

**Universidad Nacional de Ingeniería**  
**Facultad de Ingeniería Mecánica**



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

**Propuesta de expansión de una Central Solar Fotovoltaica para  
mejorar la rentabilidad de la Empresa Concesionaria en  
Moquegua**

Para obtener el Título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista

Elaborado por

Luis Abraham Merello Cabezas

 [0000-0003-4637-8191](https://orcid.org/0000-0003-4637-8191)

Asesor

Dr. Aurelio Marcelo Padilla Ríos

 [0000-0001-8672-1234](https://orcid.org/0000-0001-8672-1234)

LIMA – PERÚ

2025

---

Citar/How to cite	(Merello, 2025)
Referencia/Reference	Merello, Luis (2025). <i>Propuesta de expansión de una Central Solar Fotovoltaica para mejorar la rentabilidad de la Empresa Concesionaria en Moquegua</i> . [Trabajo de Suficiencia Profesional, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio Institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

---

## ***Dedicatoria***

A mis padres, por ser mi mayor inspiración, y por su amor incondicional, sus sacrificios silenciosos y por enseñarme el valor de perseverancia.

A mis docentes y mentores, por guiarme con paciencia y compartir su conocimiento, contribuyendo a mi formación profesional.

A mi familia y amigos, por su apoyo constante y por recordarme que siempre hay una luz para seguir adelante.

## RESUMEN

Debido a la creciente demanda energética y a la necesidad de contar con una proporción cada vez mayor de energía eléctrica generada a partir de recursos energéticos renovables, tanto a nivel regional como mundial, se busca de forma constante optimizar la rentabilidad en la construcción de centrales eléctricas que utilicen este tipo de recursos.

El presente trabajo tiene como objetivo determinar la rentabilidad de la expansión de la Central Solar Intipampa. Para ello, se realizó una revisión de estudios previos desarrollados para la central, así como la ejecución de nuevos estudios que permitieron caracterizar adecuadamente la zona y otros parámetros relevantes para su expansión. Asimismo, se evaluaron las restricciones y áreas disponibles desde los ámbitos técnico, ambiental y legal.

Con esta información, se procedió al diseño de los componentes requeridos para la expansión y a la estimación de los costos de construcción y operación. Finalmente, estos costos fueron analizados mediante un modelo económico-financiero, el cual permitió determinar la viabilidad y rentabilidad de la construcción y posterior operación de dicha expansión.

**Palabras Clave:** CAPEX, OPEX, rentabilidad, energía solar, central eléctrica, análisis financiero, energía renovable, construcción.

## ABSTRACT

Due to the growing energy demand and the need for an increasing share of electricity generated from renewable energy resources, both regionally and globally, efforts are continuously carried out to optimize the profitability of building power plants that utilize such resources.

This study aims to determine the profitability of the expansion of the Intipampa Solar Power Plant. To achieve this, a review of previous studies conducted for the plant was carried out, along with new studies that allowed for an accurate characterization of the area and other relevant parameters for its expansion. In addition, technical, environmental, and legal restrictions, as well as available areas, were assessed.

Based on this information, the design of the components required for the expansion was developed, and both construction and operation costs were estimated. Finally, these costs were analyzed by using an economic-financial model, which determined the feasibility and profitability of the construction and subsequent operation of the expansion.

**Keywords:** CAPEX, OPEX, profitability, solar energy, power plant, financial analysis, renewable energy, construction.

## Tabla de Contenido

	Pág.
<b>Resumen</b> .....	<b>iv</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>v</b>
<b>CAPÍTULO I. GENERALIDADES</b> .....	<b>1</b>
1.1 Antecedentes Investigativos .....	1
1.2 Identificación y Descripción del problema de investigación.....	2
1.3 Formulación del Problema.....	11
1.3.1 Problema General.....	11
1.4 Justificación e Importancia .....	11
1.5 Objetivos .....	12
1.5.1 Objetivo General .....	12
1.6 Hipótesis .....	12
1.6.1 Hipótesis General .....	12
1.7 Variables y Operacionalización de Variables.....	13
1.8 Metodología de la Investigación .....	14
1.8.1 Unidades de Análisis.....	14
1.8.2 Tipo, Enfoque y Nivel de Investigación.....	14
1.8.3 Fuentes de Información .....	14
1.8.4 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos.....	14
1.8.5 Análisis y Procesamiento de Datos.....	15
<b>CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO Y MARCO CONCEPTUAL</b> .....	<b>16</b>
2.1 Marco teórico.....	16
2.1.1 Efecto fotovoltaico.....	16
2.1.2 Semiconductores para energía solar fotovoltaica.....	16
2.1.3 Células solares .....	19
2.1.4 Máxima Potencia de una célula solar.....	20
2.1.5 Conexión en serie y paralelo de módulos fotovoltaicos .....	21

2.1.6	Inversores .....	23
2.1.7	Seguidores Solares.....	28
2.1.8	Hincado de perfiles para seguidores solares.....	31
2.1.9	Inversión y Transformación .....	32
2.1.10	Dimensionamiento de cables eléctricos .....	33
2.1.11	Estudio Topográfico .....	37
2.1.12	Ensayos Geotécnicos .....	42
2.1.13	Transformadores de Potencia .....	46
2.1.14	Módulos solares bifaciales .....	49
2.1.15	Centrales solares fotovoltaicas.....	50
2.1.16	Valor presente.....	52
2.1.17	Indicadores financieros .....	53
2.1.18	Costo nivelado de energía .....	54
2.2	Marco conceptual .....	56
<b>CAPÍTULO III. DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN .....</b>		<b>58</b>
3.1	Información de la CS Intipampa.....	58
3.1.1	Medición del Recurso Solar .....	58
3.1.2	Evaluación Geológica .....	61
3.1.3	Evaluación Geotécnica .....	62
3.2	Estudios realizados para la Expansión de la CS Intipampa .....	66
3.2.1	Estudio topográfico .....	66
3.2.2	Estudio eléctrico preliminar .....	69
3.2.3	Ensayo de PoT .....	70
3.3	Diseño de la central solar .....	72
3.3.1	Espacio disponible y restricciones.....	72
3.3.2	Selección de componentes de la expansión de la central solar.....	75
3.3.3	Potencia de la expansión de la Central Solar .....	76
3.3.4	Diseño de la expansión de la Subestación Intipampa .....	78

3.3.5	Estudio de flujo de carga.....	79
3.4	Cálculo final de energía.....	82
3.5	Cálculo Económico-Financiero .....	82
3.5.1	Estrategia de Paquetización.....	82
3.6	Determinación de costos .....	83
3.6.1	Determinación del CAPEX .....	83
3.6.2	Determinación del OPEX .....	84
3.7	Modelo Económico-Financiero .....	86
3.7.1	Plan de Pagos del CAPEX.....	86
3.7.2	Supuestos para el modelo económico-financiero.....	87
3.7.3	Preparación del modelo económico-financiero.....	87
 <b>CAPÍTULO IV. RESULTADOS, CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS Y DISCUSIÓN</b>		
	<b>DE RESULTADOS .....</b>	<b>90</b>
4.1	Análisis de resultados.....	90
4.2	Contrastación de la Hipótesis .....	91
4.1	Discusión de resultados .....	91
	<b>Conclusiones .....</b>	<b>93</b>
	<b>Recomendaciones.....</b>	<b>94</b>
	<b>Referencias .....</b>	<b>95</b>

## Lista de Tablas

Tabla 1	Ficha técnica de los módulos fotovoltaicos de la CS Intipampa.....	7
Tabla 2	Ficha técnica del transformador de potencia ubicado en la SE Intipampa. .	8
Tabla 3	Tabla de Operacionalización de variables .....	13
Tabla 4	Tabla de valores para selección de tensión asignada al cable .....	36
Tabla 5	Iteraciones de cálculo con distintas relaciones entre longitud de separación entre electrodos y profundidad del electrodo .....	45
Tabla 6	Asignación de puntos según la American Water Works Association (Standard AWWA C-105) .....	65
Tabla 7	Categorías de corrosividad según la American Water Works Association (Standard AWWA C-105) .....	65
Tabla 8	Elementos Químicos Nocivos para cimentaciones .....	66
Tabla 9	Características técnicas del ITS .....	75
Tabla 10	Características técnicas de los módulos fotovoltaicos .....	75
Tabla 11	Características del diseño de la expansión de la CS Intipampa .....	78
Tabla 12	Criterios de Operación del SEIN .....	80
Tabla 13	Resultado de simulación de producción energética de la expansión de la CS Intipampa .....	82
Tabla 14	Tabla de costos del paquete EPC de construcción de la expansión de la CS Intipampa .....	83
Tabla 15	Tabla de costos del paquete EPC de la expansión de la SE Intipampa ....	84
Tabla 16	Tabla de costos adicionales para el proyecto .....	84
Tabla 17	Tabla de costos del OPEX para la expansión de la CS Intipampa y su SE .....	86
Tabla 18	Flujo de caja de la expansión de la CS Intipampa, expresado kUSD .....	88
Tabla 19	Indicadores obtenidos del modelo económico-financiero .....	89
Tabla 20	Valores obtenidos para las variables independientes .....	90

## Lista de Figuras

Figura 1	Tasa promedio de incremento de emisiones de CO <sub>2</sub> y PBI a nivel mundial por década, 1903-2023 .....	3
Figura 2	Capacidad instalada de Energías Renovables en general y de Energía Solar Fotovoltaica a nivel mundial.....	4
Figura 3	Capacidad instalada de Energías Renovables en general y de Energía Solar Fotovoltaica en Sudamérica.....	4
Figura 4	Producción energética por tipo de recurso en el año 2024 en Perú (GWh).	5
Figura 5	Mapa de recurso solar para Perú .....	6
Figura 6	Área de Concesión Definitiva de Generación de la CS Intipampa.....	9
Figura 7	Imagen de la SE Intipampa .....	10
Figura 8	Emisiones de Gases de Efecto Invernadero por Sector a Nivel Mundial ...	11
Figura 9	Semiconductor tipo p .....	17
Figura 10	Semiconductor tipo n .....	17
Figura 11	Unión p-n .....	18
Figura 12	Fotocorriente y corriente de diodo en una célula solar .....	20
Figura 13	Curvas de corriente-tensión (línea punteada) y potencia-tensión (línea continua) .....	21
Figura 14	Conexión de módulos fotovoltaicos en paralelo - 1.....	22
Figura 15	Conexión de módulos fotovoltaicos en paralelo - 2 .....	22
Figura 16	Estructura del transistor .....	23
Figura 17	Funcionamiento del transistor .....	24
Figura 18	Circuito inversor monofásico .....	25
Figura 19	Salida del inversor monofásico simple .....	25
Figura 20	Salida de inversor con esquema de onda cuadrada modificada.....	26
Figura 21	Salida de inversor con esquema de modulación por frecuencia.....	27
Figura 22	Circuito básico de un inversor trifásico.....	27

Figura 23	Ondas cuadradas de tensión en el inversor trifásico .....	28
Figura 24	Geometría solar ilustrada en un domo imaginario en el cielo .....	29
Figura 25	Ángulos de referencia del sol .....	29
Figura 26	Seguidor Solar con dos ejes .....	30
Figura 27	Disposición física de un centro de transformación .....	33
Figura 28	Definición de parámetros para determinación de la resistencia eléctrica...34	
Figura 29	Diferencia entre un cable y un alambre .....	35
Figura 30	Levantamiento Topográfico mediante triangulación .....	38
Figura 31	Esquema de una estación total .....	39
Figura 32	Fotogrametría aérea con dron.....	40
Figura 33	Levantamiento fotogramétrico con dron .....	41
Figura 34	Levantamiento topográfico con LiDAR .....	42
Figura 35	Cimiento de un seguidor de una central fotovoltaica .....	43
Figura 36	Configuración de electrodos en el método Wenner.....	44
Figura 37	Esquema de un transformador de potencia.....	47
Figura 38	Principales componentes de un transformador .....	48
Figura 39	Diferencia entre el funcionamiento de los módulos solares convencionales y los bifaciales.....	49
Figura 40	Eficiencia y área ocupada por distintos materiales de módulos solares en una central solar fotovoltaica.....	50
Figura 41	Ubicación de los transformadores de potencia en una central solar fotovoltaica.....	51
Figura 42	Comparación de LCOE .....	56
Figura 43	Estación de Medición en la CS Intipampa .....	58
Figura 44	Promedio mensual de radiación .....	59
Figura 45	Promedio de Radiación.....	60
Figura 46	Radiación solar típica para la zona de la CS Intipampa. ....	60
Figura 47	Bolonería presente en la zona de la CS Intipampa.....	61

Figura 48	Máquina perforadora rotativa modelo DIAMOND 1000 .....	62
Figura 49	Esquema básico del modelo de resistividad utilizado .....	63
Figura 50	Modelo de resistividad de terreno .....	63
Figura 51	Distribución de material en la zona de la CS Intipampa. ....	64
Figura 52	Ejemplo de plan de vuelo para levantamiento LiDAR fotogramétrico .....	67
Figura 53	Cobertura del levantamiento topográfico .....	68
Figura 54	Modelo digital del terreno .....	68
Figura 55	Ortofoto a color RGB de la zona de la CS Intipampa y su expansión .....	69
Figura 56	Diagrama Unifilar de la interconexión de la CS Intipampa .....	70
Figura 57	Ubicación de ensayos de PoT .....	71
Figura 58	Área de concesión de la CS Intipampa, indicando zona de reserva de flora (en color verde) .....	73
Figura 59	Línea de transmisión S.E. Moquegua – S.E. Papujune (en color azul) .....	73
Figura 60	Espacio disponible para instalación de módulos fotovoltaicos y otros componentes .....	74
Figura 61	Vista de perfil del soporte para los módulos fotovoltaicos .....	76
Figura 62	Arreglo general de la expansión de la CS Intipampa .....	77
Figura 63	Distribución de circuitos de media tensión .....	77
Figura 64	Distribución de equipos para la expansión de la SE Intipampa .....	79
Figura 65	Diagrama unifilar de la expansión de la CS Intipampa y su conexión al SEIN .....	81
Figura 66	Plan de pagos del CAPEX .....	87

# CAPÍTULO I. GENERALIDADES

## 1.1 Antecedentes Investigativos

Mendoza (2021)<sup>1</sup>, en su investigación, analiza si las condiciones tanto físicas como ambientales son favorables en la zona de Arcata, departamento de Arequipa, para permitir la implementación de paneles fotovoltaicos, así como de un SCADA para supervisión y monitoreo. La investigación considera un área disponible de 3 ha. y la utilización de 144 módulos fotovoltaicos de 400Wp cada uno. Esto permite alcanzar una potencia DC de aproximadamente 57.6 kWp y una producción anual de aproximadamente 51.7 MWh. Posteriormente, se realiza un estudio económico que brinda como resultado un tiempo de recuperación de la inversión de 10 a 11 años aproximadamente. Teniendo en cuenta que la vida útil de los sistemas fotovoltaicos oscila entre 25 y 30 años, se tendrían un considerable periodo de ganancias luego de alcanzada la recuperación de la inversión. Finalmente, la investigación muestra que la instalación del sistema fotovoltaico es factible técnica y económicamente, cumple con la normativa vigente y que el área analizada presenta un recurso fotovoltaico favorable.

Suxe (2022)<sup>2</sup> realiza el diseño de un sistema de módulos fotovoltaicos de 100 kW para generación de energía eléctrica. Como parte del diseño, realiza una simulación en el software PVSYST la cual brinda un informe final. Dicho informe muestra los beneficios de la instalación de una planta solar en el distrito de Oyocún, provincia Chiclayo; tanto para la potencia utilizada en el diseño como para mayores potencias, ya que las condiciones

---

<sup>1</sup> Mendoza S. (2021). Análisis Técnico Económico de un Parque de Energía Fotovoltaica de 51.7 MW, en el Centro Poblado de Arcata – Arequipa. [Tesis de Titulación, Universidad Católica de Santa María]. <https://repositorio.ucsm.edu.pe/items/9792a0d9-fa19-4b64-80f3-6246e7aa2659>

<sup>2</sup> Suxe F. (2022). Diseño de una planta solar de 100kw conectado a la red mediante el software PVSYST 7.2 en el distrito de Oyotún – Chiclayo – Lambayeque - Perú. [Trabajo de Suficiencia Profesional, Universidad Nacional Mayor de San Marcos]. <https://cybertesis.unmsm.edu.pe/item/00fb1d5f-b842-495c-ae4f-6973dd6c3c8d>

climáticas lo permiten. Finalmente, el estudio resalta la importancia de la determinación del recurso solar, de un buen dimensionamiento del sistema fotovoltaico y de un adecuado análisis financiero para determinar la rentabilidad y fiabilidad de la inversión en energía fotovoltaica.

