792,422 |
| + | | | | | | | |
| Depreciación | | 15,907,914 | 15,907,914 | 15,907,914 | - | - | - |
| + | | | | | | | |
| Amortización | | 1,350,000 | 1,350,000 | 1,350,000 | | | |
| Flujos | | 17,359,235 | 17,411,658 | 17,204,385 | 9,174,851 | 8,983,637 | 8,792,422 |
| Inversiones | | | | | | | |
| (-) Tangibles | (79,539,571) | | | | | | |
| (-) Intangibles | (4,050,000) | | | | | | |
| (-) Capital Trabajo (WK) | (10,745,144) | | | | | | |
| Recuperación del Activo | | | | | | | |
| Recuperación del WK | | | | | | | 2,386,187 |
| FLUJO CALA LIBRE (FE) | (94,334,715) | 17,359,235 | 17,411,658 | 17,204,385 | 9,174,851 | 8,983,637 | 11,178,609 |

Tabla 35*Periodo de recuperación del capital económico*

| | Año 0 | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 18 | Año 19 | Año 20 |
|-------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|------------|------------|
| Flujo de Caja Económico | (94,334,715) | 17,359,235 | 17,411,658 | 17,204,385 | 9,174,851 | 8,983,637 | 11,178,609 |
| | 00 | 01 | 02 | 03 | 18 | 19 | 20 |
| Flujo de Caja Económico | (94,334,715) | 17,359,235 | 17,411,658 | 17,204,385 | 9,174,851 | 8,983,637 | 11,178,609 |
| Flujo de Caja Económico Actualizado | (94,334,715) | 15,696,209 | 14,235,362 | 12,718,377 | 1,497,457 | 1,325,781 | 1,491,666 |
| Saldo | (94,334,715) | (78,638,506) | (64,403,144) | (51,684,767) | 13,432,646 | 14,758,427 | 16,250,092 |

Tabla 36*Flujo de caja del accionista*

| | AÑO 0 | AÑO 1 | AÑO 2 | AÑO 3 | AÑO 18 | AÑO 19 | AÑO 20 |
|-------------------------------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| FCL (Flujo Económico) | (94,334,715) | 17,359,235 | 17,411,658 | 17,204,385 | 9,174,851 | 8,983,637 | 11,178,609 |
| (+) Deuda | 66,034,301 | | | | | | |
| (-) Amortización (Principal) | | (916,476) | (1,026,453) | (1,149,627) | (6,292,558) | (7,047,666) | (7,893,385) |
| (-) Intereses | | (7,924,116) | (7,814,139) | (7,690,965) | (2,548,033) | (1,792,926) | (947,206) |
| (+) Efecto financiero (EFI) | | 2,377,235 | 2,344,242 | 2,307,289 | 764,410 | 537,878 | 284,162 |
| FCA (Flujo Caja Financiero) | (28,300,415) | 10,895,879 | 10,915,308 | 10,671,082 | 1,098,669 | 680,923 | 2,622,179 |

Tabla 37*Periodo de recuperación del capital – Financiero*

| | Año 0 | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 18 | Año 19 | Año 20 |
|--------------------------------------|---------------|---------------|---------------|--------------|------------|------------|------------|
| Flujo de Caja Financiero | (28,300,415) | 10,895,879 | 10,915,308 | 10,671,082 | 1,098,669 | 680,923 | 2,622,179 |
| | 00 | 01 | 02 | 03 | 18 | 19 | 20 |
| Flujo de Caja Financiero | (28,300,415) | 10,895,879 | 10,915,308 | 10,671,082 | 1,098,669 | 680,923 | 2,622,179 |
| Flujo de Caja Financiero Actualizado | (28,300,415) | 9,415,976 | 8,151,586 | 6,886,803 | 79,382 | 42,516 | 141,489 |
| Saldo | (28,300,415) | (18,884,439) | (10,732,853) | (3,846,049) | 16,052,666 | 16,095,182 | 16,236,672 |

Tabla 38*Flujo de Tesorería (ESF)*

| Concepto | Año 0 | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 18 | Año 19 | Año 20 |
|--------------------------------|------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|
| Utilidad Neta | | (5,445,560) | (5,316,153) | (5,437,205) | 7,391,228 | 7,728,588 | 5,743,191 |
| (+) Depreciación | | 15,907,914 | 15,907,914 | 15,907,914 | - | - | - |
| (+) Amortización | | 1,350,000 | 1,350,000 | 1,350,000 | - | - | - |
| Fujo Operativo | | 11,812,354 | 11,941,761 | 11,820,709 | 7,391,228 | 7,728,588 | 5,743,191 |
| Inversiones | | | | | | | |
| Activos Tangibles | (79,539,571) | | | | | | |
| Activos Intangibles | (4,050,000) | | | | | | |
| Capital de trabajo (WK) | (10,745,144) | - | - | - | - | - | 2,386,187 |
| Flujo Inversiones | (94,334,715) | 11,812,354 | 11,941,761 | 11,820,709 | 7,391,228 | 7,728,588 | 8,129,378 |
| Financiamiento | | | | | | | |
| (+) Préstamo | 66,034,301 | | | | | | |
| (-) Amortización | | (916,476) | (1,026,453) | (1,149,627) | (6,292,558) | (7,047,666) | (7,893,385) |
| Flujo Fondos Neto | (28,300,415) | 10,895,879 | 10,915,308 | 10,671,082 | 1,098,669 | 680,923 | 235,992 |
| Saldo Inicial | | | | | | | |
| Flujo Fondos Neto | (28,300,415) | 10,895,879 | 10,915,308 | 10,671,082 | 1,098,669 | 680,923 | 235,992 |
| Saldo Inicial | 36,659,372 | 8,358,957 | 19,254,836 | 30,170,144 | 99,761,179 | 100,859,848 | 101,540,771 |
| FFN Acumulado | 8,358,957 | 19,254,836 | 30,170,144 | 40,841,226 | 100,859,848 | 101,540,771 | 101,776,763 |

Tabla 39*ESF – Balance general*

| | AÑO 0 | AÑO 1 | AÑO 2 | AÑO 3 | AÑO 18 | AÑO 19 | AÑO 20 |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| ACTIVO | | | | | | | |
| Caja | 8,358,957 | 19,254,836 | 30,170,144 | 40,841,226 | 100,859,848 | 101,540,771 | 101,776,763 |
| Existencias | 2,386,187 | 2,386,187 | 2,386,187 | 2,386,187 | 2,386,187 | 2,386,187 | 2,386,187 |
| Otros activos | - | - | - | - | - | - | - |
| ACTIVO CORRIENTE | 10,745,144 | 21,641,023 | 32,556,331 | 43,227,413 | 103,246,035 | 103,926,958 | 104,162,950 |
| Activo Fijo+intangible | 83,589,571 | 83,589,571 | 83,589,571 | 83,589,571 | 83,589,571 | 83,589,571 | 83,589,571 |
| Depreciación + Amortización Acumulada | - | (17,257,914) | (34,515,828) | (51,773,743) | (83,589,571) | (83,589,571) | (83,589,571) |
| ACT. FIJO NETO | 83,589,571 | 66,331,657 | 49,073,743 | 31,815,828 | - | - | - |
| TOTAL ACTIVO | 94,334,715 | 87,972,680 | 81,630,074 | 75,043,242 | 103,246,035 | 103,926,958 | 104,162,950 |
| PASIVO | 66,034,301 | 65,117,825 | 64,091,372 | 62,941,746 | 14,941,051 | 7,893,385 | - |
| Prestamos CP | | 1,026,453 | 1,149,627 | 1,287,582 | 7,047,666 | 7,893,385 | - |
| Prestamos LP | 66,034,301 | 64,091,372 | 62,941,746 | 61,654,163 | 7,893,385 | (0) | - |
| PATRIMONIO | | | | | | | |
| Capital Social | 28,300,415 | 28,300,415 | 28,300,415 | 28,300,415 | 28,300,415 | 28,300,415 | 28,300,415 |
| Utilidades Retenidas | | (5,445,560) | (10,761,713) | (16,198,918) | 60,004,570 | 67,733,158 | 75,862,536 |
| TOTAL PATRIMONIO | 28,300,415 | 22,854,855 | 17,538,701 | 12,101,496 | 88,304,985 | 96,033,573 | 104,162,950 |
| TOTAL PASIVO + PATRIMONIO | 94,334,715 | 87,972,680 | 81,630,074 | 75,043,242 | 103,246,035 | 103,926,958 | 104,162,950 |

6.4. Indicadores

Los resultados que se muestran en la Tabla 40 indican que el proyecto es financieramente viable. Estos resultados sugieren que, a lo largo del tiempo proyectado, el proyecto generará flujos de efectivo positivos que superarán los costos y gastos asociados, proporcionando rendimientos favorables y una sólida rentabilidad. La TIR del 13.60% supera la tasa de descuento, fortaleciendo aún más la viabilidad del proyecto.

La Tasa Interna de Retorno Financiera (TIRF) del 31.55%, el Valor Actual Neto Financiero (VANF) de \$16,236,672 dólares americanos y el Índice de Rentabilidad Beneficio-Costo (B/C) de 1.57 que se muestran en la Tabla 41 sugieren que el proyecto financiero es sólido y puede proporcionar rendimientos atractivos. El período de recuperación de la inversión en 3 años y 8 meses indica que los flujos de efectivo positivos comienzan relativamente pronto en comparación con otros proyectos de generación eléctrica con energías renovables en los Estados Unidos (de 6 a 10.5 años), en África (de 9 a 13 años) así como respecto a la duración total del proyecto, y cercano a los indicados por ENGINE (menor o igual a 2 años) lo que es positivo para la rentabilidad a largo plazo (ACORE, 2024; ENGINE, 2023; Get-invest, 2023). En conjunto, estos indicadores respaldan la viabilidad financiera del proyecto y sugieren que podría ser una inversión atractiva.

Tabla 40

Indicadores económicos

| | |
|---|-------------------|
| VAN | 16,250,092 |
| TIR | 13.60% |
| IR (B/C) | 1.17 |
| Periodo de Recuperación de la Inversión | 11 Años y 9 Meses |

Tabla 41*Indicadores financieros*

| | |
|---|-----------------------|
| VANF | USD 16,236,672 |
| TIRF | 31.55% |
| B/C | 1.57 |
| Periodo de Recuperación de la Inversión | 3 Años y 8 Meses |

6.5. Evaluación de Escenarios

Las variables críticas, que incluyen la Tasa Efectiva Anual (TEA), el porcentaje de aporte de los socios, el porcentaje de costo operacional respecto a las ventas, el factor Bono Verde respecto a las ventas, la tasa de degradación anual respecto a las ventas, el ajuste anual de precios, el ajuste anual de costos de operación, el precio de venta y el ingreso de producción anual, han sido evaluadas en escenarios moderados, optimistas y pesimistas, de acuerdo con la Tabla 42 (ver Apéndice C). En el escenario moderado, se observa un equilibrio en estas variables, mientras que, en el optimista, hay un rendimiento ligeramente superior, y en el pesimista, se perciben condiciones desafiantes. La planificación y gestión deben considerar estos escenarios para anticipar posibles variaciones y tomar decisiones informadas.

Tabla 42*Escenarios a evaluar*

| VARIABLES CRITICAS | Usado para el Proyecto | MODERADO | OPTIMISTA | PESIMISTA |
|-------------------------------|------------------------|------------|------------|------------|
| TEA | 12.00% | 12.00% | 6.00% | 14.00% |
| % Aporte Socios | 30.00% | 30.00% | 15.00% | 35.00% |
| % Costo Operacion / Ventas | 2.40% | 2.40% | 2.20% | 2.60% |
| % Factor Bono Verde /Ventas | 0.00% | 5.00% | 15.00% | 0.00% |
| % Degradación Anual/Ventas | 1.50% | 1.50% | 0.50% | 2.00% |
| Ajuste anual de precios | 2.00% | 2.00% | 4.00% | 3.00% |
| Ajuste anual Costos operación | 2.00% | 2.00% | 3.00% | 3.00% |
| Precio de venta | 0.0768 | 0.0768 | 0.0800 | 0.0562 |
| Ingreso de Producción Anual | 18,798,901 | 18,798,901 | 23,788,320 | 16,578,403 |

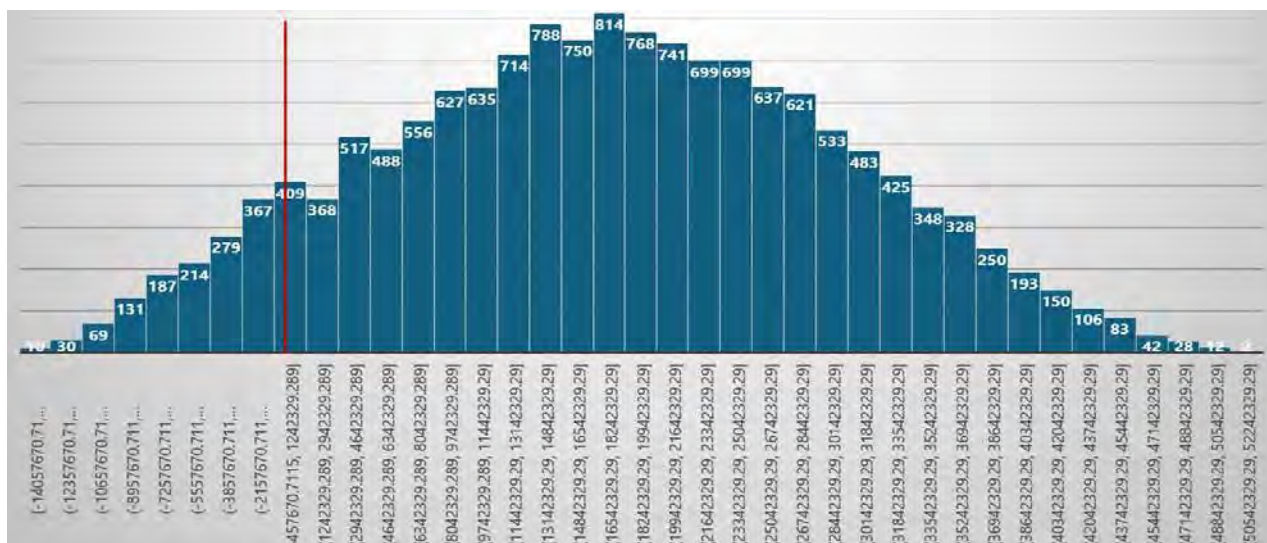
Como se muestra en la Tabla 43, en el escenario moderado, se observa una evaluación financiera sólida con un VAN E de USD 21,215,555, una TIR E del 14.49%, un B/C E de 1.22 y un PRI E de 10 años y 6 meses. En el escenario optimista, se presenta un rendimiento mejorado, con un VAN E de USD 112,736,354, una TIR E del 22.30%, un B/C E de 2.20 y un PRI E de 4 años y 12 meses. Por otro lado, en el escenario pesimista, se evidencian dificultades al no tener el retorno esperado, con un VAN E negativo de USD 3,103,528, una TIR E del 10.80%, un B/C E de 0.97 y un PRI E mayor a 20 años.

En cuanto al flujo de caja financiero (VAN F), se presenta un rendimiento destacado en el escenario optimista, con un VAN F de USD 49,499,751, una TIR F del 124.87%, un B/C F de 4.50 y un PRI F de 1 año y 07 meses. En el escenario moderado, se obtiene un VAN F de USD 19,958,890, una TIR F del 34.53%, un B/C F de 1.71 y un PRI F de 3 años y 4 meses. En el escenario pesimista, sigue siendo desfavorable, con un VAN F de USD 250,487, una TIR F del 14.70%, un B/C F de 1.01 y un PRI F de 10 años y 8 meses.

De la misma forma realizando el análisis de riesgos por la simulación Montecarlo sin perpetuidad se obtiene en función a 15100 pruebas sobre el valor del VAN como indicador financiero clave para la viabilidad financiera del proyecto, que el 9.0% de los VAN obtenidos son negativos y que el 91.0% de los VAN obtenidos son mayores o igual que cero.

Figura 58

Simulación Montecarlo sin perpetuidad para el VAN



Nota. La figura muestra las 15100 pruebas, en donde la línea roja hacia la izquierda representa el 9.0% de riesgo de pérdida en el proyecto.

6.6. Acciones para gestión del riesgo financiero

Como se observó en el capítulo cinco de gestión de riesgos del proyecto, los riesgos económicos están asociados al impacto financiero del desarrollo del proyecto tanto en su etapa de construcción como de operación y mantenimiento. De la evaluación por simulación Monte Carlo se obtiene un riesgo del 9.10% de tener pérdida en el proyecto, por lo cual se tomarán medidas de mitigación y no caer en un escenario pesimista. Dentro de las acciones se tiene lo siguiente:

- Realizar contratos PPA de largo plazo a usuarios libres para evitar la incertidumbre de los precios, y asegurar un flujo de ingreso en el tiempo.
- Realizar un contrato de operación y mantenimiento con una empresa especializada a precio fijo y de largo plazo para evitar incertidumbre en los costos y gastos durante la operación del proyecto.

- Para explotar la oportunidad al ser un proyecto de energías renovables postular al proyecto para recibir un bono verde ya sea a nivel local e internacional que sume al flujo de ingresos, considerando que como valor agregado se maneja el almacenamiento, llamados también BESS (*Battery Energy Storage System*), diferenciador frente a todos los proyectos realizados a la fecha en el Perú.
- Trabajar de la mano con los organismos reguladores, gobiernos locales, sociedad civil entre otros para promover políticas que ayuden y faciliten este tipo de inversión en el país.
- La ventaja de suministrar de forma constante a pesar de que depende de la exposición de irradiación en el día la generación eléctrica de fuente de energía solar, haciendo uso del sistema de almacenamiento considerado en el proyecto, a fin de suministrar energía en horario punta que es durante la noche.