Cazani y Nieto (2024)<sup>3</sup>, en su investigación, realizan un estudio de la optimización del ángulo y orientación de paneles para la maximización de un sistema fotovoltaico de dos ejes para generación de energía eléctrica con una potencia de 200W en Nazca, Perú. Este sistema, el cual ajusta de manera continua la posición de los paneles para que coincidan con la posición de sol en tiempo real, alcanzó una eficiencia de 78.5%. Esto mejora la eficiencia de 75.5% que se puede lograr con un sistema fotovoltaico fijo. Con este estudio, los autores resaltan la importancia de utilizar la tecnología que mejor se adapte a la zona del proyecto. Se menciona también que, a pesar de que el sistema con seguidor de dos ejes alcanzó una mayor eficiencia, se prefiere el uso del sistema fijo para el caso evaluado ya que la zona evaluada es de baja latitud. Esto significa que las horas de sol no varían mucho a lo largo del año y, por lo tanto, no se tiene una variación de eficiencia tan significativa. Se recomienda su uso en zonas más alejadas de la línea ecuatorial. Además, el uso de sistemas seguidores de dos ejes es más costoso que el uso de sistemas fijos, por lo que es importante siempre realizar un adecuado análisis económica para confirmar si, efectivamente, el uso de sistemas de dos ejes presenta un mejor retorno de la inversión.

## **1.2 Identificación y Descripción del problema de investigación**

Según la Agencia Internacional de Energía (IEA) en su reporte de emisiones de CO<sub>2</sub> en el año 2023 (2024), las emisiones totales relacionadas con generación de energía incrementaron en 1.1% a nivel mundial en el año 2023. Este porcentaje de emisiones se

---

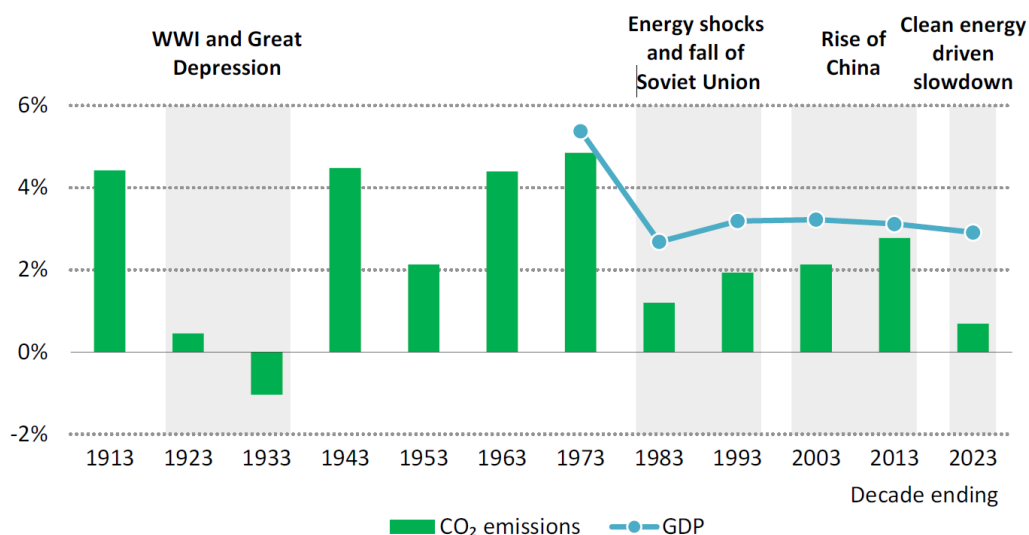
<sup>3</sup> Cazani R., Nieto N. (2024). Diseño de un sistema fotovoltaico de 200W con seguimiento solar de dos ejes para maximizar la eficiencia energética. [Trabajo de Suficiencia Profesional, Peruana de Ciencias Aplicadas]. <https://repositorioacademico.upc.edu.pe/handle/10757/674823>

traduce en 410 millones de toneladas de CO2. Este crecimiento fue sustancialmente menor al crecimiento del PBI a nivel mundial, el cual fue de alrededor de 3% en el mismo año.

La tasa de aumento de emisiones de CO2 a nivel mundial se ha visto afectada mayormente por eventos disruptivos extremos como, por ejemplo, la Primera Guerra Mundial, la Gran Depresión y la caída de la Unión Soviética, entre otras; tal como se observa en la Figura 1. Sin embargo, durante los último 10 años, y sin tomar en cuenta estos eventos extremos, la tasa de aumento de emisiones de CO2 ha disminuido. La principal razón de esta disminución es la producción de energía mediante recursos energéticos renovables. La capacidad mundial de energía eólica y solar fotovoltaica ha alcanzado un récord histórico de casi 540 GW adicionales en 2023, lo cual significó un aumento de hasta 75% a comparación de la capacidad adicionada en el año 2022. Por tanto, las energías renovables están teniendo un impacto significativo en la trayectoria de las emisiones de CO2 a nivel mundial.

**Figura 1**

*Tasa promedio de incremento de emisiones de CO2 y PBI a nivel mundial por década, 1903-2023*



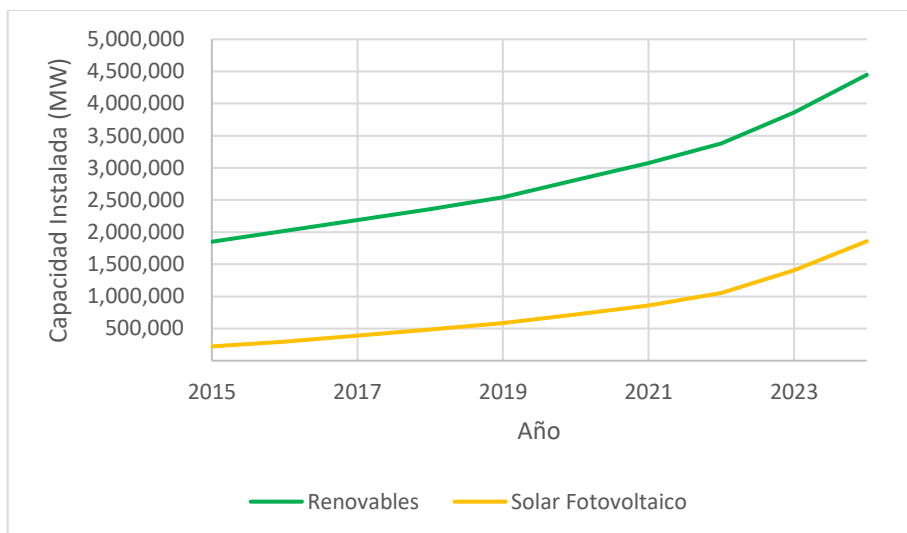
*Nota:* IEA – International Energy Agency. (2024). CO2 Emissions in 2023.

Tomando como referencia los datos proporcionados por la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), en sus Estadísticas de Capacidad Renovable 2025 (2025),

se muestra la capacidad de producción de energía renovable y de energía solar fotovoltaica a nivel mundial en la Figura 2.

### Figura 2

*Capacidad instalada de Energías Renovables en general y de Energía Solar Fotovoltaica a nivel mundial.*

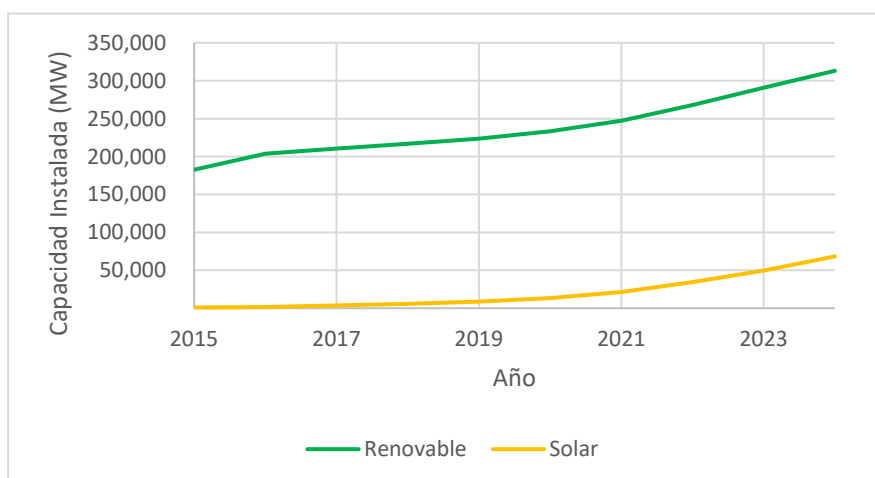


*Nota:* Adaptado de IRENA – Agencia Internacional de Energía Renovable. (2024). Estadísticas de Capacidad Renovable 2025 (2025).

Asimismo, en la Figura 3 se muestra la capacidad de producción de energía renovable y de energía solar fotovoltaica en Sudamérica.

### Figura 3

*Capacidad instalada de Energías Renovables en general y de Energía Solar Fotovoltaica en Sudamérica.*



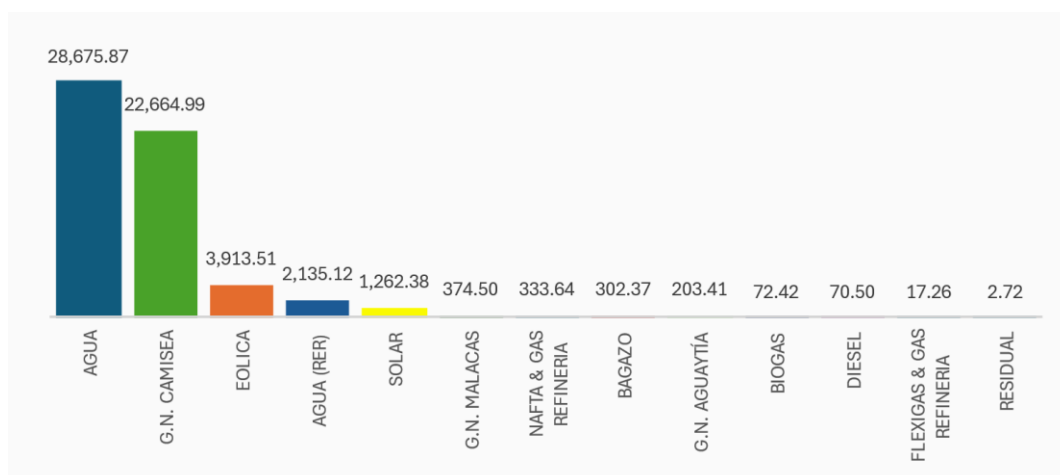
*Nota:* Adaptado de IRENA – Agencia Internacional de Energía Renovable. (2024). Estadísticas de Capacidad Renovable 2025 (2025).

Las figuras mostradas permiten apreciar un crecimiento proporcional de la energía solar fotovoltaica a comparación de las energías renovables en general. Sin embargo, en Sudamérica se visualiza una menor participación de la energía solar fotovoltaica, con un 21.82% de la capacidad de las energías renovables en general. Por otro lado, a nivel mundial la energía solar fotovoltaica representa un 41.79%.

Según la Estadística Anual 2024 del COES (2025), en su capítulo “Producción de la Energía Eléctrica del SEIN”, la producción energética de la matriz energética del Perú del año 2024 fue de 60,028.69 GWh. Este total de energía producida está conformada por energía hidroeléctrica (no renovable), con una participación del 47.77%, y por energía termoeléctrica generada con el gas de Camisea, con una participación del 37.76%. Las principales energías renovables presentes en el país son la energía eólica, con una participación del 6.52%; la energía hidroeléctrica (renovable), con una participación del 3.56%; y la energía solar fotovoltaica, con una participación del 2.10%. La producción de energía por tecnología se muestra en la Figura 4.

**Figura 4**

*Producción energética por tipo de recurso en el año 2024 en Perú (GWh).*



*Nota:* Adaptado de COES – Comité de Operación Económica del Sistema. (2025). Estadística Anual 2024.

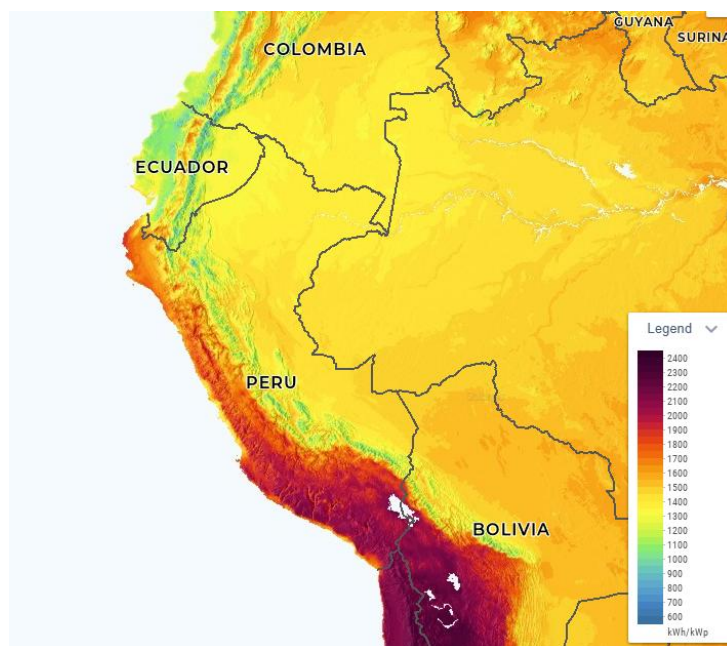
Se puede apreciar que la producción de energía solar en Perú es baja comparada incluso con otras energías renovables, como la energías Eólica e hidroeléctrica (renovable).

Por los motivos descritos, es importante seguir promoviendo el uso de energías renovables como medida contra el cambio climático a nivel mundial y especialmente en Sudamérica. Es importante también resaltar que, dentro de las energías renovables, la energía solar fotovoltaica tiene la menor participación en Sudamérica y especialmente en Perú, por lo que su uso debe ser extendido en los próximos años.

Para poder confirmar la disponibilidad de recurso solar para la instalación de centrales solares fotovoltaicas en Perú, se consultó el Atlas Solar Global (2025) de Solargis. El mapa de recurso solar para Perú se muestra en la, donde se puede apreciar un excelente recurso en la zona sur del país.

### Figura 5

Mapa de recurso solar para Perú



Nota: Solargis (2025). Atlas Solar Global

Todo lo descrito nos brinda un indicio de que, en Perú, la energía eléctrica proveniente de centrales solares fotovoltaicas es menor que en Sudamérica en promedio. Además, Perú cuenta con un excelente recurso solar en la zona sur del país, entre las regiones de Arequipa, Moquegua y Tacna. Tomando esto en cuenta, se considera que la implementación de centrales solares fotovoltaicas en Perú es favorable.

ENGIE Energía Perú S.A. (en adelante, “ENGIE”) es una empresa que se dedica a la generación y transmisión de energía eléctrica en Perú. A su vez, es titular de la Central Solar Intipampa (en adelante, “CS Intipampa”), la cual cuenta con una potencia nominal de 40.5 MW y un total de 138,120 módulos fotovoltaicos sobre seguidores solares de un eje horizontal, ubicada en el distrito de Moquegua, provincia de Mariscal Nieto, departamento de Moquegua.

En la Tabla 1 se presenta la ficha técnica de los módulos fotovoltaicos de la CS Intipampa.

**Tabla 1**

*Ficha técnica de los módulos fotovoltaicos de la CS Intipampa.*

Fabricante	Jinko Solar
Modelo	JKM330PP-72-V
Tecnología	Silicio Policristalino
Potencia activa nominal, Pn (kW)	0.32 - 0.325
Temperatura de operación (°C)	-20 / +60
Coefficiente de temperatura (%/°C)	-0.4

*Nota:* COES – Comité de Operación Económica del Sistema. (2025).