Tabla 43*Resumen de escenarios*

| | Usado en el proyecto | MODERADO | OPTIMISTA | PESIMISTA |
|-------------------------------|-----------------------------|-------------------|-------------------|---------------------|
| Celdas cambiantes: | | | | |
| TEA | 12.00% | 12.00% | 6.00% | 14.00% |
| % Aporte Socios | 30.00% | 30.00% | 15.00% | 35.00% |
| % Costo Operacion / Ventas | 2.4% | 2.4% | 2.2% | 2.6% |
| % Factor Bono Verde /Ventas | 0.0% | 5.0% | 15.0% | 0.0% |
| % Degradación Anual/Ventas | 1.5% | 1.5% | 0.5% | 2.0% |
| Ajuste anual de precios | 2.0% | 2.0% | 4.0% | 3.0% |
| Ajuste anual Costos operación | 2.0% | 2.0% | 3.0% | 3.0% |
| Precio de venta | 0.076824379 | 0.076824379 | 0.08 | 0.056223958 |
| Ingreso de Producción Anual | \$18,798,900.84 | \$18,798,900.84 | \$23,788,319.72 | \$16,578,403.32 |
| Celdas de resultado: | | | | |
| VAN E | \$16,250,092 | \$21,215,555 | \$112,736,354 | -\$3,103,528 |
| TIR E | 13.60% | 14.49% | 22.30% | 10.80% |
| B/C E | 1.17 | 1.22 | 2.20 | 0.97 |
| PRI E | 11 Años y 9 Meses | 10 Años y 6 Meses | 4 Años y 12 Meses | 20 Años y 0 Meses |
| VAN F | \$16,236,672 | \$19,958,890 | \$49,499,751 | \$250,487 |
| TIR F | 31.55% | 34.53% | 124.87% | 14.70% |
| B/C F | 1.57 | 1.71 | 4.50 | 1.01 |
| PRI F | 3 Años y 8 Meses | 3 Años y 4 Meses | 1 Años y 0 Meses | 10 Años y 8 Meses |

Capítulo VII: Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

En función al modelo financiero desarrollado para el proyecto de planta solar de 100MW, se obtiene una estructura de financiamiento óptima para el proyecto, considerando los costos de inversión de USD 94,334,715, los ingresos proyectados basados en un PPA a 76.82 \$/MWh y un factor de planta del 28.32%, combinado con una deuda a largo plazo con instituciones financieras internacionales por el 70% de inversión y el resto de capital de inversionistas institucionales. Esta estructura permitiría aprovechar las tasas de interés preferenciales de un máximo del 12% en el Perú y el apetito por inversiones sostenibles, minimizando el costo de capital y asegurando la viabilidad financiera del proyecto a largo plazo.

Los principales riesgos identificados incluyen fluctuaciones en la producción de la energía, el precio de la energía, cambios en la regulación, condiciones climáticas adversas y mal diseño; para mitigar estos riesgos, se proponen instrumentos como contratos de compra de energía (PPA) indexados, pólizas de seguros de construcción y operación, contratación de un EPC y O&M con amplia experiencia en proyectos solares, un diseño robusto del sistema de la planta solar haciendo uso de un sistema de almacenamiento BESS (*Battery Energy Storage Systems*) de flujo de hierro. Además, se implementarán sistemas de monitoreo y control avanzados para optimizar la operación de la planta y reducir los riesgos técnicos.

El proyecto generará un impacto ambiental positivo al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en 49,442.28 toneladas de CO₂ equivalente a lo que produciría una planta térmica a gas natural al año. Sin embargo, se identificaron potenciales riesgos ambientales, y a efectos de mitigarlos se contará con sistema de gestión ambiental certificados como un diseño robusto incluyendo la ubicación de la

planta a fin de no tener impactos negativos como la alteración del paisaje y la tranquilidad de la población aledaña tanto durante la construcción como la operación. Además, se desarrollará un plan de relacionamiento con las comunidades locales para garantizar su participación y beneficio del proyecto.

Los incentivos fiscales, como la depreciación acelerada, junto con los programas de subastas de energía renovable, son fundamentales para la viabilidad del proyecto, ya que comparado con una depreciación lineal en el escenario más probable es casi el doble el VAN del proyecto y el tiempo de retorno de inversión de capital es casi la mitad de acuerdo con la Tabla C1 del Apéndice C. Sin embargo, respecto la estabilidad de estas políticas a largo plazo pueden representar un riesgo debido a los cambios frecuentes en el Perú, por lo que se mantendrá un monitoreo constante de los cambios regulatorios y se establecerán relaciones sólidas con los entes gubernamentales para garantizar la continuidad de los beneficios.

De la evaluación de las diferentes tecnologías solares y sus características, se determinó que la tecnología fotovoltaica monocristalina de mínimo 665 Wp de potencia es la más adecuada para el proyecto, considerando su mayor eficiencia (de mínimo 21.28%), menor degradación y mayor disponibilidad de proveedores locales con una garantía de 30 años de fábrica a la cual como parte del diseño se le sumará los seguidores y el sistema de almacenamiento. Esta tecnología permitirá maximizar la generación de energía y reducir los costos de operación y mantenimiento a largo plazo en comparación también a otras tecnologías de energías renovables que aún no se encuentran en la madurez tecnológica y cuyo LCOE promedio ponderado es aún alto respecto a la solar que es de 0.049 USD/KWh al 2022 (la cual de acuerdo con la tendencia seguirá bajando).

La creciente demanda de energía eléctrica en la región como sus proyecciones, impulsado por el crecimiento económico (proyectos de inversión público y privada) y la electrificación de sectores como el transporte y zonas rurales como parte de las brechas existentes en el Perú, ofrece un mercado atractivo para la energía solar. De acuerdo con el análisis de la data histórica publicada por OSINERGMIN el precio de la energía en generación eléctrica se mantendrá estable en los próximos años, lo que garantiza la rentabilidad del proyecto. Sin embargo, la creciente penetración de las energías renovables podría generar desafíos en la gestión de la red eléctrica, por lo que es necesario coordinar con el operador del sistema para garantizar la integración eficiente de la energía solar haciendo uso de tecnologías BESS (*Battery Energy Storage Systems*).

El flujo de caja positivo a lo largo de las dos décadas subraya la capacidad del proyecto para generar ingresos consistentes. La rentabilidad a largo plazo se respalda con un equilibrio adecuado entre los activos tangibles e intangibles, asegurando una base sólida para el crecimiento sostenible, y si inclusive se considera la perpetuidad los resultados mejoran (ver Tabla C1 del Apéndice C), lo cual es posible ya que la evaluación se ha realizado por 20 años de vida útil sin embargo en el mercado ya los componentes de la planta solar son dados con tiempo de vida de 30 años y su respectiva garantía por ese período de parte de los fabricantes.

La evaluación de escenarios moderados, optimistas y pesimistas proporciona una visión completa de posibles trayectorias futuras en el Apéndice C se observa el detalle de las simulaciones. Estos escenarios ofrecen flexibilidad estratégica y permiten ajustes proactivos en respuesta a cambios en el entorno empresarial, para lo cual en nuestro modelo se realizó 15100 simulaciones a fin de obtener el riesgo de pérdida del

proyecto el cual resulto del 9.0% lo que fortalece la resiliencia del proyecto y el 1.4% de riesgo de pérdida para el inversionista.

Recomendaciones

Se sugiere revisar de manera constante las fuentes de financiamiento para asegurar condiciones óptimas. Explorar posibles sinergias con entidades financieras o programas gubernamentales que puedan ofrecer tasas de interés favorables que contribuirá a maximizar la rentabilidad.

Dada la naturaleza a largo plazo del proyecto, es recomendable explorar oportunidades de diversificación en el portafolio de energía. La incorporación de tecnologías emergentes o la expansión hacia mercados regionales puede mitigar riesgos y abrir nuevas fuentes de ingresos.

Se sugiere mantenerse actualizado con las últimas innovaciones tecnológicas en el sector de energía renovable. La adopción de avances en eficiencia de paneles solares, sistemas de almacenamiento y gestión inteligente de energía puede mejorar la competitividad y sostenibilidad a largo plazo.

Consideramos importante fortalecer las alianzas estratégicas con proveedores, contratistas y otras partes interesadas clave. Establecer relaciones sólidas puede facilitar la negociación de términos favorables, garantizando la continuidad operativa y reduciendo posibles fricciones en la cadena de suministro.

Dada la importancia de la sostenibilidad ambiental en el proyecto, se recomienda implementar un sistema de monitoreo ambiental continuo. Este enfoque proactivo no solo asegurará el cumplimiento normativo, sino que también fortalecerá la reputación ambiental del proyecto, generando confianza en la comunidad y entre los inversionistas.

Referencias

- acwapower (2024, 10 de febrero). *REDSTONE CSP IPP*.
<https://acwapower.com/en/projects/redstone-csp-ipp/>
- African Development Bank Group [AFDB] (2023, 10 de octubre). *South Africa - Redstone 100mw Concentrated Solar Power (Csp) Project – ESMP Summary*.
<https://www.afdb.org/en/documents/document/south-africa-redstone-100mw-concentrated-solar-power-csp-project-esmp-summary-102590>
- Agencia de Sostenibilidad Energética [ADSE] (2018). *Estudio de Movilidad Eléctrica en Chile*. <https://lyc.agenciase.org/wp-content/uploads/2018/08/Estudio-de-Movilidad-Ele%CC%81ctrica-en-Chile.pdf>
- Aghahosseini, A. & Breyer, C. (2020). From hot rock to useful energy: a global estimate of enhanced geothermal systems potential. *Applied Energy*, Volume 279, 2020, 115769, ISSN 0306-2619.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115769>
- Alexopoulos, S. & Kalogirou, S. A. (2022). *Solar Thermal Energy: A Volume in the Encyclopedia of Sustainability Science and Technology*. (2^{da} Edition). Springer.
- American Council On Renewable Energy [ACORE] (2024). *The Risk Profile of Renewable Energy Tax Equity Investments*. <https://acore.org/resources/the-risk-profile-of-renewable-energy-tax-equity-investments/>
- Aragón, A. (2023). *Funcionamiento de un sistema de autoconsumo fotovoltaico* [Figura]. Recuperado el 10 de octubre de 2023 de
<https://www.diegodiazlopez.com/post/funcionamiento-de-un-sistema-de-autoconsumo-fotovoltaico>

- Areatecnología (2023). *INCLINACIÓN, ORIENTACIÓN Y SOMBRAS* [Figura].
 Recuperado el 10 de octubre de 2023
<https://areatecnologia.com/electricidad/perdidas-fotovoltaica.html>
- Balarezo Valdez, J., Alfonso García, G., Valente Azurza, C. & Zambrano Aranda, G. M. (2014). *Planeamiento Estratégico del Sector de Generación de Energía Eléctrica del Perú* [Tesis de Magister en Administración de Negocios Globales]. Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Banco Central de Reserva del Perú [BCRP] (2020). *Estimaciones del balance oferta – demanda en el sector eléctrico 2021-2024*.
<https://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2021/junio/ri-junio-2021-recuadro-1.pdf>
- Bartle, A. (2002). Hydropower potential and development activitie. *Energy Policy*. Volume 30, Issue 14, 2002, Pages 1231-1239, ISSN 0301-4215,
[https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(02\)00084-8](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00084-8).
- Bassi Zepeda, P. A. (2013). *Proyecto de central fotovoltaica-eólica para un máximo aprovechamiento de energía renovable* [Trabajo para optar Título de Ingeniera Civil Eléctrica]. Universidad de Chile.
<https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/115491>
- Becerra Valenzuela, F. J. (2018). *Diseño de una central fotovoltaica de 50 MW conectada a red en la provincia de Badajoz* [Trabajo para optar Máster en Ingeniería Industrial]. Universidad de Sevilla.
<https://idus.us.es/handle/11441/48507/browse?type=author&value=Becerra+Valenzuela%2C+Francisco+Javier>
- Biggar, D. & Reza Hesamzadeh, M. (2014). *The Economics of Electricity Markets*. IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) Press.

- Blackridge (2024, 10 de febrero). *Top 10 List of Solar PV Module Manufacturers in 2024*. <https://www.blackridgeresearch.com/blog/top-solar-pv-module-panel-manufacturers-companies-suppliers-producers>
- Blankenship, D., Gertler, C., Kamaludeen, M., O'Connor, M. & Porse, S. (2024). *Pathways to Commercial Liftoff: Next-Generation Geothermal*. https://liftoff.energy.gov/wp-content/uploads/2024/03/LIFTOFF_DOE_NextGen_Geothermal_v14.pdf
- Blume, S. (2017). *Electric Power System Basics for The Nonelectrical Professional*. (2^a ed.). IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) Press.
- Boza Palma, D. (2022). El Mercado Electrico Peruano, un breve repaso de su estructura. *Artículo en Energía y Electricidad de Fri-esan*. Universidad ESAN. <https://fri.com.pe/blog/content/el-mercado-electrico-peruano-un-breve-repaso-de-su-estructura>
- BP (2023, 10 de octubre). *Statistical Review of World Energy*. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics.html>
- Burneo Farfán, K. (2022). *Marco Macroeconómico Multianual 2023-2026*. Ministro de Economía y Finanzas [MEF]. <https://www.gob.pe/institucion/mef/campa%C3%B1as/12581-marco-macroeconomico-multianual-2023-2026>
- Cabeza Jo, P. (2020). *Barreras al Acceso al mercado de las energías renovables en el Perú y la importancia de un derecho energético ambiental* [Trabajo Académico para optar segunda especialidad]. Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Castro, R. (2022). *Electricity Production from Renewables*. Springer.
- Centro Nacional de Planeamiento Estratégico [CEPLAN] (2011). *Proyecciones de la Matriz Energética a Largo Plazo*.

<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1057095/documentodetrabajo1220200728-16199-jl8dz2.pdf>

Chunduri, S. (2023). *Antai Solar's Tai-Space Solar Tracker* [Figura]. Recuperado el 10 de octubre de 2023 de <https://taiyangnews.info/technology/antai-solars-tai-space-solar-tracker>

Colthorpe, A. (2023). *South Korea's H2 Inc plans 20MWh flow battery at California gas peaker plant site* [Figura]. Recuperado el 10 de octubre de 2023 de <https://www.energy-storage.news/south-koreas-h2-inc-plans-20mwh-flow-battery-at-california-gas-peaker-plant-site/>

Comisión Económica para América Latina y el Caribe [CEPAL] (2012). *Las alianzas público-privadas en energías renovables en América Latina y el Caribe*. <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/b49d1579-eb32-4431-91b9-9f485e00c3f3/content>

Comisión Europea (2018). *Respuestas de la UE al cambio climático*. Recuperado el 10 de octubre de 2023 de <https://www.europarl.europa.eu/topics/es/article/20180703STO07129/respuestas-de-la-ue-al-cambio-climatico#promover-las-energias-renovables-y-la-eficiencia-energetica-3>

Comité de Operación Económica del Sistema [COES] (2023). *Generación por empresas* [Figura]. Recuperado el 10 de octubre de 2023 de <https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/generacion>

CSP Focus (10 de octubre de 2023). *China Begins \$3 Billion Golmud Project 3.3GW CSP+ PV+Thermal Storage*. Solarpaces. <https://www.solarpaces.org/china-begins-3-billion-golmud-project-3-3gw-csppvthermal-storage/>

- Dávila Martínez, D. (2022). *Proyecto de central fotovoltaica de conexión a red de 12MWp en Monforte del Cid, provincia de Alicante* [Tesis de Master en Ingeniería Industrial]. Universitat Politècnica de València.
<https://m.riunet.upv.es/handle/10251/189280?show=full>
- Damodaran A. (2023a, 10 de octubre). *Estimating inputs for valuation Estimation of discount rates*.
https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/lectures/dcfinput.html
- Damodaran A. (2023b, 10 de octubre). *SpreadSheets*.
https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/spreadsh.htm
- De la Cruz Sandoval, R. & García Carpio, R. (2003). *La Problemática de la Actividad de Transmisión de Energía en el Perú: Algunas Opciones de Política*. Consorcio de Investigación Económica y Social [CIES] - Proyectos Breves.
<https://cies.org.pe/wp-content/uploads/2016/07/problematika-de-la-activida-de-transmision-de-energia-y-opciones-de-politicas.pdf>
- De Nahlik, C. & Jackson, C. (2014). *Project Finance in Practice: Case Studies*. Euromoney Institutional Investor PLC.
- Decreto Supremo N.º 022-2009-EM. Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad (16 de abril de 2009). <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/734326-022-2009-em>
- Decreto Legislativo N.º 1002. Promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables (02 de mayo de 2008).
<https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/733891-1002>
- Deloitte (2021). *Hoja de ruta de Transición Energética hacia un Perú sin emisiones 2030-2050*. <https://www.spr.pe/wp-content/uploads/2021/12/Deloitte-Hoja-de-ruta-de-Transicion-Energetica-en-Peru.pdf>

- Dincer, I. & Zamfirescu, C. (2014). *Advanced Power Generation Systems*. Elsevier Science.
- Dirección General de Electricidad (2019). *Normatividad Eléctrica: Ley de concesiones eléctricas y Reglamento (Decreto Ley N° 25844 y Decreto Supremo N° 009-93-EM) y Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación eléctrica y Reglamentos (Ley N° 28832)*. Ministerio de Energía y Minas.
- DNV (2023). *ENERGY TRANSITION OUTLOOK 2023*. <https://www.dnv.com/energy-transition-outlook/download-thank-you/>
- Dubrovsky, H., Di Sbroiavacca, N., Nadal, G. & Contreras Lisperguer, R. (2019). *Rol y perspectivas del sector eléctrico en la transformación energética de América Latina*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe [CEPAL] de Naciones Unidas.
<https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/e4c0f202-e877-4b43-a6a2-e34398b7dff2/content>
- Easysolar (2023). *Calculadora de sombreado* [Figura]. Recuperado el 10 de octubre de 2023 de <https://easysolar.app/es/calculadora-de-sombras/>
- Eisentraut, A. & Brown, A. (2014). *Heating Without Global Warming: Market Development and Policy Considerations for Renewable Heat: Featured Insight*. International Energy Agency [IEA].
https://iea.blob.core.windows.net/assets/fl1ad1f8-83fd-4498-a052-1683880bd0ba/FeaturedInsight_HeatingWithoutGlobalWarming_FINAL.pdf
- El Peruano (2008). *Normas Legales: Decreto Legislativo N° 1058*.
<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5244586/D.L.%201058.pdf?v=1696631555>

- Electricaltechnology (2023). *How a Photovoltaic Power Plant Works? Construction and Working of a Solar Power Plant* [Figura]. Recuperado el 10 de octubre de 2023 de <https://www.electricaltechnology.org/2021/07/solar-power-plant.html>
- Energy Institute (2024). *Statistical Review of World Energy 73rd Edition*.
<https://www.energyinst.org/statistical-review>
- ENGIE (2023). *Why Savvy Corporates are Making Solar Tax Equity Investments*.
<https://www.engieimpact.com/insights/solar-tax-equity-investments>
- Ezitown (2023). *TRANSFORMADOR DE ENERGÍA TRANSFORMADOR 132KV A 220KV DE ACEITE* [Figura]. Recuperado el 10 de octubre de 2023 de <https://www.ezitown.com/es/oil-immersed-transformer-132kv-to-220kv-power-transformer/>
- Eurek, K., Sullivan, P., Gleason, M., Hettinger, D., Heimiller, D. & Lopez, A. (2017). An improved global wind resource estimate for integrated assessment models. *Energy Economics*, Volume 64, 2017, Pages 552-567, ISSN 0140-9883.
<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.11.015>.
- Fajardo Rubio, M. A. (2023). *Mejorar las practicas gerenciales a través de un análisis PESTEL, en la industria de la construcción* [Trabajo para optar grado de bachiller]. Universidad de los Andes.
<https://repositorio.uniandes.edu.co/server/api/core/bitstreams/26835d61-a02a-4ccc-bd5d-3eea301fbfa0/content>
- Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica [FIDE] (2023, 10 de octubre). *¿Qué es la curva solar de pato (solar duck curve)?* [Difusión de conceptos]. X.
<https://x.com/fidemx/status/1688619086169694208>
- Fundación EU-LAC [EU-LAC] (2018). *Financiamiento de la transición a energía renovable en la Unión Europea, América Latina y el Caribe*.

https://eulacfoundation.org/es/system/files/eu-lac-energia-renovable-ve-vdigital-2_1.pdf

Gatti, S. (2023). *Financiar e invertir en infraestructuras* [MOOC]

<https://www.coursera.org/programs/pucp-centrum-4psbb/learn/infrastructure-investing>

Gatti, S. (2024). *Project Finance in Theory and Practice: Designing, Structuring, and Financing Private and Public Projects*. (4^{ta} ed.). Elsevier Academic Press.

Get-invest Mobilising investment in renewable energy [Get-invest] (2023).

Mozambique: Renewable Energy Independent Power Producer (IPP) Projects Model Business Case: 40 MWp Solar Power Plant. https://www.get-invest.eu/wp-content/uploads/2023/11/GET.invest-Market-Insights_Mozambique_MBC_IPP-40kwh.pdf

(Without Batteries) Giaconia, A. & Grena R. (2021). A model of integration between PV and thermal CSP technologies. *Solar Energy*, Volume 224, 2021, Pages 149-159, ISSN 0038-092X. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.05.043>

Global Energy Assessment [GEA] (2012). *Global Energy Assessment: Toward a Sustainable Future Full Report*.

https://pure.iiasa.ac.at/id/eprint/10099/1/Global_Energy_Assessment_FullReport.pdf

Google. (s.f.). [Región de Moquegua del Perú]. Recuperado el 27 de setiembre 2024 de https://earth.google.com/earth/d/1itpWQJ12_9pmK5EhitOXaeX2EnOT6nHd?usp=sharing

Hasanuzzaman, M. (2022). *Technologies for Solar Thermal Energy Theory, Design, and Optimization*. Elsevier.

Helioscsp (2023, 10 de octubre). *Redstone Concentrated Solar Power Project in South Africa to start operations in 2024*. <https://helioscsp.com/redstone-concentrated-solar-power-project-in-south-africa-redstone-concentrated-solar-power-project-to-start-operations-in-2024/>

Herzog, A. V., Lipman, T. E. & Kammen, D. M. (2001). *Renewable Energy Sources*. University of California, Berkeley, USA.

Hioki (2023). *Herramientas recomendadas para 15 mediciones en instalación y mantenimiento solar* [Figura]. Recuperado el 10 de octubre de 2023 de <https://www.hioki.com/us-es/industries-solutions/facilities/solar-tools.html>

Idaho National Laboratory [INL] (2006). *The Future of Geothermal Energy: Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century*. Massachusetts Institute of Technology [MIT]. <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2006/11/MITEI-The-Future-of-Geothermal-Energy.pdf>

International Energy Agency [IEA] (2020). *Energy Prices and Taxes for OECD Countries 2020*. https://www.oecd-ilibrary.org/energy/energy-prices-and-taxes-for-oecd-countries-2020_dbf6150b-en

International Energy Agency [IEA] (2022). *Global EV Outlook 2022: Securing supplies for an electric future*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ad8fb04c-4f75-42fc-973a-6e54c8a4449a/GlobalElectricVehicleOutlook2022.pdf>

International Energy Agency [IEA] (2023, 10 de octubre). *Solar PV*. <https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>

International Energy Agency [IEA] (2024a). *Global EV Outlook 2024: Moving towards increased affordability*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a9e3544b-0b12-4e15-b407-65f5c8ce1b5f/GlobalEVOutlook2024.pdf>

International Energy Agency [IEA] (2024b). *Perú: energy-mix* [Figura]. Recuperado el 10 de febrero de 2024 de <https://www.iea.org/countries/Peru/energy-mix>

International Organization for Standardization [ISO] (2018). *Gestión del Riesgo – Directrices* (ISO 31000:20018).

<https://www.iso.org/obp/ui#iso:std:iso:31000:ed-2:v1:es>

International Renewable Energy Agency [IRENA] (2015). *Energías Renovables en América Latina 2015: Sumario de Políticas*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_RE_Latin_America_Policies/IRENA_RE_Latin_America_Policies_2015_ES.pdf?la=en&hash=6356C4BE57790F648178E7A02B5823ECD54E5340

International Renewable Energy Agency [IRENA] (2019a, 10 de octubre). *Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_2019.pdf?rev=d2e0fb395422440bbeb74c69bbe2dc99

International Renewable Energy Agency [IRENA] (2019b). *Behind-the-meter Batteries: Innovation landscape Brief*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_BTM_Batteries_2019.pdf

International Renewable Energy Agency [IRENA] (2023a). *Annual Report Of the Director-General*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Annual-report/IRENA_DG_Annual_Report_for_2022.pdf?rev=8ddecdf4596c440081d6961cfbb05b5c

- International Renewable Energy Agency [IRENA] (2023b, 10 de octubre). *Solar Energy: Overview*. <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Solar-energy>
- International Renewable Energy Agency [IRENA] (2023c). *Renewable Power Generation Costs in 2022*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Aug/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2022.pdf
- International Renewable Energy Agency [IRENA] (2023d). *Global Landscape of Renewable Energy Finance 2023*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Feb/IRENA_CPI_Global_RE_finance_2023.pdf
- International Renewable Energy Agency [IRENA] (2024). *Annual Report Of the Director-General*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Annual-report/IRENA_DG_AnnualReport_2024.pdf
- KAS ingeniería (2011). *Declaración de Impacto Ambiental: Proyecto Parque Fotovoltaico Atacama Solar 250 MW*. Atacama Solar. <https://www.caf.com/media/6752/declaracion-de-impacto-ambiental-dia.pdf>
- Letcher, T. M. & Fthenakis, V. M. (2018). *A Comprehensive Guide to Solar Energy Systems With Special Focus on Photovoltaic Systems*. Elsevier.
- Liu, B., Song, C., Wang, Q. & Wang, Y. (2022). Forecasting of China's solar PV industry installed capacity and analyzing of employment effect: based on GRABiLSTM model. *Environ Sci Pollut Res* 29, 4557–4573 (2022). <https://doi.org/10.1007/s11356-021-15957-1>
- Liu, X., Li, T., Yuan, Z. & Li, X. (2022). Low-cost all-iron flow battery with high performance towards long-duration energy storage. *Journal of Energy Chemistry*

Volume 73, 2022, Pages 445-451. ELSEVIER B.V. and Science Press.

<https://doi.org/10.1016/j.jechem.2022.06.041>

- Lu, X., McElroy, B., & Kiviluoma, J. (2009). Global Potential for Wind-Generated Electricity. *Proceedings of the National Academy of Sciences: Environmental Sciences*, 106 (27) 10933-10938. <https://doi.org/10.1073/pnas.0904101106>
- Madhlopa, A. (2022). *Solar Receivers for Thermal Power Generation: Fundamentals and Advanced Concepts*. Elsevier.
- Mártil, I. (2023). *Energía termosolar, ¿una alternativa de futuro en el sector renovable?* [Figura]. Recuperado el 10 de octubre de 2023 de <https://material-electrico.cdecomunicacion.es/opinion/ignacio-martil/2019/07/15/energia-termosolar-alternativa>
- Matus, M.E., Ismail, M.A., Farm, Y.Y., Amaludin, A.E., Radzali, M.A., Fazlizan, A. & Muzammil, W.K. (2021). On the Optimal Tilt Angle and Orientation of an On-Site Solar Photovoltaic Energy Generation System for Sabah's Rural Electrification. *Sustainability* 2021, 13, 5730. <https://doi.org/10.3390/su13105730>
- Mausser, W., Klepper, G., Zabel, F., Delzeit, R., Hank, T., Putzenlechner, B. & Calzadilla, A. (2015). Global biomass production potentials exceed expected future demand without the need for cropland expansion. *Nat Commun* 6, 8946 (2015). <https://doi.org/10.1038/ncomms9946>
- Ministerio de Economía y Finanzas [MEF] (2022). *Cuadros Estadísticos IAPM 2023 al 2026*. https://www.mef.gob.pe/es/?option=com_content&language=es-ES&Itemid=100869&lang=es-ES&view=article&id=3731
- Ministerio de Economía y Finanzas [MEF] (2023). *INFORME DE ACTUALIZACIÓN DE PROYECCIONES MACROECONÓMICAS 2023-2026*.

https://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/IAPM_2023_2026.pdf

Ministerio de Economía y Finanzas [MEF] (2024). *Marco Macroeconómico Multianual 2025-2028*.

https://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/MMM_2025_2028.pdf

Ministerio de Energía y Minas [MINEM] (2010). *Propuesta de política Energética de estado Perú 2010-2040*.

<https://sinia.minam.gob.pe/sites/default/files/sinia/archivos/public/docs/2758.pdf>

Ministerio de Energía y Minas [MINEM] (2015). *Plan Energético Nacional 2014-2025*.

<https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/4821287-plan-energetico-nacional-2014-2025>

Ministerio de Energía y Minas [MINEM] (2020). *Balance de Nacional de Energía 2020*. <https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/5575604-balance-nacional-de-energia-2020>

Ministerio de Energía y Minas [MINEM] (2021). *Planificación Energética y Energías Renovables*.

<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5242217/Planificaci%C3%B3n%20Energ%C3%A9tica%20y%20Energ%C3%ADas%20Renovables.pdf>

Ministerio de Energía y Minas [MINEM] (2023). *Principales indicadores del sector eléctrico a nivel nacional Enero*.

<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5270592/4737231-2-cifras-preliminares-del-sector-electrico-diciembre-2022a.pdf?v=1697140197>

Ministerio del Ambiente [MINAM] (2016). *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero del año 2016 y actualización de las estimaciones de los años 2000,*

2005, 2010, 2012y 2014. https://infocarbono.minam.gob.pe/wp-content/uploads/2021/06/INGEI_2016_Junio-2021_Final.pdf

Ministerio del Ambiente [MINAM] (2017). *Ley de Promoción de las Inversiones para el Crecimiento Económico y el Desarrollo Sostenible LEY N° 30327*.
<https://www.minam.gob.pe/wp-content/uploads/2017/04/Ley-N%C2%B0-30327.pdf>

Mohamadi, F. (2021). *Introduction to Project Finance in Renewable Energy Infrastructure Including Public-Private Investments and Non-Mature Markets*. Springer Nature Switzerland AG.

Momoh, J. & Mili, L. (2010). *Economic Market Design and Planning for Electric Power Systems*. IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) Press.

Mora, E. (2020). *El mercado de energías renovables en Perú*.
https://www.procomer.com/wp-content/uploads/Materiales/mercado-energia-renovable-peru2020-01-02_22-04-00.pdf

Mordor Intelligence (2023). *Análisis de participación y tamaño del mercado solar térmico tendencias de crecimiento y pronósticos (2024-2029)* [Figura].
 Recuperado el 10 de octubre de 2023 de
<https://www.mordorintelligence.com/es/industry-reports/solar-thermal-market>

Mordor Intelligence (2024). *Concentrated Solar Power Market Size & Share Analysis - Growth Trends & Forecasts (2024 - 2029)* [Figura]. Recuperado el 10 de febrero de 2024 de <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/concentrated-solar-power-csp-market-market>

Mulder, M. (2021). *Regulation of Energy Markets (Economic Mechanisms and Policy Evaluation)*. (vol 80). Springer Nature Switzerland AG.
<https://doi.org/10.1007/978-3-030-58319-4>

- Neill, S. P., Angeloudis, A., Robins, P. E., Walkington, I., Ward, S. L., Masters, I., Lewis, M. J., Piano, M., Avdis, A., Piggott, M. D., Aggidis, G., Evans, P., Adcock, T. A.A., Židonis, A., Ahmadian, R. & Falconer, R. (2018). Tidal range energy resource and optimization – Past perspectives and future challenges. *Renewable Energy*, Volume 127, 2018, Pages 763-778, ISSN 0960-1481. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.05.007>.
- Noya, C. (2023, 10 de octubre). *Estas baterías de hierro-aire 10 veces más baratas que las litio comenzarán su producción en 2024*. Forocohelectricos. <https://forocohelectricos.com/2023/01/baterias-hierro-aire-mas-baratas-litio-produccion-2024.html>
- National Renewable Energy Laboratory [NREL] (2023, 10 de octubre). *Aplicación de NREL para diseño de planta solares*. NREL. <https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>.
- Okumura Suzuki, P. A. (2015). El mercado mayorista de electricidad en el Perú. *THEMIS Revista De Derecho*, (68), 261-277. <https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/themis/article/view/15598>
- Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Minería [OSINERGMIN] (2016). *La industria de la electricidad en el Perú 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. OSINERGMIN. <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/607055/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anios.pdf>
- Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Minería [OSINERGMIN] (2019). *Energías Renovables: Experiencia y Perspectivas en la Ruta del Perú hacia la Transición Energética*. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudi

os_Economicos/Libros/Osinergmin-Energias-Renovables-Experiencia-Perspectivas.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Minería [OSINERGMIN] (2020).

Centrales de Generación Eléctrica con Recursos Energéticos Renovables.

https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-Proyectos-CGENC-RER.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Minería [OSINERGMIN] (2022).

Información técnica de proyectos de centrales de generación de energía eléctrica no convencional con estudios de pre operatividad aprobados por el coes.

<https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/proyectos/publicaciones>

Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Minería [OSINERGMIN] (2024a,

01 de Agosto). *Pliegos Tarifarios en Subestaciones Base.*

[https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/Paginas/VisorPliegosTarifarios.aspx?Codigo=PBA.](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/Paginas/VisorPliegosTarifarios.aspx?Codigo=PBA)

Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Minería [OSINERGMIN] (2024b).

Compendio de Proyectos GTE en Construcción.

https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-Proyectos-GTE-Construccion.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Minería [OSINERGMIN] (2024c).

Compendio de Proyectos GTE en Operación.

https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-Proyectos-GTE-Operacion.pdf

Patel, M. R. & Beik, O. (2021). *Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation*. CRC Press.

Perez, M., & Perez, R. (2022). Update 2022 –A fundamental look at supply side energy reserves for the planet. *Solar Energy Advances*. Volume 2, 2022, 100014, ISSN 2667-1131, <https://doi.org/10.1016/j.seja.2022.100014>

Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente [PNUMA] (2019).

Movilidad eléctrica: avances en américa latina y el caribe y oportunidades para la colaboración Regional 2019. <https://parlatino.org/wp-content/uploads/2017/09/movilidad-electrica-16-7-20.pdf>

REN21 (2021). *Renewables 2021: Global Status Report*. https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf

Resolución N° 067-2021-OS/CD. Fijación de Precios en Barra y sus correspondientes factores Nodales de Energía y Factores de Pérdidas de Potencia asociados, para los suministros que se efectúen desde las Barras de Referencia de Generación, así como las correspondientes tarifas de transmisión (15 de abril de 2021). <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/2393567-067-2021-os-cd>

Resolución N° 084-2018-OS/CD. Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados (01 de junio de 2018). <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/674796-084-2018-os-cd>

Resolución N° 225-2021-OS/CD. Aprueban el Precio a Nivel Generación en las Subestaciones Base para la determinación de las tarifas máximas a los Usuarios Regulados del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional aplicables para el trimestre noviembre 2021– enero 2022 (29 de octubre de 2021).

<https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/2487426-225-2021-os-cd>

Richter, C., Lincot, D. & Gueymard, C. A. (2013). *Solar Energy*. Springer

Robertson, J. (2023). *HOW DO SOLAR PANELS WORK?* [Figura]. Recuperado el 10 de octubre de 2023 de <https://solarpower.guide/solar-energy-insights/how-do-solar-panels-work>

Roth, C., Noack, J. & Skyllas-Kazacos, M. (2023). *Flow Batteries From Fundamentals to Applications*. (vol 3). WILEY-VCH GmbH.

Ruiz Roldán, K. J. E. & Mimbela Jiménez, M. A. (2021). *Análisis del sector de energía eléctrica en el Perú* [Tesis de Master en Dirección de Empresas]. Universidad de Piura.

Sadi Kirschen, D. & Strbac, G. (2019). *Fundamentals Of Power System Economics*. (2a ed.). John Wiley & Sons.

Sánchez Molina, P. (2024, 05 de mayo). *Seis empresas españolas en el ranking de EPC de Wiki-Solar*. PV Magazine España. <https://www.pv-magazine.es/2024/05/02/seis-empresas-espanolas-en-el-ranking-de-epc-de-wiki-solar/#:~:text=Abengoa%2C%20Elecnor%2C%20Acciona%20Energ%C3%ADa%2C,el%2016%25%20del%20total%20mundial>.

Sánchez Zegarra, E. (2016). ¿Mayor competencia en el sector eléctrico peruano?.

Revista de Economía y Derecho Vol. 11 Núm. 41 (2014). Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas (UPC). Lima, Perú.