Dentro de la C.S. Intipampa, se encuentra la Subestación de Transformación Intipampa (en adelante, “SE Intipampa”), la cual transforma la energía eléctrica de media tensión en alta tensión. En la Tabla 2 se describen los principales parámetros del transformador de potencia ubicado en la SE Intipampa. Además, esta subestación despacha la energía producida por la CS Intipampa mediante una derivación de la Línea de Transmisión de 138 kV SE Moquegua – SE Toquepala (Mill Site).

**Tabla 2**

*Ficha técnica del transformador de potencia ubicado en la SE Intipampa.*

Fabricante	Jinko Solar
Tipo	JKM330PP-72-V
Tensión (kV)	Silicio Policristalino
Relación de Transformación	0.32 - 0.325
Grupo de Conexión	-20 / +60
Potencia Aparente Nominal (kVA)	-0.4
Tensión de Corto Circuito (%)	13.6

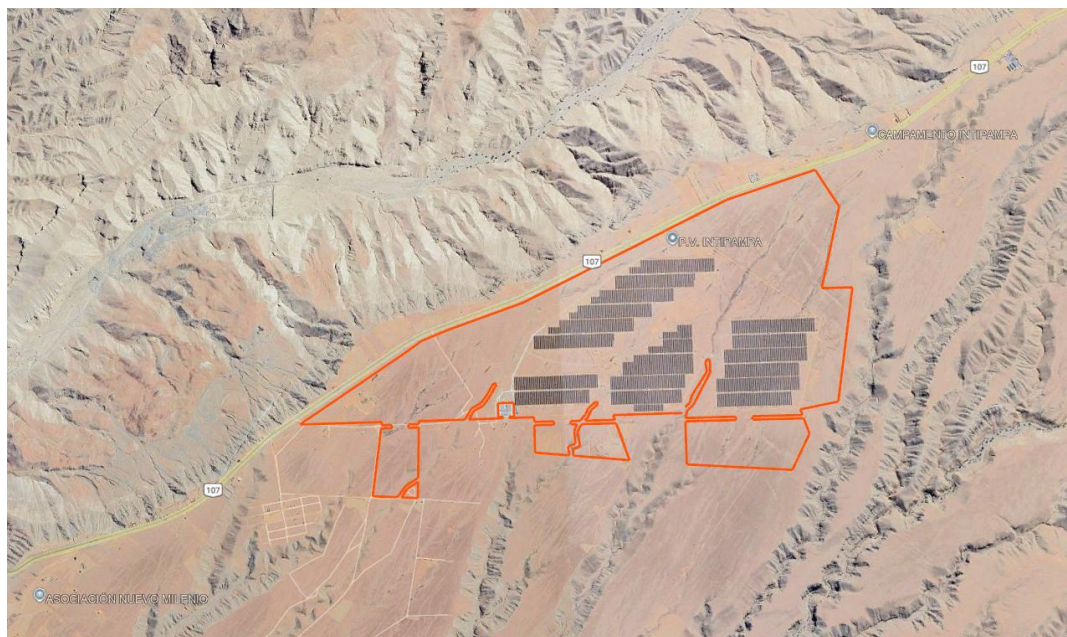
*Nota:* COES – Comité de Operación Económica del Sistema. (2025).

En el año 2016, producto de una subasta pública que fue llevada a cabo por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante, “Osinergmin”), ENGIE y el Ministerio de Energía y Minas de Perú (en adelante, el “MINEM”) suscriben la Minuta del Contrato de Concesión para el Suministro de Energía Renovable al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. Mediante ese contrato, ENGIE se obliga a diseñar, financiar; y suministrar los bienes y servicios requeridos para construir, operar y mantener la CS Intipampa. Además, se compromete a instalar una potencia de 40MW, con una variación de +/- 10%.

En el año 2017, mediante la Resolución Ministerial N° 312-2017-MEM/DM y como parte de los permisos necesarios para la construcción y operación de la CS Intipampa, el MINEM otorga a favor de ENGIE la Concesión Definitiva para Desarrollar la Actividad de Generación de Energía Eléctrica con Recursos Energéticos Renovables para el proyecto Central Solar Intipampa. Esta concesión permite a ENGIE construir y operar la CS Intipampa en un área definida. Esta área de concesión, conformada por 3 áreas, es de una extensión de 309 hectáreas aproximadamente. En la Figura 6 se muestra el área de concesión de la CS Intipampa. Además, se puede apreciar que el área ocupada por los paneles no ocupa totalmente esta área de concesión.

## Figura 6

### Área de Concesión Definitiva de Generación de la CS Intipampa



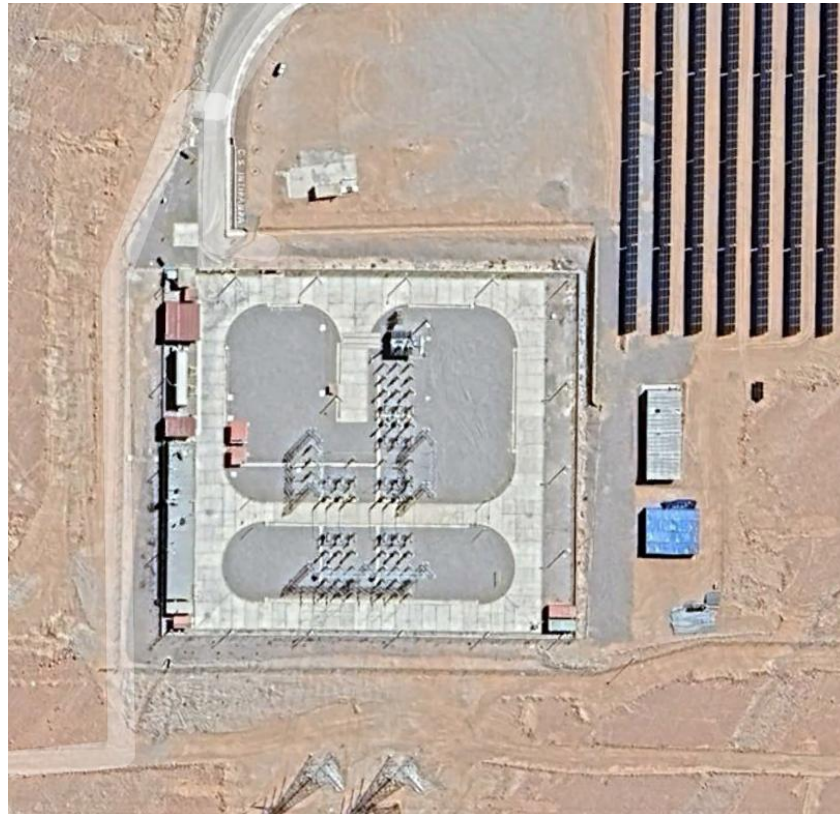
Nota: Imagen tomada en Google Earth Pro. (2025).

Como se observa en la Figura 6, el área de Concesión no incluye el área de la SE Intipampa. El permiso para la construcción y operación de la SE Intipampa se obtuvo mediante la modificación de la “Concesión Definitiva para Desarrollar Actividades de Transmisión de Energía Eléctrica en las Líneas de Transmisión S.E. Ilo 2 – S.E. Moquegua de 220kV, S.E. Moquegua – S.E. Botiflaca de 138 kV y S.E. Moquegua – S.E. Moquegua – S.E. Toquepala (Mill Site) de 138 kV, ubicadas en las provincial de Ilo, Mariscal Nieto y Jorge Basadre, departamentos de Moquegua y Tacna”. Esta Concesión de Transmisión de Energía eléctrica fue otorgada mediante Resolución Suprema N° 132-98-EM a favor de ENERSUR S.A. (actualmente ENGIE). La primera modificación de esta Concesión fue otorgada mediante Resolución Suprema N° 019-2003-EM. Finalmente, la segunda modificación de esta Concesión, otorgada mediante Resolución Ministerial N° 285-2017-MEM/DM, contempla el seccionamiento de la Línea de Transmisión de 138 kV S.E. Moquegua - S.E. Toquepala (Mill Site) para incluir la SE Intipampa.

En la Figura 7 se puede observar una imagen de la SE Intipampa, en donde se puede distinguir que la misma cuenta con espacio para un futuro transformador de potencia adicional.

**Figura 7**

*Imagen de la SE Intipampa*



*Nota: Imagen tomada en Google Earth Pro. (2025).*

Según lo descrito anteriormente, se describe lo siguiente de la CS Intipampa:

- i) La CS Intipampa cuenta con espacio no ocupado por módulos fotovoltaicos pero que forman parte de la Concesión Definitiva para Desarrollar la Actividad de Generación de Energía Eléctrica con Recursos Energéticos Renovables otorgada a favor de ENGIE.
- ii) La SE Intipampa cuenta con espacio para la instalación de un transformador de potencia adicional.

Teniendo en cuenta lo anterior, se puede decir que se cuenta tanto con espacio adicional para la instalación de más módulos fotovoltaicos, para mayor generación de

energía, y con espacio para la instalación de un transformador de potencia para despachar al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante, el “SEIN”) la energía generada por estos módulos fotovoltaicos. De ser instalados, generarían mayor energía eléctrica para su venta en el mercado eléctrico y, por tanto, mayores ingresos generados por la CS Intipampa.

### 1.3 Formulación del Problema

#### 1.3.1 Problema General

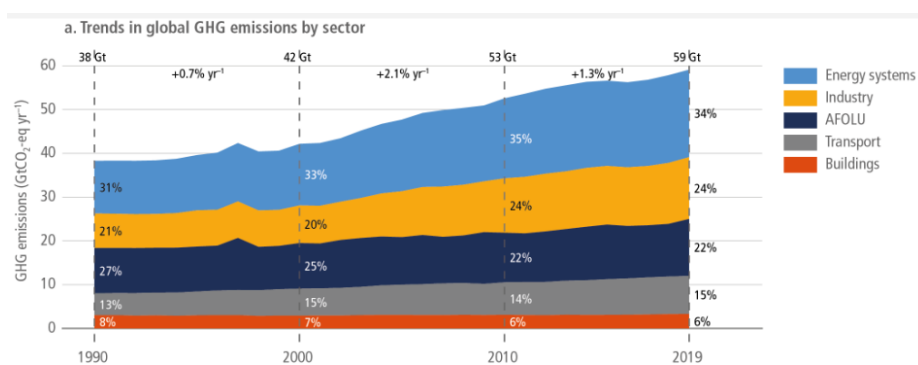
¿De qué manera se mejora la rentabilidad de la Empresa Concesionaria en Moquegua?

### 1.4 Justificación e Importancia

El sector energético es uno de los que emiten la mayor cantidad de gases de efecto invernadero a nivel mundial, según se describe en la publicación del Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) y se observa en la Figura 8, extraída de la publicación mencionada.

**Figura 8**

*Emisiones de Gases de Efecto Invernadero por Sector a Nivel Mundial*



*Nota:* Dhakal et al. (2022). Climate change 2022: Mitigation of climate change

Como alternativa para contrarrestar el efecto negativo de las emisiones generadas se tiene a la producción de energía eléctrica mediante recursos energéticos renovables, la

cual ha ayudado a reducir el incremento desmedido de estas emisiones a nivel mundial en los últimos años. Asimismo, se tiene a la generación de energía eléctrica mediante módulos fotovoltaicos como alternativa de recurso energético renovable.

Para poder desplazar la generación de energía eléctrica mediante el uso de combustible fósiles de manera eficiente, se deben construir centrales solares que puedan satisfacer parte importante de la demanda eléctrica del país. Sin embargo, para poder financiar centrales solares fotovoltaicas de gran potencia, es vital realizar un análisis económico-financiero acompañado por un diseño adecuado de la central, el cual optimice costos y aumente la producción de la central. De esta manera, el retorno de la inversión y las utilidades generadas por dicha central son atractivas para los inversionistas.

## **1.5 Objetivos**

### **1.5.1 *Objetivo General***

Proponer la expansión de una Central Solar Fotovoltaica para mejorar la rentabilidad de la Empresa Concesionaria en Moquegua.

## **1.6 Hipótesis**

### **1.6.1 *Hipótesis General***

La propuesta de expansión de una Central Solar Fotovoltaica influye en la mejora la rentabilidad de la Empresa Concesionaria en Moquegua

## 1.7 Variables y Operacionalización de Variables

**Tabla 3**

*Tabla de Operacionalización de variables*

Variable	Definición Conceptual	Definición Operacional	Operacionalización		Escala de Medición
			Dimensiones	Indicadores	
VI: diseño de expansión de una Central Solar Fotovoltaica	Se refiere a la distribución y selección de componentes que forman parte del diseño. Este debe aprovechar la radiación solar presente en la zona de la mejor manera.	Dimensionamiento, ubicación y cantidad de paneles, estaciones de inversión y transformación.	Radiación Solar	Máxima radiación solar horizontal aprovechable en la zona disponible	W/m <sup>2</sup>
			Potencia DC	Potencia nominal de los paneles instalados	MWp
			Potencia AC	Potencia nominal de salida de las estaciones de inversión y transformación instaladas	MW
			Energía	Energía neta producida en el primer año de operación por la expansión de la CS Intipampa	GWh
			LCOE	Costo Nivelado de energía	USD/MWh
VD: rentabilidad de la Empresa Concesionaria	Se refiere a la capacidad de la expansión de la CS para generar ingresos sobre los costos de construcción y operación.	Cuantificación de los parámetros económicos que permitan identificar una utilidad positiva para la expansión de la Central Solar Intipampa.	TIR	Tasa interna de retorno	%
			Tiempo de retorno de Inversión	Tiempo en el que la inversión inicial es recuperada	Años

## **1.8 Metodología de la Investigación**

### **1.8.1 Unidades de Análisis**

La unidad de análisis es la extensión de la Central Solar Intipampa de la Empresa Concesionaria ubicada en el distrito de Moquegua, Provincia de Mariscal Nieto, Departamento de Moquegua en Perú. Dicha Central Solar cuenta con medición de datos solares para el emplazamiento.

### **1.8.2 Tipo, Enfoque y Nivel de Investigación**

El tipo de investigación es aplicada porque se va a resolver un problema real con conocimientos previos disponibles. El enfoque es cuantitativo porque se manejarán cantidades numéricas, así como se planteará y demostrará una hipótesis. El nivel de investigación es descriptivo y correlacional, porque se describirá detalladamente todas las variables que intervienen en la investigación y porque existe una relación entre variables. El diseño de la investigación es de tipo experimental.

### **1.8.3 Fuentes de Información**

Las fuentes de información primarias serán las mediciones en sitio de la Central Solar Intipampa. Además, se utilizarán estudios realizados en la zona, tales como el estudio topográfico, Pull-Out Test, y estudios geotécnicos. Como fuentes secundarias, se utilizará información de fuentes públicas de Perú como, por ejemplo, del COES.

### **1.8.4 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos**

La recolección de data solar se realiza mediante la estación de medición instalada en la CS Intipampa. Dicha estación cuenta con un mástil de 4 metros de altura, en el cual se encuentran instalados los siguientes equipos de medición: Piranómetro horizontal,

Piranómetro inclinado, Veleta, Sensor de velocidad de viento, Sensor de temperatura y humedad relativa, Pluviómetro.

#### **1.8.5 *Análisis y Procesamiento de Datos***

Para la estimación de producción utilizando los datos medidos por la estación de medición, se utilizará el software PVSyst, el cual, junto con otra data resultado del diseño de la expansión de la CS Intipampa, nos podrá dar la estimación de energía eléctrica producida para un año. Además, para preparación de otros documentos se utilizará AutoCAD para los planos, DigSilent para análisis de interconexión al SEIN y Microsoft Excel para procesamiento de datos

## CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO Y MARCO CONCEPTUAL

### 2.1 Marco teórico

#### 2.1.1 Efecto fotovoltaico

(Perpiñan, 2023) Albert Einstein postuló que la emisión de electrones era producto de la absorción de “cuantos” de luz. Posteriormente, se conocerían como fotones. Se mostró la idea de que partículas de luz, de manera discreta, producía el efecto fotoeléctrico. Este efecto obedece a cierta frecuencia, la cual es característica de cada material. Por este motivo, valores por debajo de esta frecuencia no producen emisión de electrones. La Ecuación (1) muestra la cuantificación de la energía del fotón:

$$E_f = \frac{h \times c}{\lambda} \quad (1)$$

Siendo  $h$  la constante Plank,  $c$  la velocidad de la luz y  $\lambda$  la longitud de onda del fotón. Se debe mencionar además que la intensidad de la radiación incidente en el material determina la cantidad de electrones que se generan, mas no la energía de los electrones. Esta energía depende de solo de la frecuencia, como se puede observar en la Ecuación (1).