Sectorelectricidad (2023). *Ángulos Solares y su importancia para el diseño de Sistemas Fotovoltaicos* [Figura]. Recuperado el 10 de octubre de 2023 de <https://www.sectorelectricidad.com/36130/angulos-solares-y-su-importancia-para-el-diseno-de-sistemas-fotovoltaicos/>

- Segui, P. (2023). *Energía solar fotovoltaica* [Figura]. Recuperado el 10 de octubre de 2023 de <https://ovacen.com/energias-renovables/solar/fotovoltaica/>
- Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú [SENAMHI] (2003). *Atlas de Energía Solar: Proyecto PER/98/G31: Electrificación Rural a Base de Energía Fotovoltaica en el Perú*.
https://www.senamhi.gob.pe/pdf/Atlas%20_de_Radiacion_Solar.pdf
- Shaw, V. (2024, 10 de febrero). World's largest solar plant goes online in China. PV Magazine. <https://www.pv-magazine.com/2024/06/06/worlds-largest-solar-plant-goes-online-in-china-2/>
- Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía [SNMPE] (2023). *Boletín Estadístico Mensual Electricidad 12-2023*. <https://www.snmpe.org.pe/informes-y-publicaciones/boletin-estadistico-mensual/electrico/8332-boletin-estadistico-mensual-electrico-diciembre-2023.html>
- Solar Power World (2024, 10 de febrero). *2023 Top Solar EPCs*.
Solarpowerworldonline. <https://www.solarpowerworldonline.com/2023-top-solar-epcs/>
- Stuhldreher, A. M. & Morales Olmos, V. (2020). Energía y cambio climático en el mercosur: desafíos de la articulación de políticas de desarrollo sostenible. *Análisis Político*, Vol.33, n.99, pp.41-60.
<https://doi.org/10.15446/anpol.v33n99.90937>
- Superintendencia de Banca, Seguros y AFP [SBS] (2024, 10 de febrero). *Tasa de Interés Promedio del Sistema Bancario*.
<https://www.sbs.gob.pe/app/pp/EstadisticasSAEEPPortal/Paginas/TIActivaTipoCreditoEmpresa.aspx?tip=B>

Tata Power (2019). *Battery Energy Storage System (BESS)*. LinkedIn. Recuperado el 10 de octubre de 2023

<https://www.linkedin.com/feed/update/urn:li:activity:7105141909567795200/?originTrackingId=5jwK0RQxQWucjncojPPQOQ%3D%3D>

Tinsley, R. (2014). *Advanced Project Financing: Structuring Risk*. (2^a ed.). Euromoney Institutional Investor PLC.

United Nations Economic Commission for Europe [UNECE] (2015). *Solar Risk Matrix*. https://unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pp/eneff/6th_IFESD_Yerevan_Oct.15/d2_30.Sept/tc.bp/D.Vitchev/pps/3c_Solar.Risk.Matrix.pdf

Vargas Guevara, E. (2020). Competencia y Mercado Mayorista de Electricidad: la función de monitoreo a cargo del coordinador eléctrico peruano (COES). *IUS ET VERITAS*, (61), 94-112. <https://doi.org/10.18800/iusetveritas.202002.006>

Weber, C., Möst, D. & Fichtner, W. (2022). *Economics of Power Systems Fundamentals for Sustainable Energy*. Springer Texts in Business and Economics.

Wiser, R., Rand, J., Seel, J. et al. (2021). Expert elicitation survey predicts 37% to 49% declines in wind energy costs by 2050. *Nature Energy* 6, 555–565. <https://doi.org/10.1038/s41560-021-00810-z>

World Bank (2021). *Commodity Markets Outlook: Urbanization and Commodity Demand*. International Bank for Reconstruction and Development / World Bank <https://openknowledge.worldbank.org/server/api/core/bitstreams/7b201a1b-fdef-5260-af55-1d0aab9146ec/content>

World Bank (2023). *Annual Report: Private Participation in Infrastructure (PPI)*. <https://ppi.worldbank.org/content/dam/PPI/documents/PPI-2023-Annual-Report-Final.pdf>

World Economic Forum [WEFORUM] (2023, 10 de octubre). *The global energy crisis is causing hardships for many, but it's also driving growth in renewables, says the IEA. Here's how.* <https://www.weforum.org/agenda/2023/01/renewables-energy-crisis-transition-ia/#:~:text=Cumulative%20solar%20PV%20capacity%20is,of%20countries%20around%20the%20world.>



Apéndice A: Detalle de Evaluación Financiera.

Tabla A1

Cronograma del servicio a la deuda año 0 - 5

| | AÑO 0 | AÑO 1 | AÑO 2 | AÑO 3 | AÑO 4 | AÑO 5 |
|---|--------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Deuda | 66,034,301 | 66,034,301 | 65,117,825 | 64,091,372 | 62,941,746 | 61,654,163 |
| Cuota | | 8,840,592 | 8,840,592 | 8,840,592 | 8,840,592 | 8,840,592 |
| Interés | | 7,924,116 | 7,814,139 | 7,690,965 | 7,553,009 | 7,398,500 |
| Amortización | | 916,476 | 1,026,453 | 1,149,627 | 1,287,582 | 1,442,092 |
| Saldo | 66,034,301 | 65,117,825 | 64,091,372 | 62,941,746 | 61,654,163 | 60,212,071 |
| Porción de la deuda de Corto Plazo | | 1,026,453 | 1,149,627 | 1,287,582 | 1,442,092 | 1,615,143 |
| Porción de la deuda de Largo Plazo | | 64,091,372 | 62,941,746 | 61,654,163 | 60,212,071 | 58,596,928 |

Tabla A2*Cronograma del servicio a la deuda año 6 - 10*

| | AÑO 6 | AÑO 7 | AÑO 8 | AÑO 9 | AÑO 10 |
|---|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Deuda | 60,212,071 | 58,596,928 | 56,787,968 | 54,761,933 | 52,492,773 |
| Cuota | 8,840,592 | 8,840,592 | 8,840,592 | 8,840,592 | 8,840,592 |
| Interés | 7,225,449 | 7,031,631 | 6,814,556 | 6,571,432 | 6,299,133 |
| Amortización | 1,615,143 | 1,808,960 | 2,026,035 | 2,269,160 | 2,541,459 |
| Saldo | 58,596,928 | 56,787,968 | 54,761,933 | 52,492,773 | 49,951,314 |
| Porción de la deuda de Corto Plazo | 1,808,960 | 2,026,035 | 2,269,160 | 2,541,459 | 2,846,434 |
| Porción de la deuda de Largo Plazo | 56,787,968 | 54,761,933 | 52,492,773 | 49,951,314 | 47,104,880 |

Tabla A3*Cronograma del servicio a la deuda año 11 - 15*

| | AÑO 11 | AÑO 12 | AÑO 13 | AÑO 14 | AÑO 15 |
|---|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Deuda | 49,951,314 | 47,104,880 | 43,916,874 | 40,346,308 | 36,347,273 |
| Cuota | 8,840,592 | 8,840,592 | 8,840,592 | 8,840,592 | 8,840,592 |
| Interés | 5,994,158 | 5,652,586 | 5,270,025 | 4,841,557 | 4,361,673 |
| Amortización | 2,846,434 | 3,188,006 | 3,570,567 | 3,999,035 | 4,478,919 |
| Saldo | 47,104,880 | 43,916,874 | 40,346,308 | 36,347,273 | 31,868,354 |
| Porción de la deuda de Corto Plazo | 3,188,006 | 3,570,567 | 3,999,035 | 4,478,919 | 5,016,389 |
| Porción de la deuda de Largo Plazo | 43,916,874 | 40,346,308 | 36,347,273 | 31,868,354 | 26,851,965 |

Tabla A4*Cronograma del servicio a la deuda año 16 - 20*

| | AÑO 16 | AÑO 17 | AÑO 18 | AÑO 19 | AÑO 20 |
|---|-------------------|-------------------|------------------|------------------|---------------|
| Deuda | 31,868,354 | 26,851,965 | 21,233,609 | 14,941,051 | 7,893,385 |
| Cuota | 8,840,592 | 8,840,592 | 8,840,592 | 8,840,592 | 8,840,592 |
| Interés | 3,824,203 | 3,222,236 | 2,548,033 | 1,792,926 | 947,206 |
| Amortización | 5,016,389 | 5,618,356 | 6,292,558 | 7,047,666 | 7,893,385 |
| Saldo | 26,851,965 | 21,233,609 | 14,941,051 | 7,893,385 | (0) |
| Porción de la deuda de Corto Plazo | 5,618,356 | 6,292,558 | 7,047,666 | 7,893,385 | 0 |
| Porción de la deuda de Largo Plazo | 21,233,609 | 14,941,051 | 7,893,385 | (0) | 0 |

Tabla A5*Cronograma de depreciación anual*

| Dep. Anual | | USD 15,907,914 | | |
|-------------------|---------------------------|-------------------------------|------------------------|---------------|
| Años | Depreciación Anual | Depreciación Acumulada | Valor en Libros | |
| 0 | | | | 79,539,570.92 |
| 1 | 15,907,914 | 15,907,914 | | 63,631,657 |
| 2 | 15,907,914 | 31,815,828 | | 47,723,743 |
| 3 | 15,907,914 | 47,723,743 | | 31,815,828 |
| 4 | 15,907,914 | 63,631,657 | | 15,907,914 |
| 5 | 15,907,914 | 79,539,571 | | - |

Tabla A6*Cronograma de amortización anual*

| Amort. Anual | | USD 1,350,000 | | |
|---------------------|---------------------------|-------------------------------|------------------------|-----------|
| Años | Amortización Anual | Amortización Acumulada | Valor en Libros | |
| 0 | | | | 4,050,000 |
| 1 | 1,350,000 | 1,350,000 | | 2,700,000 |
| 2 | 1,350,000 | 2,700,000 | | 1,350,000 |
| 3 | 1,350,000 | 4,050,000 | | - |
| 4 | | | | |

Tabla A7*Estado de resultados año 1 – 5*

| | | 100.0% | 98.5% | 97.0% | 95.5% | 94.0% |
|--|------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | | AÑO 1 | AÑO 2 | AÑO 3 | AÑO 4 | AÑO 5 |
| Ingresos por venta | | 18,798,901 | 18,887,256 | 18,599,633 | 18,312,009 | 18,024,386 |
| Bono Verde | | - | - | - | - | - |
| Costos de operación (sin deprec+amort.) | 2.6% | (451,174) | (460,197) | (460,197) | (460,197) | (460,197) |
| Depreciación | | (15,907,914) | (15,907,914) | (15,907,914) | (15,907,914) | (15,907,914) |
| Amortización | | (1,350,000) | (1,350,000) | (1,350,000) | | |
| Utilidad Bruta | | 1,089,813 | 1,169,145 | 881,521 | 1,943,898 | 1,656,275 |
| Gastos administrativos | 2.6% | (493,471) | (495,790) | (488,240) | (480,690) | (473,140) |
| Gastos de Mantenimiento | 2.4% | (451,597) | (453,720) | (446,811) | (439,901) | (432,992) |
| Utilidad Operativa | | 144,745 | 219,634 | (53,530) | 1,023,307 | 750,143 |
| (-) Baja de Activo | | | | | | - |
| + Realización de Activo | | | | | | - |
| Utilidad Antes de Impuestos | | 144,745 | 219,634 | (53,530) | 1,023,307 | 750,143 |
| Impuesto | | (43,423) | (65,890) | - | (306,992) | (225,043) |
| Utilidad Neta | | 101,321 | 153,744 | (53,530) | 716,315 | 525,100 |
| UTILIDAD DEL EJERCICIO (Con efecto de la deuda) | | (5,445,560) | (5,316,153) | (5,437,205) | (4,570,792) | (4,653,849) |
| EBITDA | | 18,342,604 | 17,402,659 | 17,477,548 | 17,204,385 | 16,931,221 |
| EBITDA/SERVICIO DEUDA (SD) | | 1.97 | 1.98 | 1.95 | 1.92 | 1.88 |

Tabla A8

Estado de resultados año 6 – 10

| | | 92.5% | 91.0% | 89.5% | 88.0% | 86.5% |
|--|------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | | AÑO 6 | AÑO 7 | AÑO 8 | AÑO 9 | AÑO 10 |
| Ingresos por venta | | 17,736,763 | 17,449,140 | 17,161,517 | 16,873,894 | 16,586,270 |
| Bono Verde | | - | - | - | - | - |
| Costos de operación (sin deprec+amort.) | 2.6% | (460,197) | (460,197) | (460,197) | (460,197) | (460,197) |
| Depreciación | | | | | | |
| Amortización | | | | | | |
| Utilidad Bruta | | 17,276,566 | 16,988,943 | 16,701,320 | 16,413,696 | 16,126,073 |
| Gastos administrativos | 2.6% | (465,590) | (458,040) | (450,490) | (442,940) | (435,390) |
| Gastos de Mantenimiento | 2.4% | (426,082) | (419,173) | (412,263) | (405,354) | (398,444) |
| Utilidad Operativa | | 16,384,894 | 16,111,730 | 15,838,566 | 15,565,403 | 15,292,239 |
| (-) Baja de Activo | | - | - | - | - | - |
| + Realización de Activo | | 0 | - | - | - | - |
| Utilidad Antes de Impuestos | | 16,384,894 | 16,111,730 | 15,838,566 | 15,565,403 | 15,292,239 |
| Impuesto | | (4,915,468) | (4,833,519) | (4,751,570) | (4,669,621) | (4,587,672) |
| Utilidad Neta | | 11,469,426 | 11,278,211 | 11,086,997 | 10,895,782 | 10,704,567 |
| UTILIDAD DEL EJERCICIO (Con efecto de la deuda) | | 6,411,612 | 6,356,069 | 6,316,807 | 6,295,780 | 6,295,175 |
| EBITDA | | 17,271,732 | 16,384,894 | 16,111,730 | 15,838,566 | 15,565,403 |
| EBITDA/SERVICIO DEUDA (SD) | | 1.85 | 1.82 | 1.79 | 1.76 | 1.73 |

Tabla A9

Estado de resultados año 11 – 15

| | | | | | | | | |
|--|------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|---------|
| Ingresos por venta | | 14,860,531 | 14,572,908 | 14,285,285 | 13,997,662 | 13,710,038 | 328,473,197 | 100.0% |
| Bono Verde | | - | - | - | - | - | - | 0.0% |
| Costos de operación (sin deprec+amort.) | 2.6% | (460,197) | (460,197) | (460,197) | (460,197) | (460,197) | (9,194,918) | (2.8%) |
| Depreciación | | | | | | | (79,539,571) | (24.2%) |
| Amortización | | | | | | | (4,050,000) | (1.2%) |
| Utilidad Bruta | | 14,400,334 | 14,112,711 | 13,825,088 | 13,537,465 | 13,249,841 | 235,688,708 | 71.8% |
| Gastos administrativos | 2.6% | (390,089) | (382,539) | (374,989) | (367,439) | (359,889) | (8,622,421) | (2.6%) |
| Gastos de Mantenimiento | 2.4% | (356,988) | (350,078) | (343,169) | (336,259) | (329,350) | (7,890,762) | (2.4%) |
| Utilidad Operativa | | 13,653,257 | 13,380,094 | 13,106,930 | 12,833,767 | 12,560,603 | 219,175,524 | 66.7% |
| (-) Baja de Activo | | - | - | - | - | - | - | 0.0% |
| + Realización de Activo | | - | - | - | - | - | 0 | 0.0% |
| Utilidad Antes de Impuestos | | 13,653,257 | 13,380,094 | 13,106,930 | 12,833,767 | 12,560,603 | 219,175,524 | 66.7% |
| Impuesto | | | | | | | | (20.0%) |
| | | (4,095,977) | (4,014,028) | (3,932,079) | (3,850,130) | (3,768,181) | (65,768,716) | |
| Utilidad Neta | | 9,557,280 | 9,366,066 | 9,174,851 | 8,983,637 | 8,792,422 | 153,406,808 | 46.7% |
| UTILIDAD DEL EJERCICIO (Con efecto de la deuda) | | 6,880,338 | 7,110,501 | 7,391,228 | 7,728,588 | 8,129,378 | 75,862,536 | 23.1% |
| EBITDA | | 14,396,284 | 13,653,257 | 13,380,094 | 13,106,930 | 12,833,767 | 12,560,603 | |
| EBITDA/SERVICIO DEUDA (SD) | | 1.54 | 1.51 | 1.48 | 1.45 | 1.42 | | |

Tabla A11*Flujo económico año 1 - 5*

| | AÑO 0 | AÑO 1 | AÑO 2 | AÑO 3 | AÑO 4 | AÑO 5 |
|---------------------------------|--------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Ingresos | | | | | | |
| Utilidad Neta | | 101,321 | 153,744 | (53,530) | 716,315 | 525,100 |
| + Depreciación | | 15,907,914 | 15,907,914 | 15,907,914 | 15,907,914 | 15,907,914 |
| + Amortización | | 1,350,000 | 1,350,000 | 1,350,000 | | |
| Flujos | | 17,359,235 | 17,411,658 | 17,204,385 | 16,624,229 | 16,433,014 |
| Inversiones | | | | | | |
| (-) Tangibles | (79,539,571) | | | | | |
| (-) Intangibles | (4,050,000) | | | | | |
| (-) Capital Trabajo (WK) | (10,745,144) | | | | | |
| Recuperación del Activo | | | | | | |
| Recuperación del WK | | | | | | |
| FLUJO CALA LIBRE (FE) | (94,334,715) | 17,359,235 | 17,411,658 | 17,204,385 | 16,624,229 | 16,433,014 |

Tabla A12*Flujo económico año 6 - 10*

| | AÑO 6 | AÑO 7 | AÑO 8 | AÑO 9 | AÑO 10 |
|---------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Ingresos | | | | | |
| Utilidad Neta | 11,469,426 | 11,278,211 | 11,086,997 | 10,895,782 | 10,704,567 |
| + Depreciación | - | - | - | - | - |
| + Amortización | | | | | |
| Flujos | 11,469,426 | 11,278,211 | 11,086,997 | 10,895,782 | 10,704,567 |
| Inversiones | | | | | |
| (-) Tangibles | | | | | |
| (-) Intangibles | | | | | |
| (-) Capital Trabajo (WK) | | | | | |
| Recuperación del Activo | | | | | |
| Recuperación del WK | | | | | |
| FLUJO CALA LIBRE (FE) | 11,469,426 | 11,278,211 | 11,086,997 | 10,895,782 | 10,704,567 |

Tabla A13*Flujo económico año 11 - 15*

| | AÑO 11 | AÑO 12 | AÑO 13 | AÑO 14 | AÑO 15 |
|---------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Ingresos | | | | | |
| Utilidad Neta | 10,513,353 | 10,322,138 | 10,130,924 | 9,939,709 | 9,748,495 |
| + Depreciación | - | - | - | - | - |
| + Amortización | | | | | |
| Flujos | 10,513,353 | 10,322,138 | 10,130,924 | 9,939,709 | 9,748,495 |
| Inversiones | | | | | |
| (-) Tangibles | | | | | |
| (-) Intangibles | | | | | |
| (-) Capital Trabajo (WK) | | | | | |
| Recuperación del Activo | | | | | |
| Recuperación del WK | | | | | |
| FLUJO CALA LIBRE (FE) | 10,513,353 | 10,322,138 | 10,130,924 | 9,939,709 | 9,748,495 |