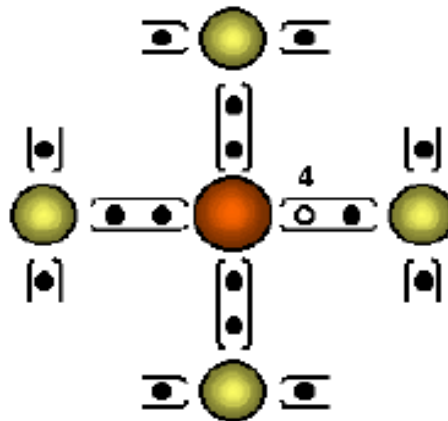
#### 2.1.2 Semiconductores para energía solar fotovoltaica

**2.1.2.1 Semiconductores p y n.** (Perpiñan, 2023) El dopaje de semiconductores se realiza mediante la inclusión controlada de impurezas en el cristal. Para la formación de semiconductores tipo n, se realiza la impurificación del cristal de silicio con átomos de fósforo. Debido a que el fósforo cuenta con 5 electrones de valencia y el silicio cuenta con 4, obtenemos 1 electrón de valencia que no se integra a esta red y, por tanto, queda libre en la banda de conducción. Se puede apreciar la estructura de este enlace en la **Figura 9**. En el caso de los semiconductores tipo p, la impurificación se realiza con átomos de boro. A diferencia del fósforo, el boro

cuenta con 3 electrones de valencia. Por ello, uno de los enlaces del silicio queda vacante y se genera un hueco que puede ser ocupado por un electrón. Se puede apreciar la configuración en la **Figura 10**.

**Figura 9**

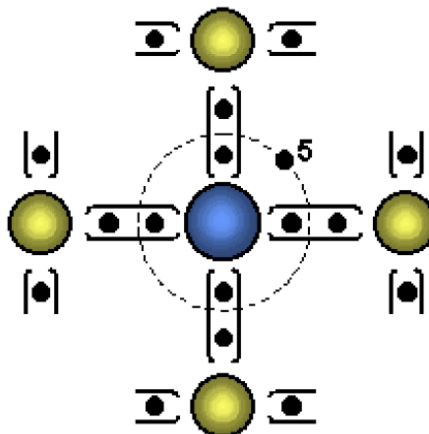
*Semiconductor tipo p*



*Nota:* Perpiñán Lamigueiro, O. (2023). Energía solar fotovoltaica.

**Figura 10**

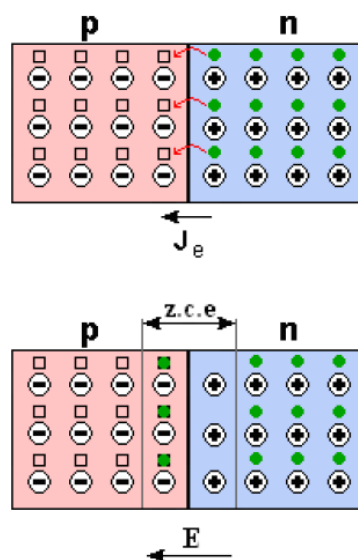
*Semiconductor tipo n*



*Nota:* Perpiñán Lamigueiro, O. (2023). Energía solar fotovoltaica.

**2.1.2.2 Unión p-n.** (Perpiñan, 2023) La unión física de dos semiconductores, uno del tipo n y otro del tipo p, produce un desequilibrio de electrones, ya que el semiconductor tipo n tiene un exceso de electrones y el de tipo p un exceso de huecos. Para alcanzar el equilibrio, se produce una difusión de electrones de del semiconductor tipo n hacia el tipo p y, simultáneamente, una difusión de huecos del semiconductor tipo p hacia el tipo n. Sin embargo, al iniciar este proceso, los electrones que fluyeron al semiconductor tipo p y los huecos que fluyeron hacia el semiconductor tipo n generan un campo eléctrico desde el semiconductor n hasta el semiconductor p en la zona de unión. Este campo eléctrico es opuesto al sentido inicial del campo eléctrico y se encarga de arrastrar los electrones nuevamente al semiconductor tipo n y los huecos al semiconductor tipo p. Debido a ello, se llega a un equilibrio en el cual los movimientos de arrastre y difusión se compensan. Este equilibrio forma una zona en la unión de los semiconductores, la cual recibe el nombre de zona de carga de espacio e impide la circulación de corriente. Se puede observar la distribución de huecos y electrones de la unión p-n en la **Figura 11**.

**Figura 11**  
*Unión p-n*



*Nota:* Perpiñán Lamigueiro, O. (2023). Energía solar fotovoltaica.

Para poder hacer circular corriente, es necesario vencer el campo eléctrico existente, aplicando una diferencia de potencial externa. Si se aplica tensión positiva en el lado p respecto al lado n y el campo eléctrico en la zona de carga de espacio decrece. Con ello, el equilibrio desaparece y permite a los huecos de lado p ser inyectados al lado n. De manera similar, los electrones del lado n son inyectados al lado p. Al existir esta difusión, permite el flujo de corriente a través de la unión. Por otro lado, si se polariza la unión con tensión positiva en el lado n respecto al lado p, el campo eléctrico existente es reforzado y no existirá flujo de electrones. Al dispositivo electrónico basado en la unión p-n se le conoce como diodo. La corriente que fluye a través del diodo se puede describir mediante la Ecuación (2).

$$I_D = I_0 \times e^{\frac{V}{m \times V_T} - 1} \quad (2)$$

Siendo  $I_D$  la corriente del diodo,  $I_0$  la corriente de saturación en oscuridad del diodo,  $V$  la tensión aplicada al diodo,  $m$  el factor de identidad del diodo (valor entre 1 y 2) y  $V_T$  el potencial térmico, el cual depende de la temperatura ambiente, de la constante de Boltzmann y de la carga del electrón.

### 2.1.3 Células solares

(Perpiñan, 2023) El efecto fotoeléctrico es fundamental para el funcionamiento de las células solares. Para que este sea posible, un fotón con la suficiente frecuencia debe incidir sobre una unión p-n. De no tener la suficiente frecuencia, sería como si el fotón atravesara el semiconductor. Cuando los electrones absorben la energía de este fotón saltan a la banda de conducción. La corriente generada por estos electrones se denomina fotocorriente. Al conectar un circuito a la célula solar para aprovechar esta fotocorriente, aparece una tensión (producto de la resistencia de la carga por la fotocorriente) que fortalece el campo eléctrico de la unión de los semiconductores p y n. Esto implica la

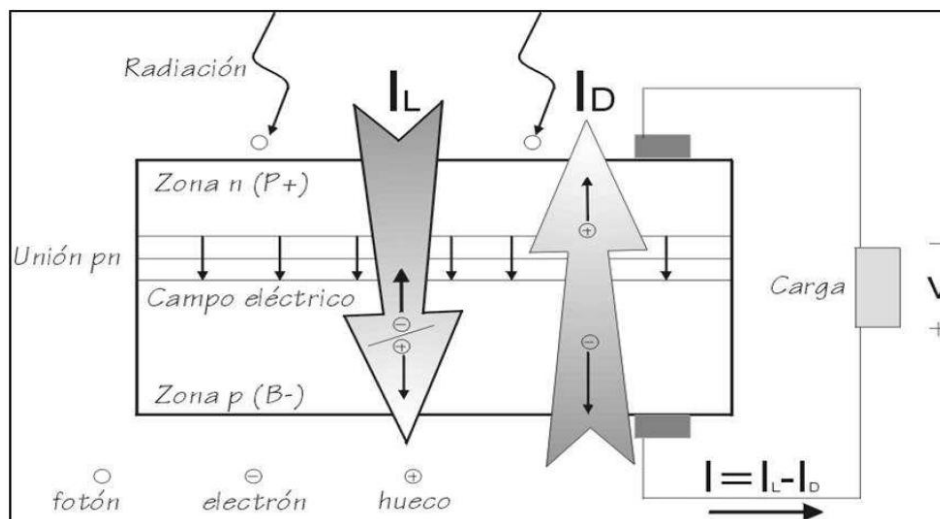
coexistencia de dos corrientes opuestas dentro de la célula solar, la fotocorriente que circula de la parte n a la parte p; y la corriente de oscuridad (o del diodo), la cual nace de la recombinación de electrones y huecos producto de la tensión del circuito externo que aprovecha la fotocorriente y circula de la región p a la región n. La Ecuación (3) representa la corriente total que fluye por la célula solar, según se puede apreciar también la Figura 12.

$$I = I_L - I_D \quad (3)$$

Donde  $I_L$  es la fotocorriente.

**Figura 12**

*Fotocorriente y corriente de diodo en una célula solar*



*Nota:* Perpiñán Lamigueiro, O. (2023). Energía solar fotovoltaica.

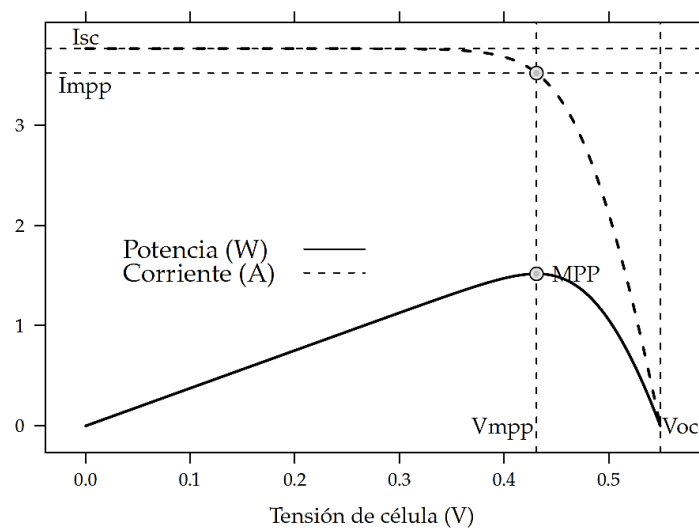
#### 2.1.4 **Máxima Potencia de una célula solar**

(Perpiñán, 2023) Según la Ecuación (3), en la célula solar ocurre siempre un balance entre fotocorriente y corriente del diodo o de oscuridad. Además, según la Ecuación (2), esta corriente del diodo depende de la tensión aplicada. Por tanto, cuando la célula se encuentra en corto circuito, la corriente se debe únicamente a la fotocorriente. Al

subir la tensión aplicada a la célula solar, la corriente del diodo aumenta y disminuye la corriente total. Al llegar la corriente total a cero, la célula solar se encuentra en circuito abierto (la fotocorriente y al corriente del diodo se igualan). La Figura 13 muestra la corriente y la potencia que experimenta la célula solar a medida que aumenta la tensión en la misma.

**Figura 13**

*Curvas de corriente-tensión (línea punteada) y potencia-tensión (línea continua)*



*Nota:* Perpiñán Lamigueiro, O. (2023). Energía solar fotovoltaica.

Siendo  $I_{SC}$  la corriente de corto circuito,  $V_{OC}$  la tensión de circuito abierto,  $I_{mpp}$  la corriente en el punto máxima potencia,  $V_{mpp}$  la tensión en el punto de máxima potencia y MPP el punto máxima potencia.

Además, se puede observar un comportamiento similar al de una fuente de corriente para valores de tensión menores al punto de máxima potencia.

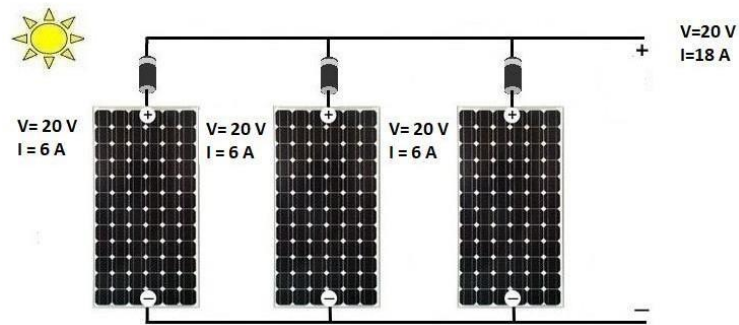
### **2.1.5 Conexión en serie y paralelo de módulos fotovoltaicos**

**2.1.5.1 Configuración en paralelo.** (Argandoña, 2022) Los módulos fotovoltaicos conectados en paralelo, es decir, conectando los polos positivos de todos los módulos y por otro lado los polos negativos de todos los módulos, suman sus corrientes.

Además, se puede apreciar en la **Figura 14** que el nivel de tensión debe ser el mismo para que puedan ser conectados.

**Figura 14**

*Conexión de módulos fotovoltaicos en paralelo - 1*

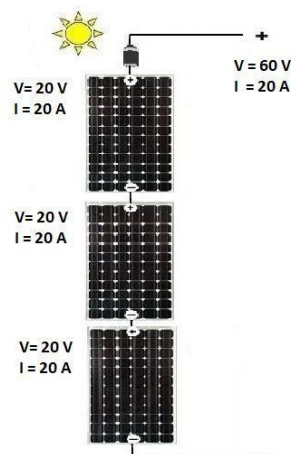


*Nota:* Argandoña F. (2022). Diseño e Implementación de un Microinversor para Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios.

**2.1.5.2 Configuración en serie.** (Argandoña, 2022) Los módulos fotovoltaicos conectados en serie, es decir, conectando el polo negativo de un módulo con el polo positivo de otro y así sucesivamente, suman sus voltajes. Además, se puede apreciar en la **Figura 15** que la corriente debe ser la misma para que puedan ser conectados.

**Figura 15**

*Conexión de módulos fotovoltaicos en paralelo - 2*



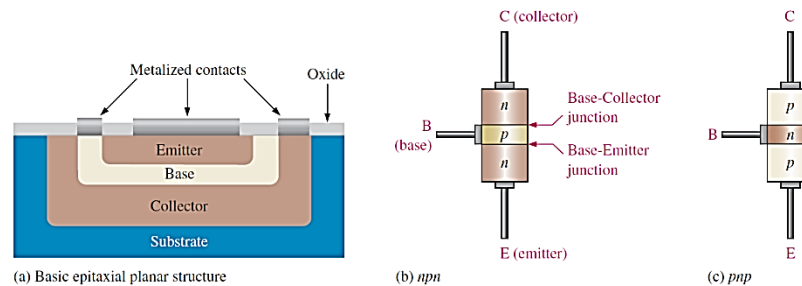
*Nota:* Argandoña F. (2022). Diseño e Implementación de un Microinversor para Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios.

## 2.1.6 Inversores

**2.1.6.1 Funcionamiento del transistor.** (Floyd, 2012) El Transistor Bipolar de Unión (BJT, por sus siglas en inglés, Bipolar Junction Transistor), consiste en un semiconductor dopado con 3 regiones, las cuales poder ser npn o pnp. En la Figura 16 se puede observar la estructura del transistor.

**Figura 16**

*Estructura del transistor*



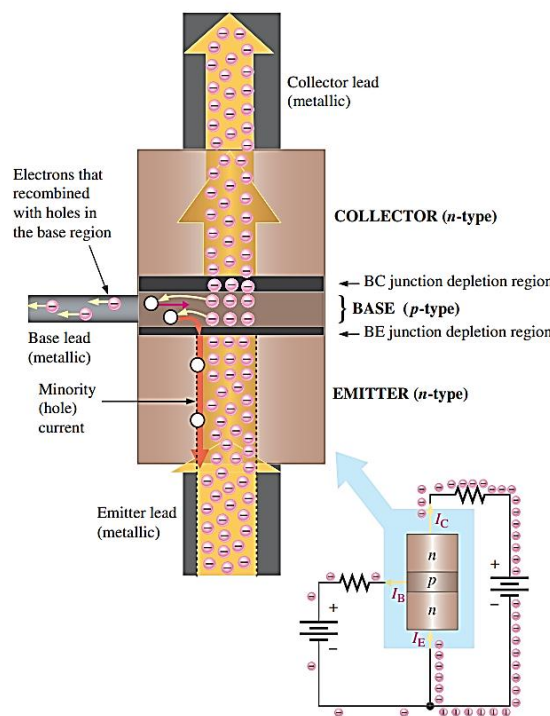
*Nota:* Floyd, T. (2012). *Electronic devices: Electron flow version* (9.<sup>a</sup> ed.).