Tabla A14*Flujo económico año 16 - 20*

| | AÑO 16 | AÑO 17 | AÑO 18 | AÑO 19 | AÑO 20 |
|---------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Ingresos | | | | | |
| Utilidad Neta | 9,557,280 | 9,366,066 | 9,174,851 | 8,983,637 | 8,792,422 |
| + Depreciación | - | - | - | - | - |
| + Amortización | | | | | |
| Flujos | 9,557,280 | 9,366,066 | 9,174,851 | 8,983,637 | 8,792,422 |
| Inversiones | | | | | |
| (-) Tangibles | | | | | |
| (-) Intangibles | | | | | |
| (-) Capital Trabajo (WK) | | | | | |
| Recuperación del Activo | | | | | |
| Recuperación del WK | | | | | 2,386,187 |
| FLUJO CALA LIBRE (FE) | 9,557,280 | 9,366,066 | 9,174,851 | 8,983,637 | 11,178,609 |

Tabla A15*Periodo de recuperación del capital económico año 0 – año 5*

| | Año 0 | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 |
|-------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Flujo de Caja Económico | (94,334,715) | 17,359,235 | 17,411,658 | 17,204,385 | 16,624,229 | 16,433,014 |
| | 00 | 01 | 02 | 03 | 04 | 05 |
| Flujo de Caja Económico | (94,334,715) | 17,359,235 | 17,411,658 | 17,204,385 | 16,624,229 | 16,433,014 |
| Flujo de Caja Económico Actualizado | (94,334,715) | 15,696,209 | 14,235,362 | 12,718,377 | 11,112,154 | 9,932,033 |
| Saldo | (94,334,715) | (78,638,506) | (64,403,144) | (51,684,767) | (40,572,613) | (30,640,579) |

Tabla A16*Periodo de recuperación del capital económico año 6 – año 10*

| | Año 6 | Año 7 | Año 8 | Año 9 | Año 10 |
|-------------------------------------|---------------|---------------|---------------|--------------|--------------|
| Flujo de Caja Económico | 11,469,426 | 11,278,211 | 11,086,997 | 10,895,782 | 10,704,567 |
| | 06 | 07 | 08 | 09 | 10 |
| Flujo de Caja Económico | 11,469,426 | 11,278,211 | 11,086,997 | 10,895,782 | 10,704,567 |
| Flujo de Caja Económico Actualizado | 6,267,968 | 5,573,006 | 4,953,674 | 4,401,859 | 3,910,308 |
| Saldo | (24,372,611) | (18,799,605) | (13,845,931) | (9,444,072) | (5,533,764) |

Tabla A17*Periodo de recuperación del capital económico año 11 – año 15*

| | Año 11 | Año 12 | Año 13 | Año 14 | Año 15 |
|-------------------------------------|--------------|------------|------------|-----------|-----------|
| Flujo de Caja Económico | 10,513,353 | 10,322,138 | 10,130,924 | 9,939,709 | 9,748,495 |
| | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| Flujo de Caja Económico | 10,513,353 | 10,322,138 | 10,130,924 | 9,939,709 | 9,748,495 |
| Flujo de Caja Económico Actualizado | 3,472,540 | 3,082,761 | 2,735,795 | 2,427,014 | 2,152,288 |
| Saldo | (2,061,224) | 1,021,538 | 3,757,332 | 6,184,346 | 8,336,634 |

Tabla A18*Periodo de recuperación del capital económico año 16 – año 20*

| | Año 16 | Año 17 | Año 18 | Año 19 | Año 20 |
|-------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Flujo de Caja Económico | 9,557,280 | 9,366,066 | 9,174,851 | 8,983,637 | 11,178,609 |
| | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Flujo de Caja Económico | 9,557,280 | 9,366,066 | 9,174,851 | 8,983,637 | 11,178,609 |
| Flujo de Caja Económico Actualizado | 1,907,925 | 1,690,629 | 1,497,457 | 1,325,781 | 1,491,666 |
| Saldo | 10,244,559 | 11,935,189 | 13,432,646 | 14,758,427 | 16,250,092 |

Tabla A19*Flujo de caja del accionista año 0 – año 5*

| | AÑO 0 | AÑO 1 | AÑO 2 | AÑO 3 | AÑO 4 | AÑO 5 |
|-------------------------------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| FCL (Flujo Económico) | (94,334,715) | 17,359,235 | 17,411,658 | 17,204,385 | 16,624,229 | 16,433,014 |
| (+) Deuda | 66,034,301 | | | | | |
| (-) Amortización (Principal) | | (916,476) | (1,026,453) | (1,149,627) | (1,287,582) | (1,442,092) |
| (-) Intereses | | (7,924,116) | (7,814,139) | (7,690,965) | (7,553,009) | (7,398,500) |
| (+) Efecto financiero (EFI) | | 2,377,235 | 2,344,242 | 2,307,289 | 2,265,903 | 2,219,550 |
| FCA (Flujo Caja Financiero) | (28,300,415) | 10,895,879 | 10,915,308 | 10,671,082 | 10,049,540 | 9,811,973 |

Tabla A20*Flujo de caja del accionista año 6 – año 10*

| | AÑO 6 | AÑO 7 | AÑO 8 | AÑO 9 | AÑO 10 |
|-------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| FCL (Flujo Económico) | 11,469,426 | 11,278,211 | 11,086,997 | 10,895,782 | 10,704,567 |
| (+) Deuda | | | | | |
| (-) Amortización (Principal) | (1,615,143) | (1,808,960) | (2,026,035) | (2,269,160) | (2,541,459) |
| (-) Intereses | (7,225,449) | (7,031,631) | (6,814,556) | (6,571,432) | (6,299,133) |
| (+) Efecto financiero (EFI) | 2,167,635 | 2,109,489 | 2,044,367 | 1,971,430 | 1,889,740 |
| FCA (Flujo Caja Financiero) | 4,796,469 | 4,547,109 | 4,290,772 | 4,026,620 | 3,753,716 |

Tabla A21*Flujo de caja del accionista año 11 – año 15*

| | AÑO 11 | AÑO 12 | AÑO 13 | AÑO 14 | AÑO 15 |
|-------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| FCL (Flujo Económico) | 10,513,353 | 10,322,138 | 10,130,924 | 9,939,709 | 9,748,495 |
| (+) Deuda | | | | | |
| (-) Amortización (Principal) | (2,846,434) | (3,188,006) | (3,570,567) | (3,999,035) | (4,478,919) |
| (-) Intereses | (5,994,158) | (5,652,586) | (5,270,025) | (4,841,557) | (4,361,673) |
| (+) Efecto financiero (EFI) | 1,798,247 | 1,695,776 | 1,581,007 | 1,452,467 | 1,308,502 |
| FCA (Flujo Caja Financiero) | 3,471,009 | 3,177,322 | 2,871,340 | 2,551,585 | 2,216,405 |

Tabla A22*Flujo de caja del accionista año 16 – año 20*

| | AÑO 16 | AÑO 17 | AÑO 18 | AÑO 19 | AÑO 20 |
|-------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| FCL (Flujo Económico) | 9,557,280 | 9,366,066 | 9,174,851 | 8,983,637 | 11,178,609 |
| (+) Deuda | | | | | |
| (-) Amortización (Principal) | (5,016,389) | (5,618,356) | (6,292,558) | (7,047,666) | (7,893,385) |
| (-) Intereses | (3,824,203) | (3,222,236) | (2,548,033) | (1,792,926) | (947,206) |
| (+) Efecto financiero (EFI) | 1,147,261 | 966,671 | 764,410 | 537,878 | 284,162 |
| FCA (Flujo Caja Financiero) | 1,863,949 | 1,492,145 | 1,098,669 | 680,923 | 2,622,179 |

Tabla A23*Periodo de recuperación del capital – Financiero año 0 - 5*

| | Año 0 | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 |
|--------------------------------------|---------------|---------------|---------------|--------------|------------|-----------|
| Flujo de Caja Financiero | (28,300,415) | 10,895,879 | 10,915,308 | 10,671,082 | 10,049,540 | 9,811,973 |
| | 00 | 01 | 02 | 03 | 04 | 05 |
| Flujo de Caja Financiero | (28,300,415) | 10,895,879 | 10,915,308 | 10,671,082 | 10,049,540 | 9,811,973 |
| Flujo de Caja Financiero Actualizado | (28,300,415) | 9,415,976 | 8,151,586 | 6,886,803 | 5,604,779 | 4,729,026 |
| Saldo | (28,300,415) | (18,884,439) | (10,732,853) | (3,846,049) | 1,758,729 | 6,487,755 |

Tabla A24*Periodo de recuperación del capital – Financiero año 6 - 10*

| | Año 6 | Año 7 | Año 8 | Año 9 | Año 10 |
|--------------------------------------|-----------|------------|------------|------------|------------|
| Flujo de Caja Financiero | 4,796,469 | 4,547,109 | 4,290,772 | 4,026,620 | 3,753,716 |
| | 06 | 07 | 08 | 09 | 10 |
| Flujo de Caja Financiero | 4,796,469 | 4,547,109 | 4,290,772 | 4,026,620 | 3,753,716 |
| Flujo de Caja Financiero Actualizado | 1,997,745 | 1,636,654 | 1,334,627 | 1,082,351 | 871,951 |
| Saldo | 8,485,499 | 10,122,153 | 11,456,780 | 12,539,132 | 13,411,082 |

Tabla A25*Periodo de recuperación del capital – Financiero año 11 - 15*

| | Año 11 | Año 12 | Año 13 | Año 14 | Año 15 |
|--------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Flujo de Caja Financiero | 3,471,009 | 3,177,322 | 2,871,340 | 2,551,585 | 2,216,405 |
| | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| Flujo de Caja Financiero | 3,471,009 | 3,177,322 | 2,871,340 | 2,551,585 | 2,216,405 |
| Flujo de Caja Financiero Actualizado | 696,770 | 551,186 | 430,452 | 330,562 | 248,139 |
| Saldo | 14,107,852 | 14,659,038 | 15,089,490 | 15,420,052 | 15,668,191 |

Tabla A26*Periodo de recuperación del capital – Financiero año 16 - 20*

| | Año 16 | Año 17 | Año 18 | Año 19 | Año 20 |
|--------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Flujo de Caja Financiero | 1,863,949 | 1,492,145 | 1,098,669 | 680,923 | 2,622,179 |
| | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Flujo de Caja Financiero | 1,863,949 | 1,492,145 | 1,098,669 | 680,923 | 2,622,179 |
| Flujo de Caja Financiero Actualizado | 180,336 | 124,756 | 79,382 | 42,516 | 141,489 |
| Saldo | 15,848,527 | 15,973,284 | 16,052,666 | 16,095,182 | 16,236,672 |

Tabla A27*Flujo de Tesorería (ESF) año 0 - 5*

| Concepto | Año 0 | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 |
|--------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Utilidad Neta | | (5,445,560) | (5,316,153) | (5,437,205) | (4,570,792) | (4,653,849) |
| (+) Depreciación | | 15,907,914 | 15,907,914 | 15,907,914 | 15,907,914 | 15,907,914 |
| (+) Amortización | | 1,350,000 | 1,350,000 | 1,350,000 | - | - |
| Fujo Operativo | | 11,812,354 | 11,941,761 | 11,820,709 | 11,337,122 | 11,254,065 |
| Inversiones | | | | | | |
| Activos Tangibles | (79,539,571) | | | | | |
| Activos Intangibles | (4,050,000) | | | | | |
| Capital de trabajo (WK) | (10,745,144) | - | - | - | - | - |
| Flujo Inversiones | (94,334,715) | 11,812,354 | 11,941,761 | 11,820,709 | 11,337,122 | 11,254,065 |
| Financiamiento | | | | | | |
| (+) Préstamo | 66,034,301 | | | | | |
| (-) Amortización | | (916,476) | (1,026,453) | (1,149,627) | (1,287,582) | (1,442,092) |
| Flujo Fondos Neto | (28,300,415) | 10,895,879 | 10,915,308 | 10,671,082 | 10,049,540 | 9,811,973 |
| Concepto | Año 0 | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 |
| Flujo Fondos Neto | (28,300,415) | 10,895,879 | 10,915,308 | 10,671,082 | 10,049,540 | 9,811,973 |
| Saldo Inicial | 36,659,372 | 8,358,957 | 19,254,836 | 30,170,144 | 40,841,226 | 50,890,767 |
| FFN Acumulado | 8,358,957 | 19,254,836 | 30,170,144 | 40,841,226 | 50,890,767 | 60,702,739 |

Tabla A28*Flujo de Tesorería (ESF) año 6 - 10*

| Concepto | Año 6 | Año 7 | Año 8 | Año 9 | Año 10 |
|--------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| Utilidad Neta | 6,411,612 | 6,356,069 | 6,316,807 | 6,295,780 | 6,295,175 |
| (+) Depreciación | - | - | - | - | - |
| (+) Amortización | - | - | - | - | - |
| Fujo Operativo | 6,411,612 | 6,356,069 | 6,316,807 | 6,295,780 | 6,295,175 |
| Inversiones | | | | | |
| Activos Tangibles | | | | | |
| Activos Intangibles | | | | | |
| Capital de trabajo (WK) | - | - | - | - | - |
| Flujo Inversiones | 6,411,612 | 6,356,069 | 6,316,807 | 6,295,780 | 6,295,175 |
| Financiamiento | | | | | |
| (+) Préstamo | | | | | |
| (-) Amortización | (1,615,143) | (1,808,960) | (2,026,035) | (2,269,160) | (2,541,459) |
| Flujo Fondos Neto | 4,796,469 | 4,547,109 | 4,290,772 | 4,026,620 | 3,753,716 |
| Concepto | Año 6 | Año 7 | Año 8 | Año 9 | Año 10 |
| Flujo Fondos Neto | 4,796,469 | 4,547,109 | 4,290,772 | 4,026,620 | 3,753,716 |
| Saldo Inicial | 60,702,739 | 65,499,208 | 70,046,317 | 74,337,089 | 78,363,709 |
| FFN Acumulado | 65,499,208 | 70,046,317 | 74,337,089 | 78,363,709 | 82,117,424 |

Tabla A29*Flujo de Tesorería (ESF) año 11 - 15*

| Concepto | Año 11 | Año 12 | Año 13 | Año 14 | Año 15 |
|--------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Utilidad Neta | 6,317,443 | 6,365,328 | 6,441,906 | 6,550,619 | 6,695,324 |
| (+) Depreciación | - | - | - | - | - |
| (+) Amortización | - | - | - | - | - |
| Fujo Operativo | 6,317,443 | 6,365,328 | 6,441,906 | 6,550,619 | 6,695,324 |
| Inversiones | | | | | |
| Activos Tangibles | | | | | |
| Activos Intangibles | | | | | |
| Capital de trabajo (WK) | - | - | - | - | - |
| Flujo Inversiones | 6,317,443 | 6,365,328 | 6,441,906 | 6,550,619 | 6,695,324 |
| Financiamiento | | | | | |
| (+) Préstamo | | | | | |
| (-) Amortización | (2,846,434) | (3,188,006) | (3,570,567) | (3,999,035) | (4,478,919) |
| Flujo Fondos Neto | 3,471,009 | 3,177,322 | 2,871,340 | 2,551,585 | 2,216,405 |
| Concepto | Año 11 | Año 12 | Año 13 | Año 14 | Año 15 |
| Flujo Fondos Neto | 3,471,009 | 3,177,322 | 2,871,340 | 2,551,585 | 2,216,405 |
| Saldo Inicial | 82,117,424 | 85,588,433 | 88,765,755 | 91,637,095 | 94,188,680 |
| FFN Acumulado | 85,588,433 | 88,765,755 | 91,637,095 | 94,188,680 | 96,405,085 |

Tabla A30*Flujo de Tesorería (ESF) año 16 - 20*

| Concepto | Año 16 | Año 17 | Año 18 | Año 19 | Año 20 |
|--------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Utilidad Neta | 6,880,338 | 7,110,501 | 7,391,228 | 7,728,588 | 5,743,191 |
| (+) Depreciación | - | - | - | - | - |
| (+) Amortización | - | - | - | - | - |
| Fujo Operativo | 6,880,338 | 7,110,501 | 7,391,228 | 7,728,588 | 5,743,191 |
| Inversiones | | | | | |
| Activos Tangibles | | | | | |
| Activos Intangibles | | | | | |
| Capital de trabajo (WK) | - | - | - | - | 2,386,187 |
| Flujo Inversiones | 6,880,338 | 7,110,501 | 7,391,228 | 7,728,588 | 8,129,378 |
| Financiamiento | | | | | |
| (+) Préstamo | | | | | |
| (-) Amortización | (5,016,389) | (5,618,356) | (6,292,558) | (7,047,666) | (7,893,385) |
| Flujo Fondos Neto | 1,863,949 | 1,492,145 | 1,098,669 | 680,923 | 235,992 |
| Concepto | Año 16 | Año 17 | Año 18 | Año 19 | Año 20 |
| Flujo Fondos Neto | 1,863,949 | 1,492,145 | 1,098,669 | 680,923 | 235,992 |
| Saldo Inicial | 96,405,085 | 98,269,034 | 99,761,179 | 100,859,848 | 101,540,771 |
| FFN Acumulado | 98,269,034 | 99,761,179 | 100,859,848 | 101,540,771 | 101,776,763 |

Tabla A31*ESF – Balance general año 0 - 5*

| | AÑO 0 | AÑO 1 | AÑO 2 | AÑO 3 | AÑO 4 | AÑO 5 |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| ACTIVO | | | | | | |
| Caja | 8,358,957 | 19,254,836 | 30,170,144 | 40,841,226 | 50,890,767 | 60,702,739 |
| Existencias | 2,386,187 | 2,386,187 | 2,386,187 | 2,386,187 | 2,386,187 | 2,386,187 |
| Otros activos | - | - | - | - | - | - |
| ACTIVO CORRIENTE | 10,745,144 | 21,641,023 | 32,556,331 | 43,227,413 | 53,276,954 | 63,088,926 |
| Activo Fijo+intangible | 83,589,571 | 83,589,571 | 83,589,571 | 83,589,571 | 83,589,571 | 83,589,571 |
| Depreciación + Amortización Acumulada | - | (17,257,914) | (34,515,828) | (51,773,743) | (67,681,657) | (83,589,571) |
| ACT. FIJO NETO | 83,589,571 | 66,331,657 | 49,073,743 | 31,815,828 | 15,907,914 | - |
| TOTAL ACTIVO | 94,334,715 | 87,972,680 | 81,630,074 | 75,043,242 | 69,184,868 | 63,088,926 |
| PASIVO | 66,034,301 | 65,117,825 | 64,091,372 | 62,941,746 | 61,654,163 | 60,212,071 |
| Prestamos CP | | 1,026,453 | 1,149,627 | 1,287,582 | 1,442,092 | 1,615,143 |
| Prestamos LP | 66,034,301 | 64,091,372 | 62,941,746 | 61,654,163 | 60,212,071 | 58,596,928 |
| PATRIMONIO | | | | | | |
| Capital Social | 28,300,415 | 28,300,415 | 28,300,415 | 28,300,415 | 28,300,415 | 28,300,415 |
| Utilidades Retenidas | | (5,445,560) | (10,761,713) | (16,198,918) | (20,769,710) | (25,423,560) |
| TOTAL PATRIMONIO | 28,300,415 | 22,854,855 | 17,538,701 | 12,101,496 | 7,530,704 | 2,876,855 |
| TOTAL PASIVO + PATRIMONIO | 94,334,715 | 87,972,680 | 81,630,074 | 75,043,242 | 69,184,868 | 63,088,926 |