Se pueden distinguir también tres conexiones, las cuales son el colector, la base y el emisor. Para temas explicativos, se utilizará como referencia el transistor tipo npn. Dentro de la estructura del transistor, se forman dos zonas de carga de espacio, la unión BC (Base-Colector) y la unión BE (Base-Emisor). El colector ha sido fuertemente dopado de electrones y la base muy poco dopada con huecos. Además, la base es muy delgada a comparación del lado del emisor y colector. Al conectar metales conductores en cada lado del transistor, siendo más gruesos los conductores del emisor y colector a comparación de la base, conectando la base y el emisor y aplicando una tensión en dicha conexión para forzar una corriente eléctrica; los electrones, que constantemente saltan a la capa de conducción en la base, son arrastrados a la zona del emisor mediante estos conductores metálicos. Paralelamente, se forma un flujo de huecos del emisor hacia la base en sentido contrario. Esto genera en su conjunto un flujo de corriente, similar al que se genera en el diodo.

Este flujo de corriente provoca que las zonas de carga de espacio puedan conducir corriente eléctrica. Además, al estar la base tan poco dopada de huecos, no todos los electrones llegan a combinarse con huecos, por lo que pasan directamente del emisor al colector. Esto significa que, al aplicar una corriente eléctrica entre la base y el emisor, se permite el paso de corriente entre el emisor y colector la cual puede ser mucho mayor, según se puede observar en la Figura 17.

**Figura 17**

*Funcionamiento del transistor*

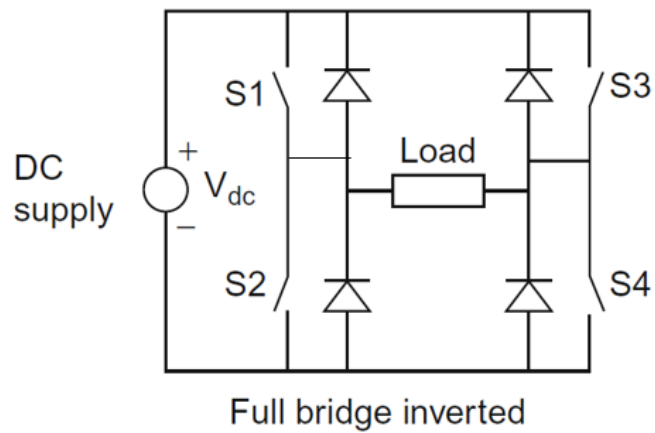


*Nota:* Floyd, T. (2012). *Electronic devices: Electron flow version* (9.ª ed.).

**2.1.6.2 Funcionamiento del inversor.** (Ross, 2012) Un inversor es básicamente un circuito de interruptores los cuales revierten la polaridad de la carga de manera cíclica, según se aprecia en la Figura 18. Al activar S1 y S4 la corriente fluye en un sentido, mientras al activar S2 y S3 la corriente fluye en el sentido contrario.

**Figura 18**

*Circuito inversor monofásico*

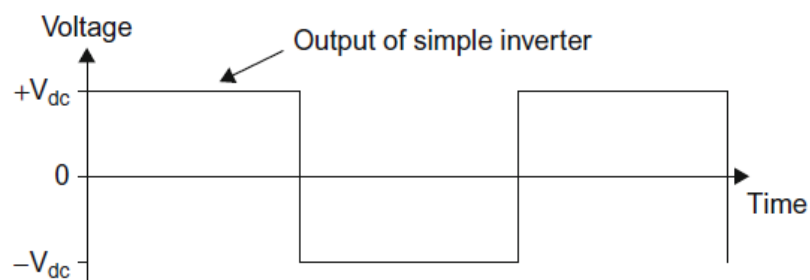


*Nota:* Ross, J. N. (2012). System electronics.

La simple apertura y cierre de los interruptores de manera cíclica nos genera una onda cuadrada que cambia su sentido a cierta velocidad, según se aprecia en la Figura 19. Este esquema de inversor es simple pero no ofrece control sobre la tensión en la carga.

**Figura 19**

*Salida del inversor monofásico simple*



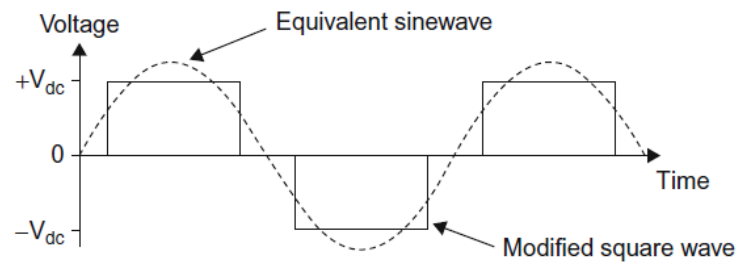
*Nota:* Ross, J. N. (2012). System electronics.

El esquema de tipo de onda cuadrada modificada el esquema anterior, añadiendo una fase en la que ninguno de los dos pares de interruptores opera simultáneamente. En

la Figura 20 se puede observar la onda cuadrada junto con la onda sinusoidal equivalente, la cual tiene el mismo valor eficaz.

### Figura 20

*Salida de inversor con esquema de onda cuadrada modificada*

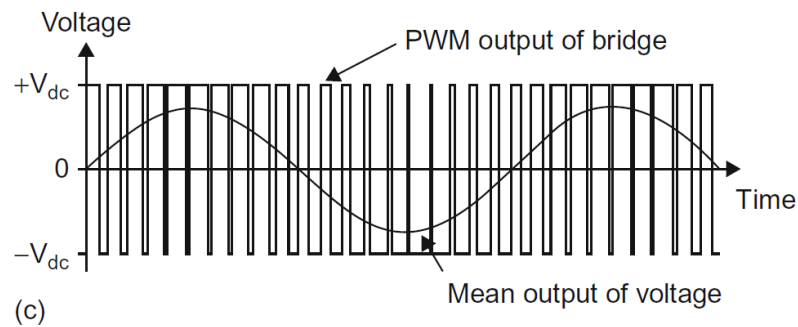


*Nota:* Ross, J. N. (2012). System electronics.

Para reducir la distorsión armónica y tener un mayor control de la tensión a comparación con los esquemas anteriores, muchos inversores para aplicación fotovoltaica recurren a la modulación de pulso de alta frecuencia para sintetizar una salida sinusoidal. En este caso, los interruptores son operados alternadamente, pero a una frecuencia mucho mayor. Para estos casos, los dispositivos que pueden lograr la apertura y cierre del circuito a alta frecuencia son los transistores, los cuales pueden ser los siguientes, según la aplicación: Transistor de Efecto de Campo de Metal-Óxido-Semiconductor (MOSFET, por sus siglas en inglés, Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor), Transistores Bipolares de Puerta Aislada (IGBT, por sus siglas en inglés, Insulated Gate Bipolar Transistors) o Transistores Bipolares. En la Figura 21 se puede observar la onda cuadrada modulada en frecuencia y la tensión promedio en la carga, la cual es de forma sinusoidal.

### Figura 21

Salida de inversor con esquema de modulación por frecuencia

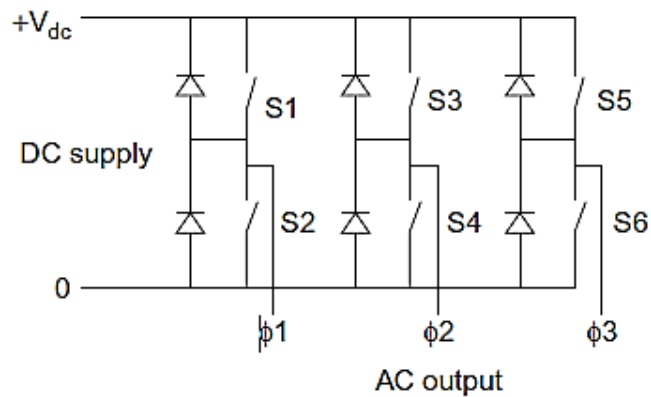


Nota: Ross, J. N. (2012). System electronics.

**2.1.6.3 Inversores Trifásicos.** (Ross, 2012), un inversor trifásico consiste en tres pares de interruptores los cuales trabajan de una manera cíclica y con un desfase de  $120^\circ$  entre cada uno. En la **Figura 22** se muestra el circuito para un inversor trifásico y en la Figura 23 se muestran las gráficas de tensión relativas a cada fase con la referencia y entre fases.

### Figura 22

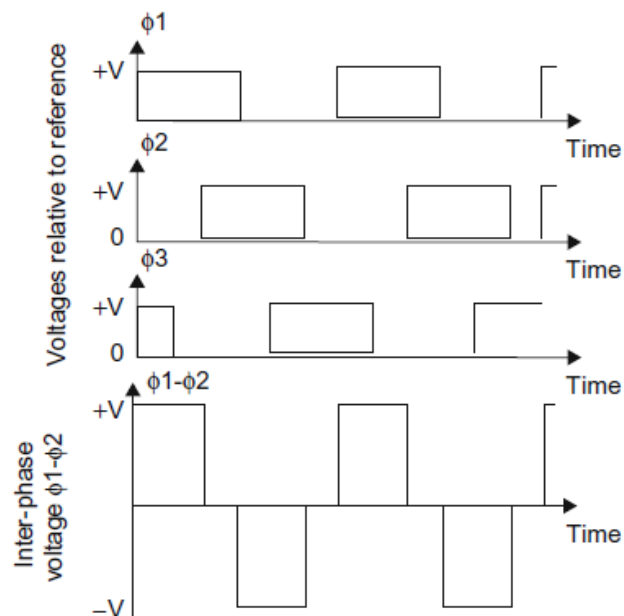
Circuito básico de un inversor trifásico



Nota: Ross, J. N. (2012). System electronics.

## Figura 23

Ondas cuadradas de tensión en el inversor trifásico



Nota: Ross, J. N. (2012). System electronics.

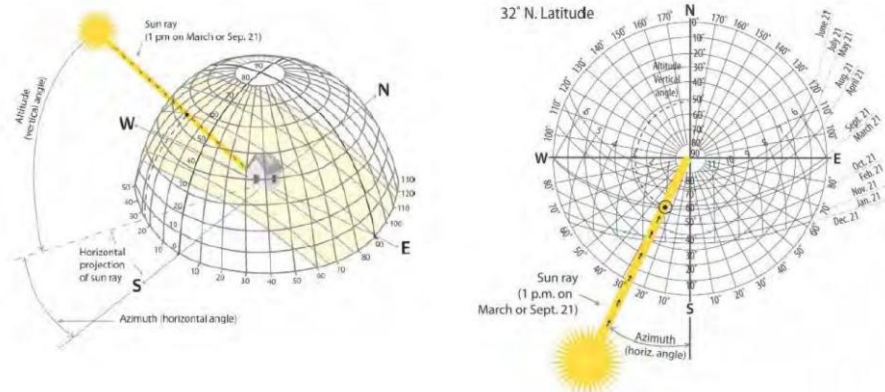
**2.1.6.4 Tipos y aplicación de transistores.** (Infineon Technologies AG. 2025) Los transistores IGBT son los componentes electrónicos más utilizados en aplicaciones industriales. Esto debido a que ofrecen una rápida velocidad de cambio de corriente eléctrica. Los transistores IGBT combinan la alta capacidad de conducción de corriente y bloqueo de tensión de los transistores bipolares con la baja energía requerida para control de los transistores MOSFET.

### 2.1.7 Seguidores Solares

**2.1.7.1 Trayectoria solar.** (Prinsloo y Dobson, 2015) El sol irradia energía electromagnética. La radiación que alcanza la tierra es referida como radiación solar. La energía que llega a la superficie de la tierra ronda los 1367 W/m<sup>2</sup>. Se sabe que la geografía solar, en relación con alguna localización en particular, es tal que el sol sale del este y se oculta en el oeste. La **Figura 24** muestra un ejemplo de cómo el sol sigue cierto camino alrededor de un año.

**Figura 24**

*Geometría solar ilustrada en un domo imaginario en el cielo*

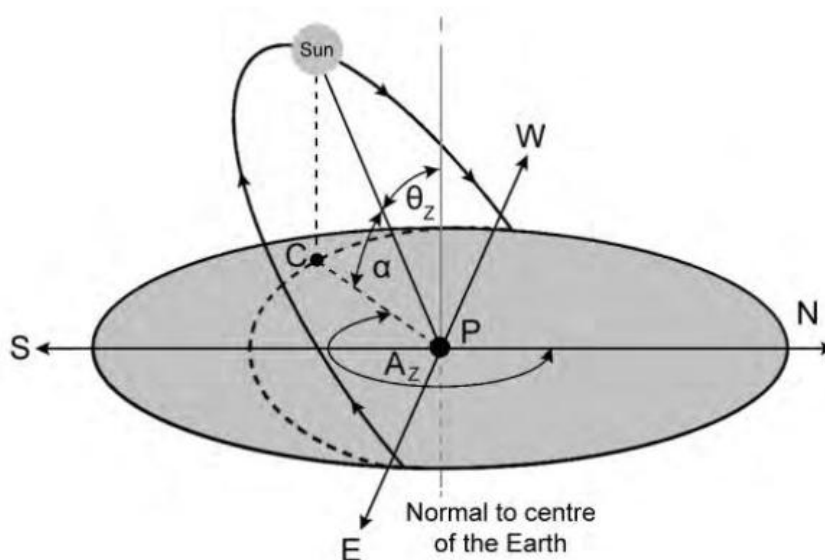


*Nota: Prinsloo, G. J., & Dobson, R. T. (2015). Solar Tracking.*

La altitud solar ( $\alpha$ ) es el ángulo entre el plano horizontal y la línea actuante del sol. Es cero durante el ocaso y  $90^\circ$  cuando el sol está por encima. El azimut solar ( $A_z$ ) es desplazamiento angular del a proyección de los rayos solares con respecto al norte, en el plano horizontal. El zenit ( $\theta_z$ ) es el ángulo entre la línea actuante del sol y la línea vertical proyectada desde el observador. La Figura 25 ilustra estos ángulos.

**Figura 25**

*Ángulos de referencia del sol*

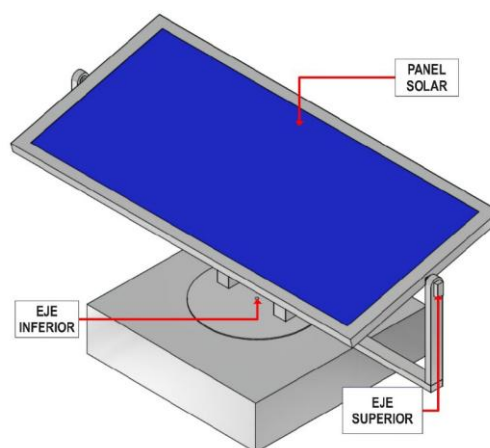


*Nota: Prinsloo, G. J., & Dobson, R. T. (2015). Solar Tracking.*

**2.1.7.2 Sistemas de seguimiento solar.** (Prinsloo y Dobson, 2015) Un sistema de seguimiento solar asegura la movilidad y control del colector solar, en este caso de los módulos fotovoltaicos. Típicamente consiste de: Subsistema de accionamiento mecánico, motores eléctricos, baterías, sensores de movimiento, algoritmos de posicionamiento solar, subsistema de control, interruptores de límite, sensores ambientales/atmosféricos y la carga útil (los módulos fotovoltaicos). Típicamente, los seguidores solares se dividen en 2 tipos: Seguidores solares de un eje y seguidores solares de 2 ejes. (Cazani y Nieto, 2024) Los seguidores solares de un eje mantienen una posición óptima respecto al sol durante el transcurso de un día que permite optimizar la captación de energías solar. Se pueden mover o verticalmente u horizontalmente. Este tipo de seguidores son más simples y económicos, sin embargo, su precisión de seguimiento se ve limitada por contar con solo un eje. Por otro lado, los seguidores de dos ejes logran una optimización mayor del seguimiento del sol ya que se pueden mover tanto horizontalmente como verticalmente, de este a oeste y de norte a sur. Sin embargo, son más complejos y costosos. En la **Figura 26** se puede observar un seguidor solar con dos ejes.

**Figura 26**

*Seguidor Solar con dos ejes*



*Nota:* Cazani R., Nieto N. (2024).

### **2.1.8 Hincado de perfiles para seguidores solares**

(Rentamachine, 2023) El hincado de perfiles tiene un rol fundamental para la construcción de centrales fotovoltaicas. Los mismos deben proporcionar una base sólida y estable para la instalación de los paneles solares. Los perfiles de acero son colocados verticalmente en el suelo, con una profundidad que garantice la resistencia y estabilidad de la estructura (evitando hundimientos y deslizamientos). Los métodos más usuales involucran el uso de maquinaria especializada como martillos neumáticos o hidráulicos, cuya fuerza puede fijar los perfiles en el suelo. Además, el uso de maquinaria permite una instalación rápida y eficiente. Adicionalmente, un correcto estudio geotécnico asegura una instalación adecuada y resistente, evitando hundimientos o desplazamientos. Por ejemplo, las áreas con suelos rocosos o con un contenido de agua considerable podrían requerir mayor longitud de perfiles.

La correcta instalación de los perfiles implica una serie de pasos, como la planificación y diseño, preparación del terreno, elección de postes, selección de equipos y maquinarias, hincado de los perfiles, y verificación y ajuste. Para la preparación del terreno, es usual limpiar y nivelar el área de instalación, retirando obstáculos y compactando de ser necesario. En cuanto al hincado de perfiles, este debe ser realizado con la maquinaria adecuada. Los martillos neumáticos son de las maquinarias más comunes para el hincado de perfiles. Estos utilizan la fuerza del aire comprimido para golpear el pilote contra el suelo repetidamente, consiguiendo hincarlo en el suelo. Los martillos hidráulicos utilizan la fuerza hidráulica y son utilizados para terrenos más complicados, donde se requiere una mayor fuerza de hincado. En otros casos, se pueden utilizar equipos de vibración, los cuales hacen vibrar a los postes durante el hincado para reducir la resistencia del suelo. Son utilizados especialmente en terrenos densos o rocosos. En casos donde el terreno es muy resistente, se utilizan máquinas de perforación. Estas máquinas crean un agujero en el suelo antes de realizar el hincado. Pueden ser de tipo de percusión o rotativas,

dependiendo del terreno y profundidad deseada. A esta perforación previa al hincado también se le conoce como “Predrilling”.

(Cooper, 2025) Los micropilotes son soluciones de cimentación versátiles ampliamente utilizadas en proyectos de construcción con condiciones de sitio desafiantes o acceso restringido. Estos ofrecen una excelente capacidad de carga, tanto axial, lateral y de levantamiento. El proceso constructivo de los micropilotes implica primero la perforación (predrilling) a la profundidad requerida. En el caso de terrenos sueltos, se puede requerir la estabilización del agujero. Posteriormente, un refuerzo metálico es insertado en el agujero para mayor fuerza y capacidad de transferencia de carga. Luego se realiza la lechada, uniendo el suelo con el perfil. Finalmente, se hacen pruebas para verificar si se cumplen con las necesidades del proyecto.

### **2.1.9 Inversión y Transformación**

(Retie Ingeniería y Gestión, 2020) En las centrales solares fotovoltaicas, se tienen principalmente dos soluciones para conectar los módulos fotovoltaicos a los inversores: Las soluciones centralizadas y las soluciones descentralizadas. Las soluciones centralizadas son usualmente utilizadas para proyectos solares a gran escala. En estas soluciones, los módulos fotovoltaicos son conectados en matrices (agrupaciones en serie y paralelo simultáneamente), los cuales se conectan a cajas llamadas “string” o “junction box” y desde ahí se conectan a un centro de transformación. Estos centros de transformación consisten en un contenedor montado en una plataforma con uno o más inversores dentro, con un transformador elevador (de baja a media tensión) y con celdas de protección y seccionamiento, entre otros componentes. Al ser una solución modular, integra los sistemas eléctricos y electrónicos. Esto otorga flexibilidad, seguridad y confiabilidad. Además, utiliza menos componentes que otras soluciones, tiene un reducido costo de operación y mantenimiento, resiste las condiciones climáticas y es flexible para

poder reubicar. En la Figura 27 se puede apreciar la imagen de un centro de transformación.

### **Figura 27**

*Disposición física de un centro de transformación*



*Nota:* Retie Ingeniería y Gestión. (2020). Inversores centralizados o string: ¿Cuál es la mejor opción para mi proyecto fotovoltaico?

Las soluciones centralizadas o de tipo “string”, por otro lado, consisten en la instalación de inversores de baja potencia distribuidos a lo largo de la central solar fotovoltaica, en donde se conectan los paneles y estos llevan la energía a un transformador elevador (de baja a media tensión). Esta distribución tiene ventajas como la redundancia y facilidad de reemplazo, ya que los inversores string son más fáciles de reponer. Además, en caso de falla, solo una sección más pequeña de módulos se vería afectada, reduciendo el impacto en la producción de energía. Por otro lado, también reduce la longitud de cableado DC, minimizando el costo de construcción y mantenimiento.

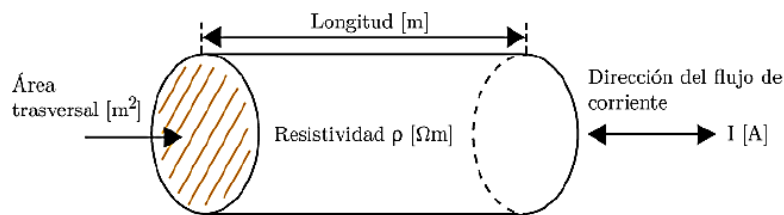
#### **2.1.10 Dimensionamiento de cables eléctricos**

(Romero Márquez, 2020) Se define a un conductor como el material con poca resistencia al paso de una carga eléctrica. Generalmente son metálicos y los más utilizados

son el cobre, el aluminio y el oro. Sin embargo, el oro es utilizado principalmente en aplicaciones de circuitos electrónicos. La resistividad es una propiedad de cada material a cierta temperatura. Por otro lado, la resistencia de un conductor se determina con la resistividad del material y la geometría del mismo.

### Figura 28

Definición de parámetros para determinación de la resistencia eléctrica.



Nota: Romero Márquez, C. J. (2020).

La Ecuación (4) muestra el cálculo de la resistencia eléctrica para un conductor.

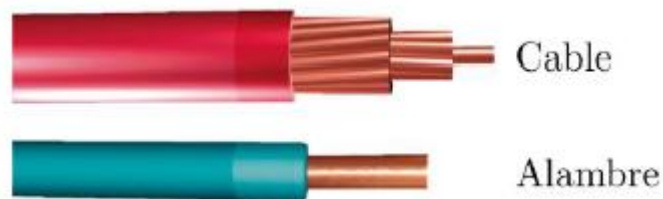
$$R = \rho \times \frac{l}{S} \quad (4)$$

Siendo  $R$  la resistencia eléctrica en ohmios ( $\Omega$ ),  $\rho$  la resistividad en ohmios metro ( $\Omega \cdot m$ ) y  $S$  el área de la sección transversal del conductor en metros cuadrados ( $m^2$ ).

Los conductores se clasifican como alambre, si este cuenta con un único conductor eléctrico; o como cable, si este cuenta con múltiples hilos del conductor eléctrico. Esta diferenciación se describe en la Figura 29.

## Figura 29

### Diferencia entre un cable y un alambre



Nota: Romero Márquez, C. J. (2020).

(Prysmian Cables Spain, 2022) Una forma de utilización de los cables eléctricos es mediante instalaciones aéreas a la intemperie. Otra forma; la cual es más utilizada en redes de distribución, factorías industriales, centrales eléctricas y subestaciones de transformación; es la de cables eléctricos enterrados. Los cables eléctricos enterrados ofrecen una gran adaptabilidad a distintas condiciones de instalación.

**2.1.10.1 Tensión Asignada al cable.** (Prysmian Cables Spain, 2022) La tensión que se selecciona para el cable debe ser la adecuada para el nivel de tensión de la aplicación para la cual va a ser utilizado. Para sistemas trifásicos, se tienen tres categorías: la categoría A, la categoría B y la categoría C. La categoría A comprende a los sistemas que pueden estar en contacto con tierra o con conductores de tierra. La categoría B comprende a los sistemas en los cuales una fase entra en contacto con tierra durante una falla por un tiempo limitado. Por último, la categoría C comprende a todas las redes que no se clasifiquen dentro de las dos categorías anteriores. La Tabla 4 nos muestra la tensión asignada al cable a elegir.

**Tabla 4**

*Tabla de valores para selección de tensión asignada al cable*

Red sistema trifásico			Tensión asignada del cable a utilizar Uo/U (kV)
Tensión nominal de la red* Un (kV)	Tensión más elevada de la red Um (kV)	Categoría de la red	
3	3.6	A-B	1.8/3
		C	
6	7.2	A-B	3.6/6
		C	
10	12	A-B	6/10
		C	
15	17.5	A-B	8.7/15
		C	
20	24	A-B	12/20
		C	
25	30	A-B	15/25
		C	
30	36	A-B	18/30
		C	

*Nota:* Prysmian Cables Spain, S.A.U. (2022). *El libro blanco de la instalación: Manual técnico y práctico de cables y accesorios media tensión* (Edición 2023 V1).

#### **2.1.10.2 Criterios para determinación de sección de cable.** (Prysmian Cables Spain,

2022) La determinación se hace principalmente en base a los siguientes criterios: intensidad de corriente máxima admisible en el cable, la caída de tensión y la intensidad máxima admisible en cortocircuito. Previa a la selección del conductor con estas consideraciones, se debe determinar la corriente máxima de operación, la cual se desprende de la tensión del sistema y de la potencia a transmitir. El criterio de cálculo de sección por intensidad de corriente máxima admisible se aplica mediante tablas brindadas por el fabricante, tomando en consideración si la instalación está al aire libre o enterrada. Si la instalación se encuentra al aire, influyen factores como la temperatura ambiente, la exposición al sol, el tipo y la disposición de los cables. Si la instalación es enterrada, influye la temperatura del terreno, el tipo de cable, la utilización de tubos, la resistividad térmica del suelo y la profundidad de la instalación. El criterio de cálculo de sección por caída de tensión se vuelve relevante en cuanto mayor longitud tenga la red. Su valor puede ser determinado mediante tablas brindadas por el fabricante. Por último, el criterio

de cálculo de sección por intensidad máxima admisible en cortocircuito se realiza mediante la aplicación de la Ecuación (5).

$$I \times \sqrt{t} = K \times S \quad (5)$$

Donde  $I$  es la intensidad de corriente de cortocircuito en amperios (A),  $t$  es el tiempo de duración del corto circuito en segundos (s),  $K$  es el coeficiente del material conductor que depende de las temperaturas al inicio y al final del cortocircuito, y  $S$  es la sección del conductor en milímetros cuadrados ( $mm^2$ ).

El valor de  $K$ , además, depende del tipo de aislamiento y del material del conductor. Sus valores son extraídos de tablas brindadas por fabricantes.

#### **2.1.11 Estudio Topográfico**

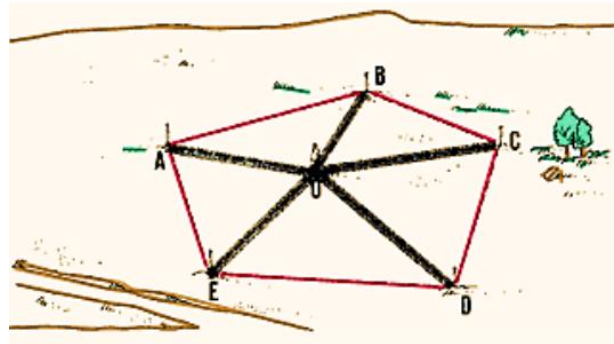
(Rincón Villalba et al., 2023) La topografía es una ciencia aplicada, la cual se encarga de la representación de una superficie. Para ello, considera características de dicho terreno como el relieve, litorales, cauces y otros; utilizando métodos variados para este fin. Las actividades topográficas consisten en el levantamiento topográfico, el replanteo y el control. El levantamiento topográfico consiste en la determinación de las posiciones de puntos en el espacio, así como de su representación en el plano. Por su parte, el replanteo consiste en la ubicación de componentes de un proyecto sobre el terreno con levantamiento topográfico. Finalmente, el control consiste en el contraste físico del replanteo con el terreno.

(Rubio Briceño, 2025) Para levantamientos topográficos, se tienen 4 métodos principalmente: la triangulación, la poligonación, la estación total y el sistema de posicionamiento global (GPS).

**2.1.11.1 Triangulación.** (Rubio Briceño, 2025) Consiste en la determinación de triángulos consecutivos, tomando como referencia dos puntos visibles entre sí. A la línea que une estos dos puntos se le llama línea base. Es muy útil en terrenos con obstáculos como colinas o vegetación, donde se dificulta la medición directa.

**Figura 30**

*Levantamiento Topográfico mediante triangulación*



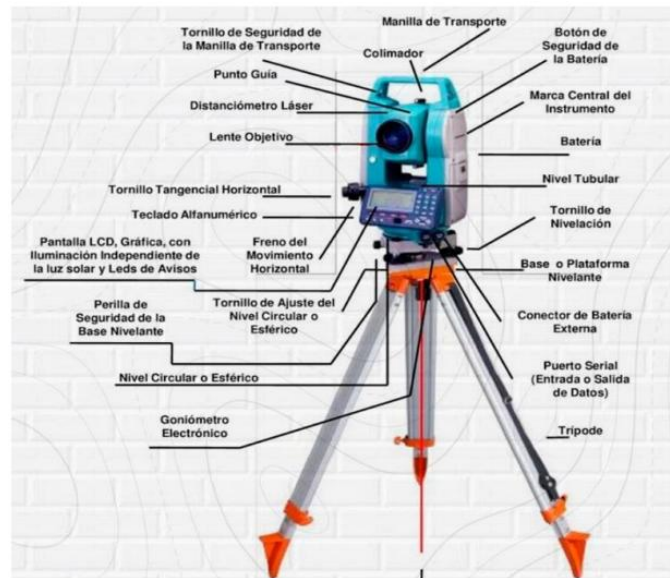
*Nota:* Rubio Briceño, E. J. (2025).

**2.1.11.2 Poligonación.** (Rubio Briceño, 2025) Se utiliza una serie de líneas rectas que unen puntos definidos de una ruta. Este método es muy común para terrenos planos o de muchos árboles. Este polígono puede ser cerrado o abierto. Sin embargo, no se recomienda utilizar una línea abierta, ya que no hay formas de verificar errores.

**2.1.11.3 Estación Total.** (Rubio Briceño, 2025) La estación total es un aparato electroóptico, basado en tecnología electrónica. Incorpora un distanciómetro a un teodolito electrónico. Permite el cálculo de coordenadas, replanteo de puntos y cálculos de ángulos y distancias.

**Figura 31**

*Esquema de una estación total*



*Nota:* Rubio Briceño, E. J. (2025).