Tabla A32*ESF – Balance general año 6 - 10*

| | AÑO 6 | AÑO 7 | AÑO 8 | AÑO 9 | AÑO 10 |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| ACTIVO | | | | | |
| Caja | 65,499,208 | 70,046,317 | 74,337,089 | 78,363,709 | 82,117,424 |
| Existencias | 2,386,187 | 2,386,187 | 2,386,187 | 2,386,187 | 2,386,187 |
| Otros activos | - | - | - | - | - |
| ACTIVO CORRIENTE | 67,885,395 | 72,432,504 | 76,723,276 | 80,749,896 | 84,503,611 |
| Activo Fijo+intangible | 83,589,571 | 83,589,571 | 83,589,571 | 83,589,571 | 83,589,571 |
| Depreciación + Amortización Acumulada | (83,589,571) | (83,589,571) | (83,589,571) | (83,589,571) | (83,589,571) |
| ACT. FIJO NETO | - | - | - | - | - |
| TOTAL ACTIVO | 67,885,395 | 72,432,504 | 76,723,276 | 80,749,896 | 84,503,611 |
| PASIVO | 58,596,928 | 56,787,968 | 54,761,933 | 52,492,773 | 49,951,314 |
| Prestamos CP | 1,808,960 | 2,026,035 | 2,269,160 | 2,541,459 | 2,846,434 |
| Prestamos LP | 56,787,968 | 54,761,933 | 52,492,773 | 49,951,314 | 47,104,880 |
| PATRIMONIO | | | | | |
| Capital Social | 28,300,415 | 28,300,415 | 28,300,415 | 28,300,415 | 28,300,415 |
| Utilidades Retenidas | (19,011,948) | (12,655,879) | (6,339,072) | (43,292) | 6,251,883 |
| TOTAL PATRIMONIO | 9,288,467 | 15,644,536 | 21,961,343 | 28,257,123 | 34,552,297 |
| TOTAL PASIVO + PATRIMONIO | 67,885,395 | 72,432,504 | 76,723,276 | 80,749,896 | 84,503,611 |

Tabla A33*ESF – Balance general año 11 - 15*

| | AÑO 11 | AÑO 12 | AÑO 13 | AÑO 14 | AÑO 15 |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| ACTIVO | | | | | |
| Caja | 85,588,433 | 88,765,755 | 91,637,095 | 94,188,680 | 96,405,085 |
| Existencias | 2,386,187 | 2,386,187 | 2,386,187 | 2,386,187 | 2,386,187 |
| Otros activos | - | - | - | - | - |
| ACTIVO CORRIENTE | 87,974,620 | 91,151,942 | 94,023,282 | 96,574,867 | 98,791,272 |
| Activo Fijo+intangible | 83,589,571 | 83,589,571 | 83,589,571 | 83,589,571 | 83,589,571 |
| Depreciación + Amortización Acumulada | (83,589,571) | (83,589,571) | (83,589,571) | (83,589,571) | (83,589,571) |
| ACT. FIJO NETO | - | - | - | - | - |
| TOTAL ACTIVO | 87,974,620 | 91,151,942 | 94,023,282 | 96,574,867 | 98,791,272 |
| PASIVO | 47,104,880 | 43,916,874 | 40,346,308 | 36,347,273 | 31,868,354 |
| Prestamos CP | 3,188,006 | 3,570,567 | 3,999,035 | 4,478,919 | 5,016,389 |
| Prestamos LP | 43,916,874 | 40,346,308 | 36,347,273 | 31,868,354 | 26,851,965 |
| PATRIMONIO | | | | | |
| Capital Social | 28,300,415 | 28,300,415 | 28,300,415 | 28,300,415 | 28,300,415 |
| Utilidades Retenidas | 12,569,325 | 18,934,654 | 25,376,560 | 31,927,179 | 38,622,503 |
| TOTAL PATRIMONIO | 40,869,740 | 47,235,068 | 53,676,974 | 60,227,594 | 66,922,918 |
| TOTAL PASIVO + PATRIMONIO | 87,974,620 | 91,151,942 | 94,023,282 | 96,574,867 | 98,791,272 |

Tabla A34*ESF – Balance general año 16 - 20*

| | AÑO 16 | AÑO 17 | AÑO 18 | AÑO 19 | AÑO 20 |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| ACTIVO | | | | | |
| Caja | 98,269,034 | 99,761,179 | 100,859,848 | 101,540,771 | 101,776,763 |
| Existencias | 2,386,187 | 2,386,187 | 2,386,187 | 2,386,187 | 2,386,187 |
| Otros activos | - | - | - | - | - |
| ACTIVO CORRIENTE | 100,655,221 | 102,147,366 | 103,246,035 | 103,926,958 | 104,162,950 |
| Activo Fijo+intangible | 83,589,571 | 83,589,571 | 83,589,571 | 83,589,571 | 83,589,571 |
| Depreciación + Amortización Acumulada | (83,589,571) | (83,589,571) | (83,589,571) | (83,589,571) | (83,589,571) |
| ACT. FIJO NETO | - | - | - | - | - |
| TOTAL ACTIVO | 100,655,221 | 102,147,366 | 103,246,035 | 103,926,958 | 104,162,950 |
| PASIVO | 26,851,965 | 21,233,609 | 14,941,051 | 7,893,385 | - |
| Prestamos CP | 5,618,356 | 6,292,558 | 7,047,666 | 7,893,385 | - |
| Prestamos LP | 21,233,609 | 14,941,051 | 7,893,385 | (0) | - |
| PATRIMONIO | | | | | |
| Capital Social | 28,300,415 | 28,300,415 | 28,300,415 | 28,300,415 | 28,300,415 |
| Utilidades Retenidas | 45,502,842 | 52,613,342 | 60,004,570 | 67,733,158 | 75,862,536 |
| TOTAL PATRIMONIO | 73,803,256 | 80,913,757 | 88,304,985 | 96,033,573 | 104,162,950 |
| TOTAL PASIVO + PATRIMONIO | 100,655,221 | 102,147,366 | 103,246,035 | 103,926,958 | 104,162,950 |

Apéndice B: Complemento de Cálculos

Figura B1

Información relacionada a las fórmulas del WACC

| DATOS Y CALCULOS | | PARTE I: DATOS INICIALES | | ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO | | |
|---|---|---|---|---|----------------|-----------------|
| % Deuda | 70.00% | Pasivos / Total Inversión | | | | |
| % Capital | 30.00% | Patrimonio / Total Inversión | | | | |
| D/C | 2.33 | Ratio D/C | | | | |
| Costo de la deuda Kd | 12.00% | TEA del financiamiento | | | | |
| Tasa de impuestos | 30.00% | Tasa de impuesto Tx | | | | |
| Tasa libre de riesgo (Rf) | 4.00% | yield US bond 30 year | | | | |
| Beta Desapalancado (BoA) | 0.56 | Damodarán Sector Green & Renewable Energy | | | | |
| Tasa del mercado (Rm) | 10.80% | = (Pm + Rf) | | | | |
| Beta Apalancado (Be) | 1.47 | beta desap x (1 + (1 - Tx) x pasivos / patrim) | | | | |
| Prima de mercado | 6.80% | Pestaña Return By Year Damodaran | | | | |
| Riesgo país (Rp) | 1.69% | C/ 100 puntos es un 1% (Fuente Banco Central Reserva) | | | | |
| COK del Accionista - Ke US\$ | 15.72% | Rf + beta ap x (Rm - Rf) + Riesgo país | | | | |
| WACC/CPPC | 10.60% | D x Kd (1 - Tx) + C x Ke (D: porción de la deuda del total fuentes; C: porción del capital del total fuentes) | | | | |
| FORMULAS A USAR: | | | | | | |
| Fórmula para convertir Be en BoA $\beta_{BoA} = \frac{\beta_e}{[1 + D/C(1 - t)]}$ | | Fórmula para convertir BoA en Be $\beta_E = \beta_{BoA} \times [1 + D/C(1 - t)]$ | | Fórmula para hallar el Ke $K_E = r_f + \beta_E(R_m - r_f) + R_p$ A este valor agregar Riesgo país (Rp) CAPM | | |
| Beta Desapalancado | | Beta Apalancado | | | | |
| Perú inflación anual S/. | 8.72% | (Proyectado) | Costo Promedio Ponderado de Capital muchos proyectos son financiados con deuda y capital propio: $WACC/CPPC = W_d \times K_d \times (1 - Tx) + W_e \times K_e$ W _d = participación de la deuda en la inversión total = D/V W _e = participación del capital en la inversión total = 1 - W _d = E/V K _d = costo de la deuda K _e = costo del capital propio es la tasa de descuento apropiada para la evaluación de una inversión | | | |
| USA inflación anual US\$ | 3.00% | (Proyectado) | | | | |
| $COK \text{ proy soles} = (1 + COK \text{ US\$}) * \frac{(1 + \text{Inflación anual Perú Soles}) - 1}{(1 + \text{Inflación anual USA US\$})}$ | | | | | | |
| COK proy soles= 19.89% | | | | | | |
| PARTE II: CALCULO DEL WACC/CPPC | | | | | | |
| Monto de Inversión | \$94,334,715 | % Financ. | 70.00% | | | |
| Tasa Impuesto (Tx) | 30.00% | % Aporte | 30.00% | | | |
| Kd | 12.00% | | | | | |
| Ke | 19.89% | | | | | |
| Cálculo del CPPC/WACC | | | | | | |
| Fuentes de Financiamiento | S | % Participación | % Costo | Tx (1 - Tx) | Costo Efectivo | Costo Ponderado |
| Financiamiento Terceros | 66,034,301 | 70.00% | 12.00% | 70.00% | 8.40% | 5.88% |
| Financiamiento Accionistas | 28,300,415 | 30.00% | 15.72% | | 15.72% | 4.72% |
| Inversión Total | 94,334,715 | 100.00% | | | | 10.60% |
| | Kd | Kd * (1 - T) | Ke | WACC | | |
| | 12.00% | 8.40% | 15.72% | 10.60% | | |
| CONCEPTO | | PAGINA WEB | | | | |
| Betas del sector | https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html | | | | | |
| Tasa Libre Riesgo - Bonos USA 30 años (Rf) | https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/diarias/resultados/PD04720XD/html | | | | | |
| Tasa de Mercado (Rm) | https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/variable.htm | | | | | |
| Prima de Mercado (Pm) | https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/variable.htm | | | | | |
| Tasa Riesgo país (Perú) | https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/diarias/resultados/PD04709XD/html | | | | | |

$$r_{proy} = r_f + \beta_{proy} \underbrace{x(r_m - r_f)}_{\text{Prima por riesgo mercado}} + \text{riesgo país}$$

Prima por riesgo mercado

Figura B2

Sheet de Damodaran para prima de riesgo de mercado (pestaña Return by year del archivo Excel de cálculos y simulación)

| | | |
|--|---|---|
| Date updated: | 1-Ene-24 | |
| Created by: | Aswath Damodaran, adamodar@stern.nyu.edu | |
| What is this data: | Historical returns: Stocks, Bonds & T.Bills with premiums | US companies |
| Home Page: | http://www.damodaran.com | |
| Data website: | https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html | |
| Companies in ea: | https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/indname.xls | |
| Variable definiti: | https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/variable.htm | |
| Customized Geometric risk premium estimator | | |
| What is your riskfree rate? | LT | Estimates of risk premiums from 1928, over the last 50 years and over the last 10 years are provided at the bottom of this table. |
| Enter your starting year | 2000 | |
| Value of stocks in starting year: | \$ | 156,658.05 |
| Value of T.Bills in starting year: | \$ | 1,516.05 |
| Value of T.bonds in starting year: | \$ | 2,912.88 |
| Estimate of risk premium based on your inputs: | | 2.31% |

| Year | Annual Returns on Investments in | | | | Value of \$100 invested at start of 1928 in | | | | | | | | Annual Risk Premium | | | | Annual Real Returns | | | | | | |
|------|----------------------------------|--------------|-----------|------------------|---|---------|----------------------------|--------------|------------|--------------------|-------------|-----------|---------------------|------------|--------------------|----------------------|---------------------|----------------------------|--------------------|-------------|-----------|------------|--------|
| | S&P 500 (include dividends) | 3-mon T.Bill | US T. Bon | Baa Corpora Bond | Real Est | Gold | S&P 500 (include dividend) | 3-mon T.Bill | US T. Bond | Baa Corporate Bond | Real Estate | Gold | Stocks | Stocks - B | Stocks - Baa C Bon | Historical risk prem | Inflat' Ra | S&P 500 (includes divide 2 | 3-month T. B' (Re) | 10-yr T.Bol | Baa C Bon | Real Estat | Gold |
| 1928 | 43.81% | 3.08% | 0.84% | 3.22% | 1.49% | 0.10% | \$ 143.81 | \$ 103.08 | \$ 100.84 | \$ 103.22 | \$ 101.49 | \$ 100.10 | 40.73% | 42.98% | -40.59% | | -1.16% | 45.40% | 4.29% | 2.01% | 4.43% | 2.68% | 1.27% |
| 1929 | -8.30% | 3.16% | 4.20% | 3.02% | -2.06% | -0.15% | \$ 131.88 | \$ 106.34 | \$ 105.07 | \$ 106.33 | \$ 99.40 | \$ 99.95 | -11.46% | -12.50% | -11.32% | | 0.50% | -8.83% | 2.56% | 3.60% | 2.42% | -2.63% | -0.73% |
| 1930 | -25.12% | 4.55% | 4.54% | 0.54% | -4.30% | 0.10% | \$ 98.75 | \$ 111.18 | \$ 109.85 | \$ 106.91 | \$ 95.13 | \$ 100.05 | -29.67% | -29.66% | -25.66% | | -6.40% | -20.01% | 11.69% | 11.68% | 7.41% | 2.24% | 6.94% |
| 1931 | -43.84% | 2.31% | -2.56% | -15.68% | -8.15% | -17.38% | \$ 55.46 | \$ 113.74 | \$ 107.03 | \$ 90.14 | \$ 87.38 | \$ 82.66 | -46.15% | -41.28% | -28.16% | | -3.32% | -38.07% | 12.82% | 7.45% | -7.02% | 1.29% | -8.90% |
| 1932 | -8.64% | 1.07% | 8.79% | 23.59% | -10.47% | 21.28% | \$ 50.66 | \$ 114.96 | \$ 116.44 | \$ 111.41 | \$ 78.23 | \$ 100.24 | -9.71% | -17.43% | -32.23% | | -10.27% | 1.82% | 12.64% | 21.25% | 37.74% | -0.21% | 35.16% |
| 1933 | 49.98% | 0.96% | 1.86% | 12.97% | -3.81% | 27.26% | \$ 75.99 | \$ 116.06 | \$ 118.60 | \$ 125.86 | \$ 75.25 | \$ 127.57 | 49.02% | 48.13% | 37.02% | | 0.76% | 48.85% | 0.20% | 1.08% | 12.11% | -4.54% | 26.30% |
| 1934 | -1.19% | 0.28% | 7.96% | 18.82% | 2.91% | 31.75% | \$ 75.09 | \$ 116.39 | \$ 128.05 | \$ 149.54 | \$ 77.44 | \$ 168.07 | -1.47% | -9.15% | -20.00% | | 1.52% | -2.66% | -1.22% | 6.35% | 17.04% | 1.37% | 29.78% |
| 1935 | 46.74% | 0.17% | 4.47% | 13.31% | 9.77% | 0.43% | \$ 110.18 | \$ 116.58 | \$ 133.78 | \$ 169.44 | \$ 85.00 | \$ 168.80 | 46.57% | 42.27% | 33.43% | | 2.93% | 42.49% | -2.74% | 1.44% | 10.02% | 6.58% | -2.48% |
| 1936 | 31.94% | 0.17% | 5.02% | 11.38% | 3.22% | 0.09% | \$ 145.38 | \$ 116.78 | \$ 140.49 | \$ 188.73 | \$ 87.73 | \$ 168.94 | 31.77% | 26.93% | 20.56% | | 1.45% | 30.06% | -1.26% | 3.52% | 9.79% | 1.74% | -1.34% |
| 1937 | -35.34% | 0.28% | 1.38% | -4.42% | 2.56% | -0.23% | \$ 94.00 | \$ 117.11 | \$ 142.43 | \$ 180.39 | \$ 89.98 | \$ 168.56 | -35.61% | -36.72% | -30.92% | | 2.86% | -37.13% | -2.51% | -1.44% | -7.07% | -0.29% | -3.00% |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------|---------|-------|---------|---------|--------|--------|---------------|-------------|-------------|--------------|-------------|--------------|---------|--------|--------|-------|-------|---------|--------|---------|---------|--------|---------|
| 2018 | -4.23% | 1.94% | -0.02% | -2.76% | 4.53% | -0.93% | \$ 382,870.94 | \$ 2,047.44 | \$ 7,308.65 | \$ 42,199.86 | \$ 3,507.93 | \$ 6,196.71 | -6.16% | -4.21% | -1.46% | 4.66% | 1.9% | -6.02% | 0.03% | -1.89% | -4.59% | 2.57% | -2.79% |
| 2019 | 31.21% | 2.06% | 9.64% | 15.33% | 3.69% | 19.08% | \$ 502,371.39 | \$ 2,089.67 | \$ 8,012.89 | \$ 48,668.87 | \$ 3,637.43 | \$ 7,378.88 | 29.15% | 21.58% | 15.88% | 4.83% | 2.25% | 28.28% | -0.22% | 7.19% | 12.75% | 1.38% | 16.42% |
| 2020 | 18.02% | 0.35% | 11.33% | 10.41% | 10.35% | 24.17% | \$ 592,914.80 | \$ 2,097.08 | \$ 8,920.90 | \$ 53,736.05 | \$ 4,013.76 | \$ 9,162.31 | 17.67% | 6.69% | 7.61% | 4.84% | 1.36% | 16.44% | -0.99% | 9.84% | 8.93% | 8.86% | 22.50% |
| 2021 | 28.47% | 0.05% | -4.42% | 0.93% | 18.91% | -3.75% | \$ 761,710.83 | \$ 2,098.03 | \$ 8,526.95 | \$ 54,237.64 | \$ 4,772.94 | \$ 8,818.31 | 28.42% | 32.88% | 27.54% | 5.13% | 7.10% | 19.95% | -6.59% | -10.75% | -5.76% | 11.03% | -10.13% |
| 2022 | -18.01% | 2.02% | -17.83% | -14.49% | 7.30% | 0.55% | \$ 624,534.55 | \$ 2,140.51 | \$ 7,006.75 | \$ 46,379.53 | \$ 5,121.52 | \$ 8,866.76 | -20.03% | -0.18% | -3.52% | 5.06% | 6.42% | -22.96% | -4.13% | -22.79% | -19.65% | 0.83% | -5.52% |
| 2023 | 26.06% | 5.07% | 3.88% | 8.74% | 6.29% | 13.26% | \$ 787,018.53 | \$ 2,249.04 | \$ 7,278.61 | \$ 49,525.21 | \$ 5,360.65 | \$ 10,042.68 | 20.99% | 22.18% | 17.33% | 5.23% | 3.12% | 22.25% | 1.89% | 0.74% | 5.45% | 3.08% | 9.84% |