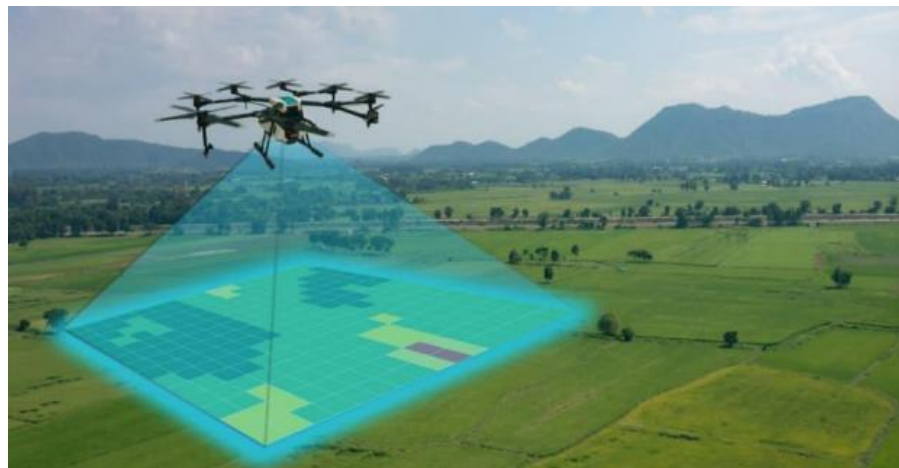
**2.1.11.4 Sistema de Posicionamiento Global (GPS).** (Rubio Briceño, 2025) Es un servicio que brinda posicionamiento, navegación y cronometría. Está constituido por tres segmentos: segmento espacial, segmento de control y segmento de usuario. El segmento espacial consiste en satélites que envían señales de radio desde el espacio, con la ventaja de que su posición es conocida durante todo el día. El segmento de control es conformado por estaciones de monitoreo ubicados a lo largo del planeta. Su función es dar seguimiento a los satélites cercanos para obtener la información necesaria. Por último, el segmento usuario lo conforman los receptores que captan las señales que los satélites emiten. Con esta información, se puede calcular posición, altitud, velocidad y tiempo, entre otros.

**Fotogrametría.** (Rubio Briceño, 2025) Puede definirse como la ciencia que tiene como finalidad la determinación de la forma, tamaño y/o posición geoespacial de un objeto a partir del registro, medida e interpretación de fotografías. Los levantamientos fotogramétricos permiten alta precisión en poco tiempo, proporcionando información

completa y fiable. Según el tipo de captura, se puede dividir en dos clases: fotogrametría terrestre y fotogrametría aérea. La fotogrametría terrestre se realiza a nivel del suelo, con alturas inferiores a 200m. La fotogrametría aérea se realiza con capturas desde el cielo. Es usual la utilización de drones para este levantamiento.

### **Figura 32**

*Fotogrametría aérea con dron*



*Nota:* Rubio Briceño, E. J. (2025).

Gracias a la fotogrametría aérea con drones, se pueden tomar fotografías desde arriba, lo que brinda una gran cantidad de detalles, como se observa en la Figura 33.

### Figura 33

*Levantamiento fotogramétrico con dron*

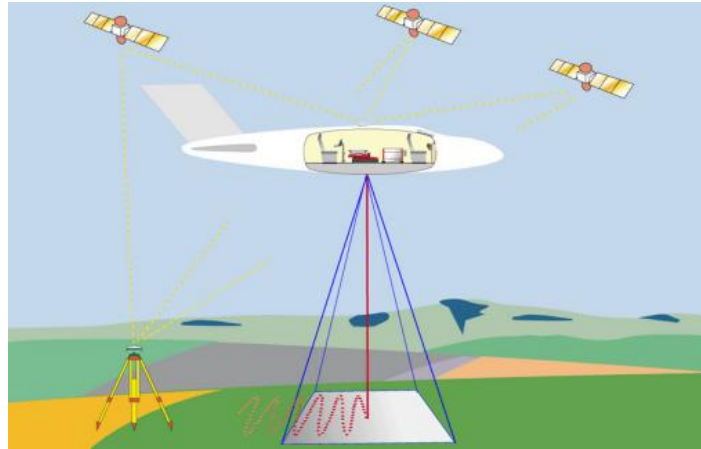


*Nota:* Rubio Briceño, E. J. (2025).

**2.1.11.5 LIDAR.** (De la Cruz Mamani, 2019) LiDAR es el acrónimo en inglés para Detección y Medición de Luz (Light Detection and Ranging). Es una tecnología que utiliza luz en forma de láser para medir rangos a la tierra. Es usual combinar los sensores LiDAR con la tecnología GPS. De esta manera, un GPS permite determinar la posición y altitud del sensor. En conjunto, esto permite caracterizar un terreno. Para realizar los levantamientos topográficos con LiDAR, es usual el uso de aviones o helicópteros. Esto permite el levantamiento de grandes extensiones de terreno. La Figura 34 muestra un esquema del proceso de levantamiento topográfico con LiDAR.

## Figura 34

### Levantamiento topográfico con LiDAR



Nota: De la Cruz Mamani, W. J. (2019).

Debido a que la tecnología LiDAR utiliza pulsos de láser, es posible que este no penetre en nubes o tenga dificultades con altas humedades. Sin embargo, a diferencia del levantamiento fotogramétrico, el LiDAR puede utilizarse incluso de noche, al ser un sensor activo. Además, su amplitud variable del ancho del barrido les da flexibilidad al momento de caracterizar terrenos planos o irregulares.

#### 2.1.12 Ensayos Geotécnicos

(Geotecam, s.f.) En la construcción de centrales tanto solares como eólicas, el terreno es una incertidumbre que debe ser abordada. Los distintos elementos de una central solar fotovoltaica como las explanaciones, caminos, líneas de tensión enterradas y cimentaciones de paneles interfieren sobre el terreno, por lo que este influye grandemente en la viabilidad del proyecto. Para la realización de un estudio geotécnico, se debe realizar un informe geológico previo, seguido de campañas de campo para finalmente realizar el informe geotécnico. En el informe geológico previo se deben identificar unidades litológicas y riesgos geológicos, y estimar propiedades. En la campaña de ensayos se deben diseñar y supervisar los ensayos. Finalmente, el informe geotécnico debe contener los resultados

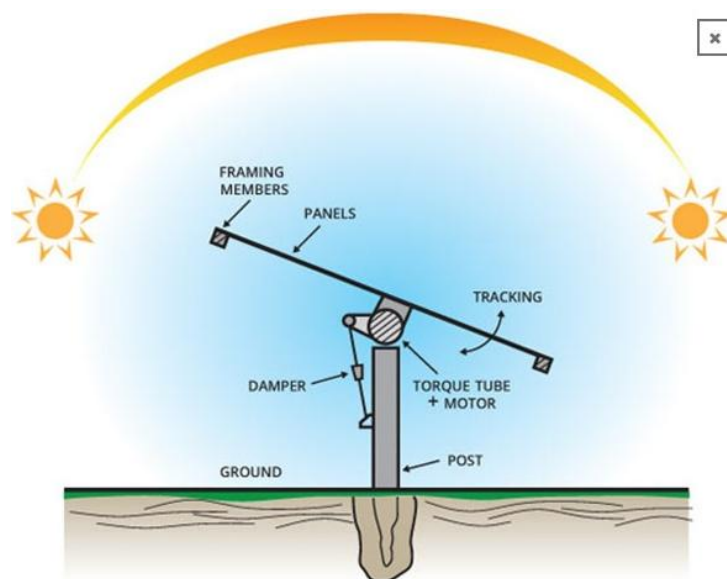
de los ensayos, identificar unidades geotécnicas y brindar sugerencias para la ejecución de obras.

(Geotecnia Consultores, 2021) Para aplicar satisfactoriamente los estudios geotécnicos al diseño de una central solar fotovoltaica, la cual se caracteriza por tener una gran extensión y construcciones livianas, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos: agresividad del terreno; conductividad térmica-eléctrica; ensayos de arrancamiento; geomorfología, topografía e hidrología; y obra civil.

**2.1.12.1 Ensayos Geotécnicos.** (Geotecnia Consultores, 2021) La agresividad del terreno hace referencia a que, en una central solar fotovoltaica, la principal solución de cimentación suele ser el hincado directo de los perfiles metálicos. El estudio geotécnico debe definir la agresividad de un terreno para los elementos metálicos, con el fin de determinar la protección necesaria, como el galvanizado. La **Figura 35** muestra la interacción entre en suelo y el perfil metálico.

### Figura 35

*Cimiento de un seguidor de una central fotovoltaica*



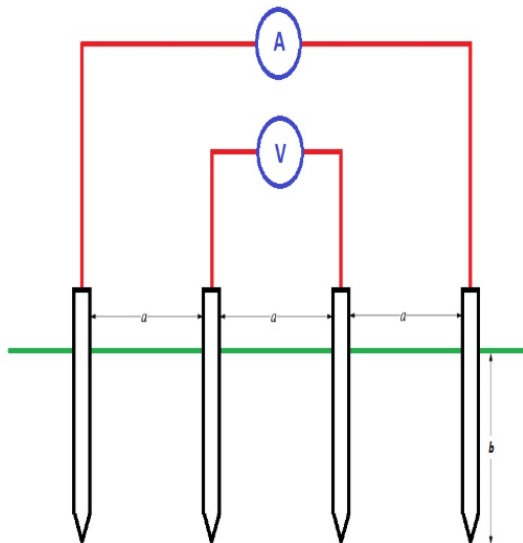
*Nota:* Geotecnia Consultores, 2021

**2.1.12.2 Conductividad térmica-eléctrica.** (Geotecnia Consultores, 2021) Esta no es tan relevante en construcciones tradicionales. Sin embargo, en una central solar fotovoltaica es imprescindible contar con estos parámetros con exactitud, ya que impactan en el diseño y eficiencia de la planta.

**2.1.12.3 Resistencia del terreno.** (Pérez, 2023) El método Wenner para medición de la resistividad eléctrica del terreno es uno de los más utilizados. Este consiste en la instalación de cuatro electrodos en línea recta, separados cierta distancia y enterrados a cierta profundidad, según se parecía en la **Figura 36**. Los electrodos extremos inyectan corriente al terreno, mientras que los interiores miden la tensión.

**Figura 36**

*Configuración de electrodos en el método Wenner*



*Nota: Pérez, 2023*

La finalidad del método es obtener la resistividad del terreno mediante la división de la tensión medida y la corriente inyectada. La Ecuación (6) muestra la forma de cálculo de la resistividad aparente del terreno.

$$\rho = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{2a}{\sqrt{4a^2 + 4b^2}}} = \frac{4\pi a R}{n} \quad (6)$$

Siendo  $\rho$  la resistividad aparente del terreno,  $a$  la separación entre electrodos,  $b$  la profundidad del electrodo y  $R$  la resistencia eléctrica, la cual es la relación de tensión/corriente de los electrodos. En la Tabla 5 se muestra el cálculo del denominador de la Ecuación (6) para distintas relaciones de longitudes de  $a$  y  $b$ .

**Tabla 5**

*Iteraciones de cálculo con distintas relaciones entre longitud de separación entre electrodos y profundidad del electrodo*

a/b	n	2 - n	(2-n)/2 (%)
1	1,187320	0,8127	40,6
2	1,519786	0,4802	24,0
3	1,715417	0,2846	14,2
4	1,818712	0,1813	9,1
5	1,876373	0,1236	6,2
10	1,966124	0,0339	1,7
15	1,984671	0,0153	0,8
20	1,991322	0,0087	0,4
30	1,996125	0,0039	0,2

*Nota: Pérez, 2023*

De la Tabla 5 se puede observar que el denominador de la Ecuación (6) tiende a 2 a medida que esta relación de distancias aumenta. Por tanto, ya con valores de la relación  $a/b$  mayores a 20 se pueden tener aproximaciones aceptables, pudiendo reemplazar la Ecuación (6) con la Ecuación (7) para casos en los que  $a$  es mucho mayor que  $b$ .

$$\rho = 2\pi a R \quad (7)$$

De manera similar, para casos en los que  $b$  es mucho mayor que  $a$ , se puede reemplazar la Ecuación (6) por la Ecuación (8).

$$\rho = 4\pi aR \quad (8)$$

**2.1.12.4 Ensayos de arrancamiento o Pull-Out Test.** (Geotecnia Consultores, 2021) Son utilizados para determinar la resistencia al arrancamiento del cimiento en el terreno. Esto es importante ya que los paneles estarán sometidos a la fuerza de empuje del viento al tener una gran superficie. Otros ensayos que se pueden realizar como parte del Pull-Out Test son los siguientes: ensayo de carga de hundimiento, ensayo de arrancamiento simple, ensayo de arrancamiento lateral y ensayo de hincado. Asimismo, el ensayo de hincado será útil para determinar el sistema constructivo de la cimentación. Entre estos sistemas constructivos se tienen los siguientes: hincado directo, hincado con perforación previa y relleno previo.

**2.1.12.5 Geomorfología, Topografía e Hidrología.** (Geotecnia Consultores, 2021) Ya que las centrales solares fotovoltaicas son de gran tamaño, la caracterización morfológica cobra gran importancia al definir qué zonas cuentan con pendiente favorables. La topografía nos ayuda a identificar en qué zonas hay elevaciones o depresiones considerables que encarecen o imposibilitan la construcción. Finalmente, la hidrología identifica las zonas con deficiencia de drenaje, que puedan ser un problema a futuro durante el mantenimiento de la central.

**2.1.12.6 Obra Civil.** (Geotecnia Consultores, 2021) La construcción de las centrales solares fotovoltaicas requieren del uso constante de vehículos y maquinaria. Por ello, es importante la definición del terreno para la construcción de las vías de servicio por donde transitarán estos vehículos.

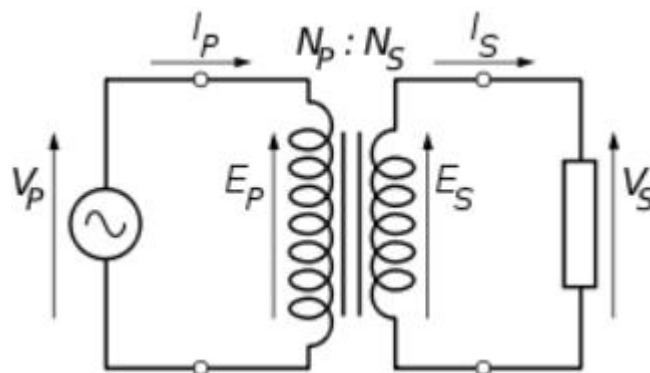
### **2.1.13 Transformadores de Potencia**

(Ingeniería de Subestaciones, 2022) Los transformadores de potencia son el equipo más importante dentro de una subestación eléctrica, tanto para generación, transmisión y distribución. Su función es la de cambiar el nivel de tensión de un circuito a otro

manteniendo la frecuencia. Además, ofrecen unas pérdidas de energía bajas. Por ejemplo, en la generación eléctrica, no podría transportar electricidad a grandes distancias sin un transformador para elevar la tensión, debido a la enorme pérdida energética por la gran intensidad de corriente que se estaría utilizando. Esto no sería práctico y generaría a su vez grandes pérdidas económicas. Al momento de realizar la transformación de tensión eléctrica de un circuito a otro, se genera también una transformación de corriente para poder mantener la potencia. Esta relación de transformación es proporcional y obedece a la Ecuación (9). Asimismo, la Figura 37 ilustra el funcionamiento básico de un transformador de potencia.

**Figura 37**

*Esquema de un transformador de potencia*



*Nota: Ingeniería de Subestaciones, 2022*

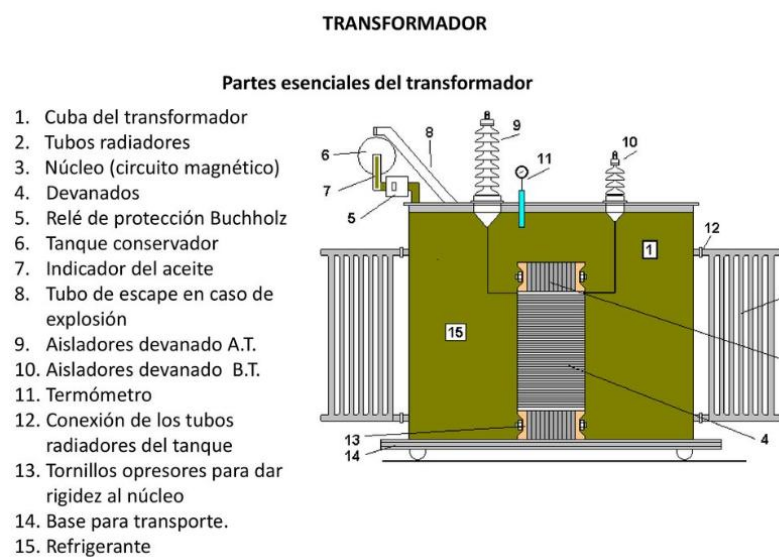
$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{I_s}{I_p} = \frac{N_p}{N_s} \quad (9)$$

Principalmente, los transformadores constan de tres partes: el devanado primario, el devanado secundario y el núcleo. Los dos primeros componentes sirven como entrada y salida del transformador respectivamente, mientras que el núcleo tiene la función de mantener la conexión magnética entre ambos. Por otro lado, el funcionamiento de un transformador genera calor, por lo que se hace necesario incluir elementos de refrigeración

para mantener un rendimiento adecuado. Se pueden utilizar radiadores, ventiladores o bombas con aceite. Además, en el caso de los transformadores de alta tensión, se requiere que estén sumergidos en un aislante eléctrico. Uno de los más populares son el aceite mineral derivado del petróleo. La Figura 38 ilustra los principales componentes de un transformador.