| Arithmetic Average Historical Return | | | | | | Risk Premium | | | | Standard Error | | | | Arithmetic Average Annual Real Return | | | | | | |
|--------------------------------------|------------------------------|------------------------|-----------------|----------------|-------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|---------------------------------------|------------------------|-----------------|----------------|-------------|-------|-------|
| Year | S&P 500 (includes dividends) | 3-month T. Bill (Real) | 10-year T.Bonds | Baa Corp Bonds | Real Estate | Stocks - T.Bills | Stocks - T.Bonds | Stocks - T.Bills | Stocks - T.Bonds | Stocks - T.Bills | Stocks - T.Bonds | Stocks - T.Bills | Stocks - T.Bonds | S&P 500 (includes dividends) 2 | 3-month T. Bill (Real) | 10-year T.Bonds | Baa Corp Bonds | Real Estate | Gold | |
| 1928-2023 | 11.66% | 3.34% | 4.86% | 6.38% | 4.44% | 8.32% | 6.80% | 2.04% | 2.15% | 7.60% | 5.48% | 2.50% | 2.75% | 1928-2022 | 8.42% | 0.32% | 1.87% | 3.93% | 1.30% | 3.28% |
| 1973-2023 | 12.01% | 4.41% | 6.54% | 8.77% | 5.55% | 13.55% | 13.90% | 5.31% | 4.81% | 1973-2022 | 7.56% | 0.40% | 2.63% | 4.74% | 1.50% | 5.10% | | | | |
| 2013-2023 | 14.72% | 1.17% | 0.82% | 4.26% | 3.05% | | | | | 2013-2022 | 10.78% | -1.76% | -1.91% | 1.29% | 4.91% | -0.53% | | | | |

Note
 * Prior to 1971, gold prices were fixed and with the gold standard in place, and were mostly stable.

Tabla B1*Indicadores de sostenibilidad financiera*

| Indicador | Valor Promedio Anual |
|---|-----------------------------|
| EBITDA/SERVICIO DEUDA (SD) | 1.71 |
| Índice de Cobertura del Servicio de la Deuda (DSCR) | 1.69 |
| Índice de Cobertura de Vida Crediticia (LLCR) | 1.28 |



Apéndice C: Complemento de escenarios y riesgos

Tabla C1

Comparación de resultados de escenarios en diferentes tipos de depreciación

| Resumen del escenario | Con depreciación lineal | | | | Con depreciación acelerada | | | |
|-------------------------------|-------------------------|------------------|-------------------|-------------------|----------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | MODERADO | OPTIMISTA | PESIMISTA | Más Probable | MODERADO | OPTIMISTA | PESIMISTA | Más Probable |
| Celdas cambiantes: | | | | | | | | |
| TEA | 12.00% | 6.00% | 14.00% | 12.00% | 12.00% | 6.00% | 14.00% | 12.00% |
| % Aporte Socios | 30.00% | 15.00% | 35.00% | 30.00% | 30.00% | 15.00% | 35.00% | 30.00% |
| % Costo Operacion / Ventas | 2.4% | 2.2% | 2.6% | 2.4% | 2.4% | 2.2% | 2.6% | 2.4% |
| % Factor Bono Verde /Ventas | 5.0% | 15.0% | 0.0% | 0.0% | 5.0% | 15.0% | 0.0% | 0.0% |
| % Degradación Anual/Ventas | 1.5% | 0.5% | 2.0% | 1.5% | 1.5% | 0.5% | 2.0% | 1.5% |
| Ajuste anual de precios | 2.0% | 4.0% | 3.0% | 2.0% | 2.0% | 4.0% | 3.0% | 2.0% |
| Ajuste anual Costos operación | 2.0% | 3.0% | 3.0% | 2.0% | 2.0% | 3.0% | 3.0% | 2.0% |
| Precio de venta | 0.076824379 | 0.08 | 0.056223958 | 0.0768 | 0.076824379 | 0.08 | 0.056223958 | 0.0768 |
| Ingreso de Producción Anual | \$18,798,900.84 | \$23,788,319.72 | \$16,578,403.32 | \$18,798,900.84 | \$18,798,900.84 | \$23,788,319.72 | \$16,578,403.32 | \$18,798,900.84 |
| Celdas de resultado: | | | | | | | | |
| VAN E | \$13,154,393 | \$105,692,250 | -\$9,423,456 | \$8,200,802 | \$21,215,555 | \$112,736,354 | -\$3,103,528 | \$16,250,092 |
| TIR E | 12.77% | 20.15% | 9.72% | 11.96% | 14.49% | 22.30% | 10.80% | 13.60% |
| B/C E | 1.14 | 2.12 | 0.90 | 1.09 | 1.22 | 2.20 | 0.97 | 1.17 |
| PRI E | 13 Años y 7 Meses | 6 Años y 2 Meses | 20 Años y 0 Meses | 15 Años y 4 Meses | 10 Años y 6 Meses | 4 Años y 12 Meses | 20 Años y 0 Meses | 11 Años y 9 Meses |
| VAN F | \$11,410,520 | \$41,349,992 | -\$6,492,982 | \$7,698,666 | \$19,958,890 | \$49,499,751 | \$250,487 | \$16,236,672 |
| TIR F | 24.43% | 100.14% | 9.48% | 21.71% | 34.53% | 124.87% | 14.70% | 31.55% |
| B/C F | 1.40 | 3.92 | 0.80 | 1.27 | 1.71 | 4.50 | 1.01 | 1.57 |
| PRI F | 6 Años y 2 Meses | 1 Años y 3 Meses | 20 Años y 0 Meses | 7 Años y 5 Meses | 3 Años y 4 Meses | 1 Años y 0 Meses | 10 Años y 8 Meses | 3 Años y 8 Meses |

Figura C1

Variables de entrada de la simulación para el análisis de riesgo de pérdida en el proyecto

| Variables | Optimo más probable | Con incertidumbre |
|---|---------------------|----------------------------------|
| % de capital | 0.3 | ==ALEATORIO.ENTRE(10;30)/100 |
| Prod Energía (kwh) diaria | 679721.333333333 | ==ALEATORIO.ENTRE(679721;860126) |
| Prod Energía (kwh) c/mes | ==C3*30 | ==D3*30 |
| Prod Energía (kwh) c/año | ==C4*12 | ==D4*12 |
| Prod Energía (MWh) c/año | ==C5/1000 | ==D5/1000 |
| Precio Venta de Energía (USD) | 0.0768 | ==ALEATORIO.ENTRE(562;800)/10000 |
| Ingreso Mensual (USD) | ==C7*C4 | ==D7*D4 |
| Ingreso Anual (USD) | ==C7*C5 | ==D7*D5 |
| % Factor Bono Verde /Ventas | 0 | ==ALEATORIO.ENTRE(0;15)/1000 |
| % Degradación Anual/Ventas | 0.015 | ==ALEATORIO.ENTRE(10;20)/1000 |
| Ajuste anual de precios | 0.02 | ==ALEATORIO.ENTRE(20;30)/1000 |
| Ajuste anual Costos operación | 0.02 | ==D12 |
| Operation cost, % Annual income | 0.024 | ==ALEATORIO.ENTRE(15;25)/1000 |
| Administrative expenses, % of Annual income | 0.026 | ==ALEATORIO.ENTRE(15;30)/1000 |
| Maintenance cost, % Annual income | 0.024 | ==ALEATORIO.ENTRE(15;25)/1000 |

| Años | 0 | 1 |
|---|-------------------------------|---|
| Flujo de caja neto | ==PROYECTO!C164 | -94,334,715.14 |
| WACC/CPPC | ==PROYECTO!G45 | 10.81% |
| Valor Actual Neto (VAN) | ==PROYECTO!D172 | \$33,042,771 |
| Tasa Interna de Retorno (TIR) | ==PROYECTO!D173 | 16.69% |
| Período de retorno (en años) | ==PROYECTO!K176 | 8 Años y 8 Meses |
| VAN Financiero - Accionista | ==PROYECTO!D206 | \$23,220,737 |
| TIR-F | ==PROYECTO!D207 | 73.50% |
| Período de retorno (en años) | ==PROYECTO!K209 | 1 Años y 8 Meses |
| VAN promedio simulado | =PROMEDIO(AF3:AF15102) | \$17,434,117.95 |
| VAN desviación estándar simulada | =DESVESTA(AF3:AF15102) | \$12,422,286.65 |
| VAN mínimo | =MIN(AF3:AF15102) | -\$14,970,750.68 |
| VAN máximo | =MAX(AF3:AF15102) | \$51,489,046.11 |
| Las celdas en azul y plomo se llenan automáticamente | =RANGO.PERCENTIL.INC(VAN;0) | 9.00% |
| =TEXTO(G17;"0.00%") & " de los VAN obtenidos son menores que 0" | | 9.00% de los VAN obtenidos son menores que 0 |
| =TEXTO(1-G17;"0.00%") & " de los VAN obtenidos son positivos" | | 91.00% de los VAN obtenidos son positivos |
| | =RANGO.PERCENTIL.INC(VAN_F;0) | 1.40% |
| =TEXTO(G21;"0.00%") & " de los VAN-F obtenidos son menores que 0" | | 1.40% de los VAN-F obtenidos son menores que 0 |
| =TEXTO(1-G21;"0.00%") & " de los VAN-F obtenidos son positivos" | | 98.60% de los VAN-F obtenidos son positivos |

Figura C2

Distribución Normal de VAN económico y VAN financiero

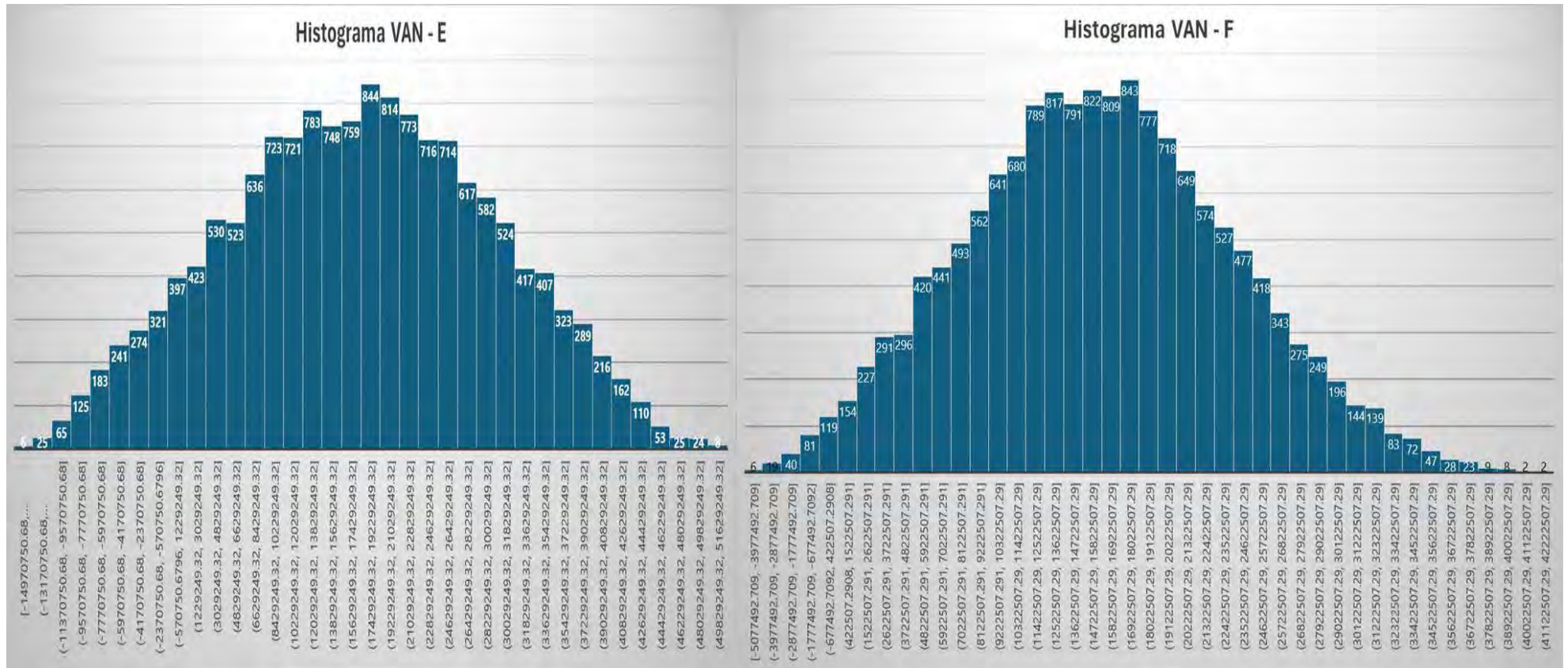


Figura C3

Relación del VAN con el precio de venta y la producción cuando todo lo demás es constante

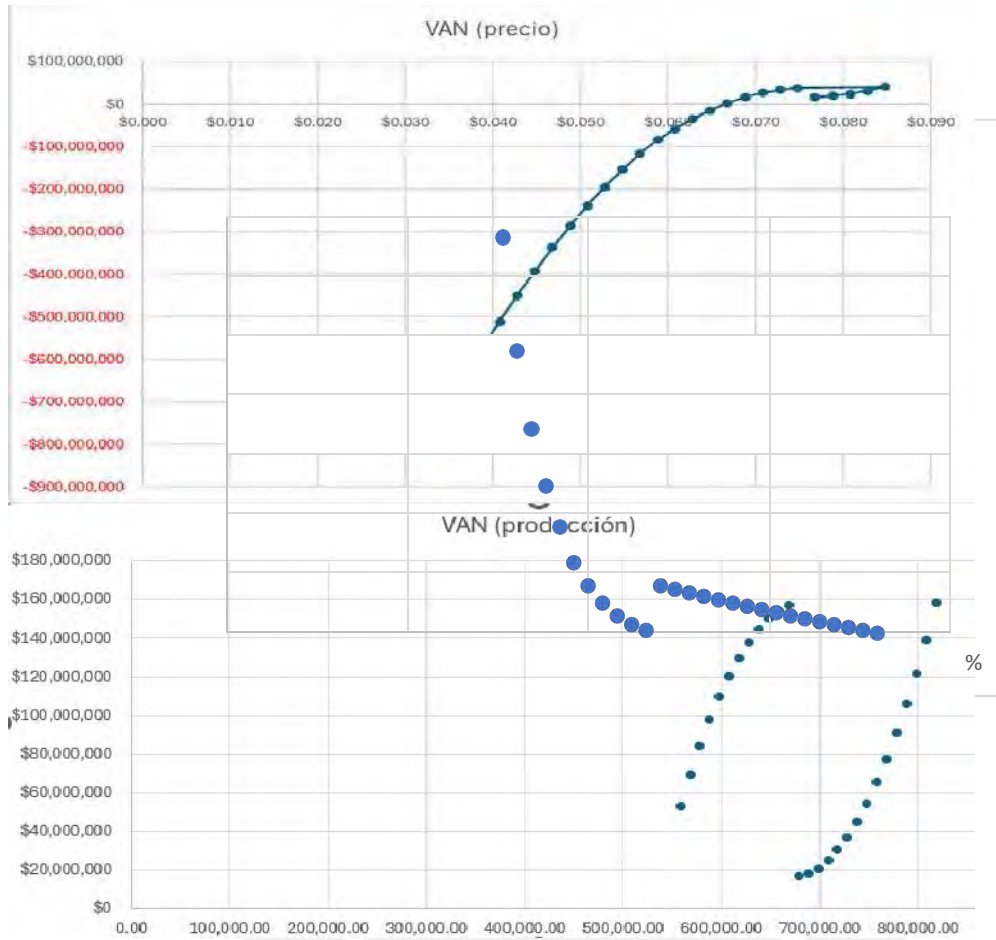


Figura C4

Relación del VAN con % de Costo de Operación y Mantenimiento cuando todo lo demás es constante

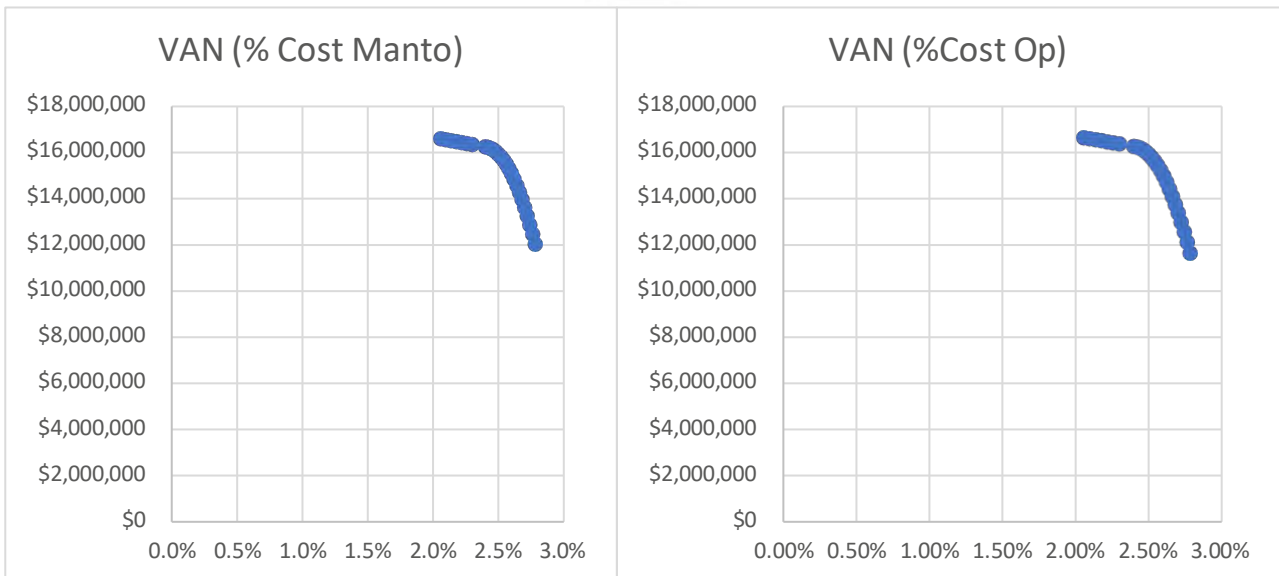
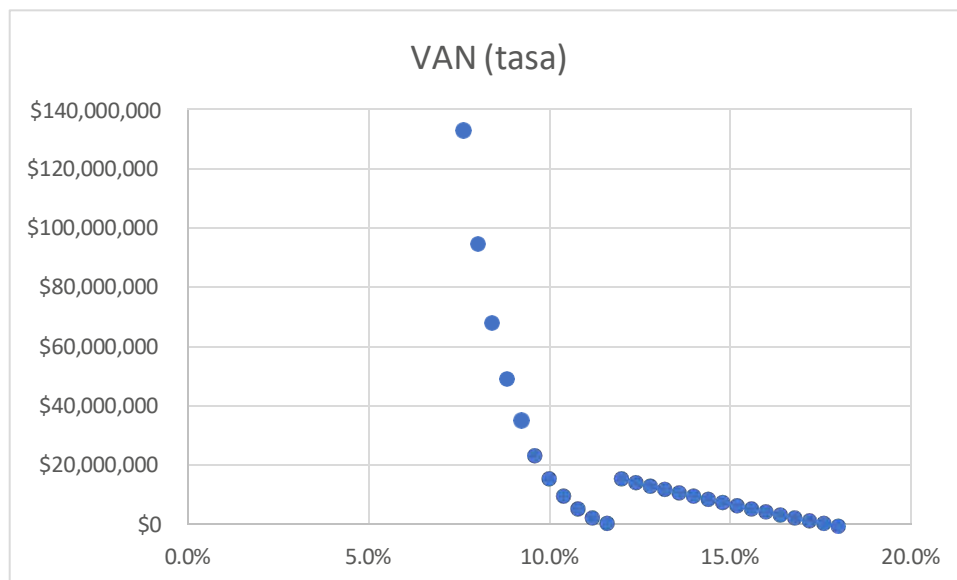


Figura C5

Relación del VAN con la tasa de interés del financiamiento cuando todo lo demás es constante.



Apéndice D: Proforma de Proyecto de Implementación y O&M de Planta Solar



| | |
|-------------|---------------|
| Proforma N° | 24-047-24/3A1 |
|-------------|---------------|

| | |
|------------|--|
| EMPRESA | PUCP |
| Atención | Cesar Milla |
| Referencia | Contrato EPC y O&M – Planta Solar de 100MW en Moquegua |
| Elaborado | Ing. OIP Pepe Mendoza Vera – Jefe de Proyectos |
| Fecha | 08/07/2024 |

Por medio del presente le hacemos llegar nuestro cordial saludo y a la vez nuestra propuesta técnica - económica propuesta detalla del plan de implementación y operación de una planta solar fotovoltaica de 100 MW en la región de Moquegua, Perú. Se utilizarán paneles monocristalinos de alta eficiencia, seguidores solares y un sistema de almacenamiento de energía por batería (BESS) para optimizar la producción y despacho de energía.

La zona de ubicación del proyecto es aledaña a la central solar Rubí (de 145MW en 278.46 hectáreas) y Clemesí (de 115MW en 400 hectáreas) en la región de Moquegua



Con la zona libre y desértica la viabilidad de compra al lado de la carretera panamericana bordea los 7,463 dólares americanos por hectárea al comprar grandes cantidades considerando que son terrenos propiedad del estado que pueden ser dados de oportunidad para iniciar proyectos con alta dinámica económica.

1. Especificaciones Técnicas de los Componentes

- **Paneles Solares:**
 - Tipo: Monocristalinos
 - Potencia: 665 Wp
 - Marca y Modelo: Longi Solar Hi-MO X series o equivalente
 - Cantidad: Aproximadamente 180,451 paneles (calculado considerando pérdidas). Mejora en diseño de lo solicitado.
 - Características: Alta eficiencia (22%), baja degradación, tolerancia a la sombra.

RUC N° 20600370082

Dirección: Jr. Julio C. Tello N° 242 – of. 103 – Urb. Covida – Los Olivos. Correo: ventas@3ainfraestructura.com.pe



Proforma N°

24-8-7-24/3A)

- **Seguidores Solares:**
 - Tipo: Monoeje (por su costo-beneficio en la región)
 - Marca y Modelo: Array Technologies DuraTrack V o equivalente
 - Cantidad: 1,805 seguidores soporte de 100 paneles por seguidor, soporte máximo de 112 paneles.
 - Características: Alta precisión de seguimiento, resistencia al viento, bajo mantenimiento
- **Inversores:**
 - Tipo: Centrales
 - Potencia Nominal: 3MW por equipo de acuerdo con configuración del sistema
 - Marca y Modelo: Sungrow SG3000UV o equivalente
 - Cantidad: 34 según la potencia nominal de los inversores
 - Características: Alta eficiencia (99%), capacidad de conexión en paralelo, comunicación avanzada.
 - Factor de sobredimensionamiento o relación de tamaño DC/AC: 1.2
- **BESS:**
 - Tipo: Flujos de Hierro
 - Capacidad: 400MWh de acuerdo con el requerimiento de 4 horas de duración de la descarga.
 - Marca y Modelo: CATL, BYD o equivalente
 - Características: Alta densidad energética, larga vida útil, sistema de gestión de baterías (BMS) avanzado.
 - Perfil de uso del BESS: Se utilizará para almacenar el exceso de energía durante las horas de generación solar pico y suministrar energía durante las horas sin generación solar (durante la noche).
 - Duración de la descarga: Necesita para cubrir 4 horas de suministro nocturno, una estrategia común para maximizar el uso de la energía solar. Esto significa que el BESS deberá almacenar suficiente energía para abastecer la red durante 4 horas con una potencia constante de 100 MW.
 - Alta capacidad de almacenamiento: Ideal para aplicaciones de larga duración y alta potencia.
 - Larga vida útil: Ciclos de carga y descarga profundos sin degradación significativa. Duración de vida útil de 30 años con garantía.
 - Seguridad: Electrolito no inflamable y a base de agua.
 - Escalabilidad: Fácilmente escalable para adaptarse a diferentes necesidades de almacenamiento.
- **Estructura:**
 - Tipo: Estructura fija y seguidores solares
 - Material: Aluminio, acero galvanizado
 - Diseño: Accesorios para soportar las condiciones del suelo y los vientos.
- **Sistema de Protección:**
 - Tipo: Protección contra sobre corriente, sobretensión, cortocircuito, arco eléctrico
 - Componentes: Dispositivos de protección contra sobre corriente (DPS), pararrayos, sistemas de puesta a tierra.
- **Sistema de control centralizado que permita:**
 - Gestión de la energía: Optimizar la carga y descarga del BESS para maximizar la eficiencia del sistema.
 - Control de la frecuencia y tensión: Mantener la estabilidad de la red eléctrica.
 - Protección del sistema: Detectar y responder a posibles fallos.



| | |
|-------------|---------------|
| Proforma N° | 24-B-7-24/2AI |
|-------------|---------------|

2. Actividades de Implementación y Cronograma

| Actividad | Duración ¹ (semanas) |
|---|---|
| Estudios de factibilidad y permisos | 8-12 |
| Diseño detallado del proyecto | 6-8 |
| Construcción de infraestructura | 24-36 |
| Instalación de paneles, seguidores e inversores | 12-16 |
| Instalación del BESS y sistemas auxiliares | 8-12 |
| Puesta en marcha y pruebas | 4-8 |
| Total | 60-92 semanas (aproximadamente 1.5 a 2 años) |

3. Plan de Trabajo Detallado

- **Fase 1: Estudios y Diseño**
 - Estudios geotécnicos y topográficos
 - Diseño eléctrico y mecánico
 - Estudios de impacto ambiental
 - Obtención de permisos y licencias
- **Fase 2: Construcción**
 - Preparación del terreno
 - Construcción de subestaciones y líneas de transmisión
 - Instalación de estructuras y paneles
 - Conexión de inversores y BESS
- **Fase 3: Puesta en Marcha**
 - Pruebas de funcionamiento de cada componente
 - Sincronización con la red eléctrica
 - Optimización del sistema

4. Consideraciones Adicionales que se incluyen en la propuesta

- **Condiciones climáticas:** La región de Moquegua presenta alta radiación solar, lo que favorece la producción de energía. Sin embargo, se está considerando actividades referidas a los vientos fuertes y las posibles lluvias.
- **Logística:** La logística de transporte de los equipos en la misma ubicación donde se construirá la planta solar.
- **Mano de obra:** Se considera personal altamente capacitado para la instalación, operación y mantenimiento de la planta.

¹ Se puede optimizar los plazos con estrategias de fast tracking y crashing, comprometiendonos a un año o 12 meses para su implementación y puesta en marcha.



Proforma N°

24-B-7-24/3A1

- **Mantenimiento:** Se establece un plan de mantenimiento preventivo y correctivo para garantizar la disponibilidad y eficiencia de la planta a largo plazo durante el contrato de 20 años de operación y mantenimiento.
- **Conexión a la red:** Analizar las condiciones de conexión a la red eléctrica y los requisitos regulatorios, coordinando con el COES.

Recomendaciones:

- **Simulación detallada:** Realizar simulaciones detalladas del comportamiento del sistema utilizando herramientas especializadas para optimizar el diseño y la operación.
- **Considerar tecnologías emergentes:** Investigar nuevas tecnologías como el hidrógeno verde o los sistemas de almacenamiento térmico para mejorar la eficiencia y flexibilidad de la planta.
- **Participación local:** Involucrar a la comunidad local en el proyecto para generar empleo y desarrollo sostenible.

Descargo de responsabilidad: Esta propuesta es un punto de partida y requiere de una ingeniería de detalle para afinar las especificaciones exactas de cada componente y ajustar las actividades del cronograma, y sobre esta premisa se remite la propuesta económica correspondiente.

5. Presupuesto de la Fase de Construcción

| Ítem | Cantidad | Precio Unitario | Total |
|--|----------|-----------------|----------------------|
| Paneles Solares de 665 Wp + almacenamiento (prorrateado con los paneles) | 200,016 | \$136 | \$27,146,106 |
| Inversores, transformadores, global | 1 | \$8,678,840 | \$8,678,840 |
| Líneas Internas, km | 10 | \$169,650 | \$1,696,500 |
| Líneas de Tensión - medio voltaje, km | 30 | \$339,300 | \$10,179,000 |
| Edificios (administración, taller, almacén, etc.), global | 1 | \$9,500,400 | \$9,500,400 |
| Ingeniería, global | 1 | \$4,071,600 | \$4,071,600 |
| Movimiento de tierra, ha | 300 | \$13,572 | \$ 4,071,600 |
| Equipo de trabajo de instalación de panel y sus componentes | 200,016 | \$1.4 | \$271,693 |
| Adquisiciones para instalación de paneles y sus componentes | 200,016 | \$68 | \$13,573,053 |
| Asesoría técnica e Ingeniería, global | 1 | \$1,000,000 | \$1,000,000 |
| Estudios de Impacto Ambiental, global | 1 | \$ 2,500,000 | \$2,500,000 |
| Asesoría Legal/Constitución empresa, global | 1 | \$560,000 | \$560,000 |
| Gastos imprevistos del Proyecto, global | 1 | \$4,179,479 | \$4,179,479 |
| Beneficios del contratista, global | 1 | \$4,179,479 | \$4,179,479 |
| Materiales e Insumos (stock inicial), global | 1 | \$2,386,187 | \$2,386,187 |
| Total General de Diseño e Implementación en dólares americanos | | | \$ 93,983,935 |

RUC N° 20600370082

Dirección: Jr. Julio C. Tello N° 242 – of. 103 – Urb. Covida – Los Olivos. Correo: ventas@3ainfraestructura.com.pe



Proforma N°

24-8-7-24/3A

7. Presupuesto de la Fase de Operación

El costo de operación y mantenimiento, que incluyen los gastos administrativos, en función a los datos estadísticos que tenemos sería de USD 20,000 por MW instalado al año, considerando la capacidad de la planta de 100MW, el costo sería de USD 2,000,000.00 sin IGV; sin embargo, de realizarse un contrato de largo plazo de mínimo 10 años, el costo anual sería de USD 1,100,248.00 sin IGV.

OBSERVACIONES:

1. Los precios están expresados en dólares americanos y no consideran IGV
2. La validez de la presente oferta es de 60 días calendario.
3. Tiempo de entrega 12 meses de incluirse en el contrato a suma alzada y llave en mano los servicios de operación y mantenimiento, contabilizados después de recibida la orden de trabajo

Atentamente



3A INFRAESTRUCTURA S.A.C.
SRA. MARÍA R. CASTILLO E.
Gerente General

María R. Castillo Eguíluz
Gerente General

3A INFRAESTRUCTURA S.A.C

Apéndice E: Información complementaria técnica y de costos por IRENA

La energía solar fotovoltaica (PV) es una de las fuentes de energía renovable de más rápido crecimiento y está desempeñando un papel fundamental en la transformación del sector energético mundial. La energía solar fotovoltaica es muy modular, abarcando desde pequeños kits domésticos hasta instalaciones en azoteas con capacidades que van desde los 3 a los 20 kW, hasta sistemas de cientos de megavatios. Esta tecnología ha democratizado la producción de electricidad, ya que los costos de fabricación de paneles solares han disminuido drásticamente en la última década, lo que los convierte no sólo en una forma asequible, sino frecuentemente en la más rentable de generar electricidad. Entre 2010 y 2020, los precios de los módulos solares cayeron hasta un 93%. Durante el mismo período, el coste medio nivelado mundial de la electricidad (LCOE) para proyectos de energía solar fotovoltaica a gran escala se redujo en un 85%.

Con la aceleración del proceso de transformación energética y el rápido aumento de la demanda en el mercado de energías renovables, la industria fotovoltaica (PV) ha madurado siendo sus costos menores en el tiempo.

Figura E1

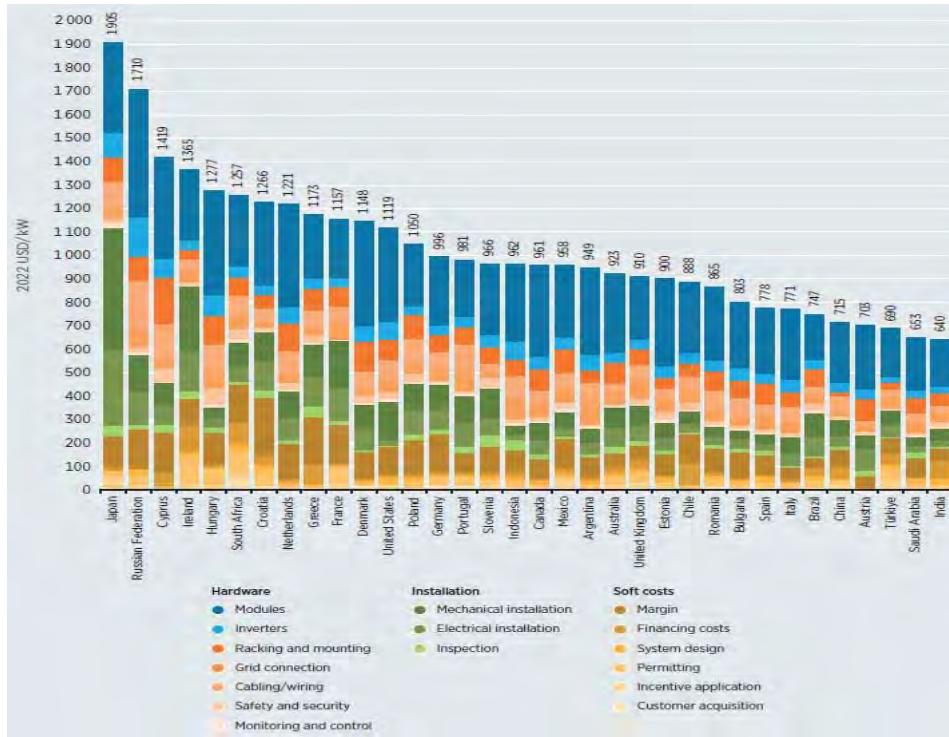
Comparación de costos totales de instalación por tipo de planta de energía renovable

| | Total Installed costs | | | Capacity factor | | | Levelised cost of electricity | | |
|---------------|-----------------------|-------|----------------|-----------------|------|----------------|-------------------------------|-------|----------------|
| | (2022 USD/kW) | | | (%) | | | (2022 USD/kWh) | | |
| | 2010 | 2022 | Percent change | 2010 | 2022 | Percent change | 2010 | 2022 | Percent change |
| Bioenergy | 2 904 | 2 162 | -26% | 72 | 72 | 1% | 0.082 | 0.061 | -25% |
| Geothermal | 2 904 | 3 478 | 20% | 87 | 85 | -2% | 0.053 | 0.056 | 6% |
| Hydropower | 1 407 | 2 881 | 105% | 44 | 46 | 4% | 0.042 | 0.061 | 47% |
| Solar PV | 5 124 | 876 | -83% | 14 | 17 | 23% | 0.445 | 0.049 | -89% |
| CSP | 10 082 | 4 274 | -58% | 30 | 36 | 19% | 0.380 | 0.118 | -69% |
| Onshore wind | 2 179 | 1 274 | -42% | 27 | 37 | 35% | 0.107 | 0.033 | -69% |
| Offshore wind | 5 217 | 3 461 | -34% | 38 | 42 | 10% | 0.197 | 0.081 | -59% |

Nota. La figura muestra los costos totales de instalación, el factor de capacidad y el LCOE por tipo de planta de energía renovable. Por IRENA, 2023c.

Figura E2

Desglose de los costos totales de instalación de energía solar fotovoltaica al 2022



Nota. La figura muestra el costo por cada componente diferenciadas por colores. Por IRENA, 2023c.