**Figura 38**

*Principales componentes de un transformador*



*Nota:* Ingeniería de Subestaciones, 2022

### 2.1.13.1 **Cambiador de taps de un transformador.** (Ingeniería de Subestaciones, 2022)

Un transformador tradicional es estático, por lo que solo ofrece una relación de transformación. Por lo tanto, para poder regular la tensión se tiene un componente llamado cambiador de tomas o de taps. Este permite poder regular la relación de transformación mientras mantiene un aislamiento eléctrico de los dos circuitos. Se logra mediante el cambio de la posición en donde se conecta el circuito a las espiras.

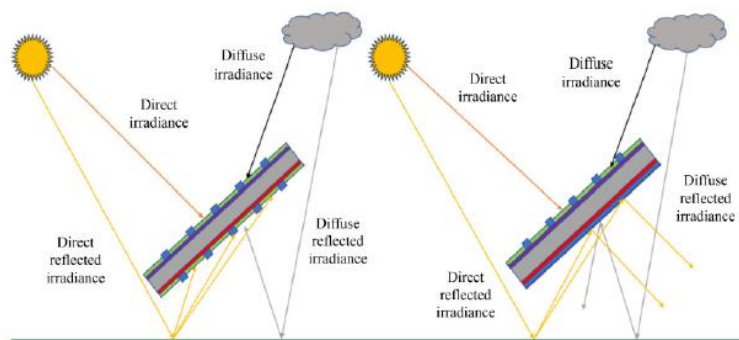
**2.1.13.2 Mantenimiento.** (Ingeniería de Subestaciones, 2022) Los transformadores con una larga durabilidad si cuentan con un tratamiento y mantenimiento adecuados. Al ser un equipo de gran importancia en una subestación, una falla crítica incapacita el sistema eléctrico, además de que su reemplazo no es rápido. Para su mantenimiento, usualmente se realizan los siguientes ensayos y verificaciones: relación de transformación, corriente de excitación, índice de polarización, resistencia del aislamiento, la tangente de delta, resistencia del devanado, impedancia de cortocircuito. Un correcto mantenimiento permite ahorro de tiempo y dinero, además de un funcionamiento seguro y continuo.

#### 2.1.14 Módulos solares bifaciales

(Garrod y Ghosh, 2023) Los módulos fotovoltaicos bifaciales son una alternativa prometedora a los módulos fotovoltaicos convencionales, ya que aprovechan la energía solar tanto por el frente y por detrás del módulo, permitiendo una mayor producción energética por área. La Figura 39 muestra la comparación entre el funcionamiento de un módulo solar convencional y uno bifacial. Los módulos solares bifaciales pueden ofrecer una potencia adicional de 25% a 30%.

**Figura 39**

*Diferencia entre el funcionamiento de los módulos solares convencionales y los bifaciales.*



*Nota:* Garrod y Ghosh, 2023

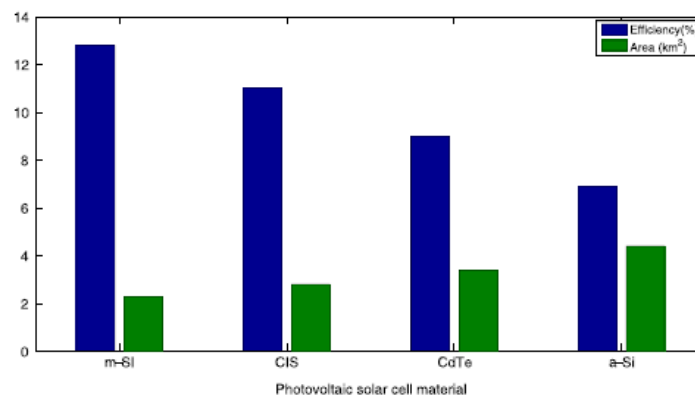
En los módulos solares convencionales, se deben tener en cuenta principalmente la temperatura y la irradiancia solar. Sin embargo, con los módulos solares bifaciales se debe considerar también la altura del módulo sobre el suelo, el ángulo de inclinación del módulo y el albedo (nivel de reflexión del terreno). El Albedo debe ser el mayor posible para poder obtener una mayor producción energética.

### 2.1.15 Centrales solares fotovoltaicas

(Cabrera-Tobar et al., 2016) Los componentes de una central solar fotovoltaica de gran escala tienen tres funciones: convertir la energía solar en electricidad, conectar la central con la red y asegurar un funcionamiento adecuado. Los principales componentes de la central son los módulos, los inversores y los transformadores. La eficiencia de los módulos solares afecta grandemente a la dimensión de la central ya que, al tener módulos menos eficientes, se requeriría más área para alcanzar la misma potencia. Esto además aumenta el costo de instalación, transporte y montaje. La Figura 40 muestra que los módulos más eficientes son los módulos solares de silicio monocristalino. A su vez, el área ocupada es la menor.

**Figura 40**

*Eficiencia y área ocupada por distintos materiales de módulos solares en una central solar fotovoltaica.*

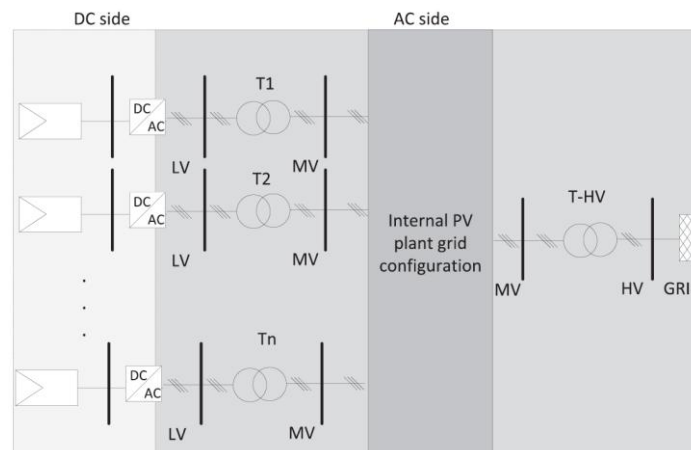


*Nota:* Cabrera-Tobar et al., 2016

En el caso de los inversores, estos deben superar problemáticas como la necesidad de un seguidor del punto de máxima potencia para cualquier radiación y temperatura. Esto debido a la no linealidad de la relación de voltaje y corriente en los módulos. Además, las características de operación de los inversores y la calidad de la energía deben ser diseñadas para cumplir con la regulación local. En el caso de los transformadores de potencia, se tienen dos tipos: el que transforma la tensión desde el nivel de salida de los inversores hasta un nivel de tensión entre 13.8kV y 46kV, y el que provee aislamiento de la red y que aumenta aún más el nivel de tensión de la central solar. En la Figura 41 se muestra un esquema de una central solar fotovoltaica, pudiéndose apreciar los dos tipos de transformadores antes mencionados.

**Figura 41**

*Ubicación de los transformadores de potencia en una central solar fotovoltaica.*



*Nota:* Cabrera-Tobar et al., 2016

Si los inversores tienen una potencia mayor a 500kW, es usual utilizar un transformador de tres devanados. Todos los transformadores deben ser seleccionados tomando en cuenta la potencia, la eficiencia y el costo. Este podría convertirse en un cuello de botella si su potencia nominal es menor que la potencia de operación de la central solar. Por otro lado, si la potencia nominal del transformador es mucho mayor, se podrían generar inestabilidades que afecten el funcionamiento de la central.

### 2.1.16 Valor presente

**2.1.16.1 Valor futuro.** (Virreira Avila, 2020) Es la cantidad de un monto de dinero expresado en un periodo futuro, tomando en cuenta el costo de oportunidad. Se interpreta como el monto de dinero que estamos dispuestos a recibir en un futuro por renunciar a un monto de dinero ahora. Esto significa el valor futuro de una suma de dinero dada una tasa de descuento. La Ecuación (10) muestra cómo calcular el valor futuro.

$$VF_{t=n} = C_i \times (1 + r)^n \quad (10)$$

Siendo  $C_i$  el flujo en caja en  $t = i$ ,  $r$  la tasa de descuento para el periodo considerado y  $n$  la cantidad de periodos entre  $i$  y  $n$ . Por lo general, las tasas de descuento se expresan en periodos anuales. Sin embargo, es importante verificar que esta corresponda al tipo de periodo considerado, por ejemplo, si es anual, bianual, semestral, trimestral o mensual, entre otros.

**2.1.16.2 Valor presente o valor actual.** (Virreira Avila, 2020) Corresponde al monto de dinero en el periodo cero u otro, considerando el costo de oportunidad. Este se expresa como una tasa porcentual y se denomina tasa de descuento. El valor presente de un monto de dinero a ser recibido en el futuro o valor futuro equivale al monto que se estaría dispuesto a recibir hoy dada una tasa de descuento. Se interpreta como la suma de dinero que estamos dispuestos a recibir hoy a cambio de renunciar a cierta cantidad de dinero en el futuro. La Ecuación (11) muestra cómo calcular el valor presente.

$$VP = \frac{C_n}{(1 + r)^n} \quad (11)$$

Siendo  $C_n$  el flujo de caja en  $t = n$ ,  $r$  la tasa de descuento para el periodo considerado y  $n$  la cantidad de periodos. La técnica más utilizada para la evaluación de

decisiones de inversión es calcular todos los flujos de caja como valor presente y no en valores futuros. Con esto, se calcula en dinero todo lo que se recibirá en el futuro y se compara con lo que se debe invertir. Si el valor presente es mayor a la inversión, se debe realizar la inversión.

### **2.1.17 Indicadores financieros**

(Virreira Avila, 2020) La proyección del flujo de fondos del proyecto y el cálculo de indicadores de factibilidad financiera son claves para una correcta evaluación financiera.

**2.1.17.1 Valor Actual Neto.** (Virreira Avila, 2020) Se refiere a la diferencia entre el valor presente de los flujos del proyecto y la inversión necesaria. Este indicador mide el beneficio económico dado un flujo de caja y una tasa de descuento. La Ecuación (12) muestra cómo calcular el Valor Actual Neto o VAN.

$$VAN = -I_0 + \frac{FCN}{(1+r)} + \frac{FCN}{(1+r)^2} + \frac{FCN}{(1+r)^3} + \dots + \frac{FCN}{(1+r)^n} \quad (12)$$

Donde  $I_0$  es la inversión inicial,  $FCN$  es el Flujo de Caja Neto,  $r$  es la tasa de descuento y  $n$  es la cantidad de periodos. Si el VAN es mayor a cero, significa que el proyecto es factible, ya que la rentabilidad generada por el proyecto es mayor a la rentabilidad requerida. Si el VAN es menor que cero, significa que el proyecto no es factible, ya que la rentabilidad generada por el proyecto es menor a la rentabilidad requerida. Si el VAN es igual que cero, significa que el proyecto se encuentra en el punto mínimo de aceptación, que la rentabilidad generada es menor a la requerida. El VAN representa el valor económico añadido al requerido por los inversionistas.

**2.1.17.2 Tasa Interna de Retorno.** (Virreira Avila, 2020) La Tasa Interna de Retorno o TIR es la tasa de descuento que hace que el VAN del proyecto sea cero. Para hallarlo, se debe igualar el VAN a cero en la Ecuación (12)(12), obteniendo la Ecuación (13) para poder calcular la TIR.

$$0 = -I_0 + \frac{FCN}{(1 + TIR)} + \frac{FCN}{(1 + TIR)^2} + \frac{FCN}{(1 + TIR)^3} + \dots + \frac{FCN}{(1 + TIR)^n} \quad (13)$$

De la Ecuación (13) se puede decir que no es posible despejar la TIR, por lo que para su cálculo se debe utilizar algún método iterativo. Si la TIR es mayor a la tasa de descuento  $r$  significa que el proyecto es viable, ya que la rentabilidad generada es mayor a la requerida. Si la TIR es menor que la tasa de descuento  $r$  significa que el proyecto no es viable, ya que la rentabilidad generada es menor a la requerida. Si la TIR es igual a la tasa de descuento  $r$  significa que el proyecto está en el nivel mínimo de aceptación, ya que la rentabilidad generada es igual a la requerida. Mientras que el VAN nos dice cuál es el valor económico agregado al proyecto, la TIR nos indica la rentabilidad aproximada del proyecto.

**2.1.17.3 Periodo de Recuperación de la Inversión.** (Virreira Avila, 2020) Mide el periodo en el cual se recupera la inversión. Se alcanza cuando los ingresos generados por el proyecto, luego de restada la rentabilidad requerida, amortizan completamente la inversión inicial.

### **2.1.18 Costo nivelado de energía**

(Aldersey-Williams & Rubert, 2019) El costo nivelado de energía o LCOE por sus siglas en inglés, *Levelized Cost of Energy*, es ampliamente utilizado como una medida comparativa entre alternativas de fuentes de energía, proyectos y tecnologías. El LCOE provee la indicación del costo unitario de energía para toda la vida útil del proyecto, incluyendo costos de inversión, operación y financiamiento. Uno de los métodos principales

para calcular el LCOE es el brindado por el Departamento de Estrategia de Negocios, de Energía e Industrial (BEIS). La Ecuación (14) describe esta forma de cálculo del LCOE.

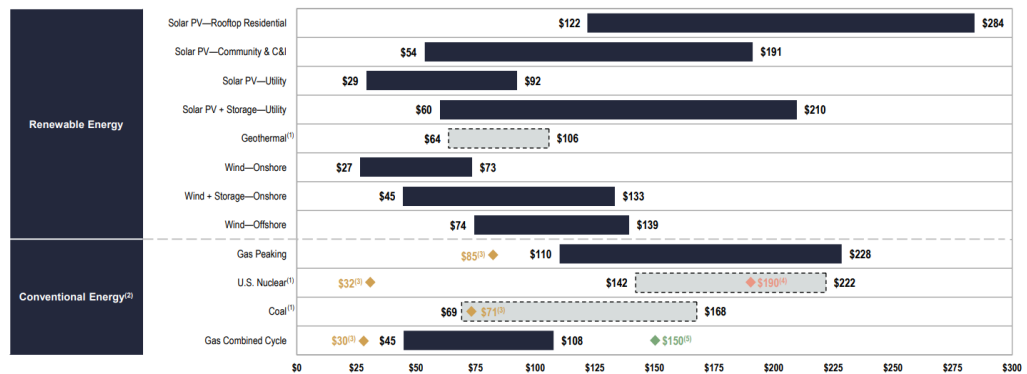
$$LCOE_{BEIS} = \frac{NPV_{Costs}}{NPE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t + O_t + V_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (14)$$

Siendo  $C_t$  el costo de inversión en el periodo  $t$ ,  $O_t$  el costo de operación fijo en el periodo  $t$ ,  $V_t$  el costo de operación variable en el periodo  $t$ ,  $E_t$  la energía generada en el periodo  $t$ ,  $r$  la tasa de descuento del proyecto y  $n$  el periodo final de operación de la central. En esencia, este cálculo del LCOE divide los costos en valor presente, representados por  $NPV_{Costs}$  en la Ecuación (14), entre la producción de energía en valor presente, representada por  $NPE$  en la Ecuación (14); para obtener un costo por unidad de energía producida.

**2.1.18.1 Lazard.** (Lazard, 2024) El análisis de LCOE realizado por Lazard permite la comparación de varias tecnologías en dólares americanos (USD) por Mega Watt-hora (MWh) para varias tecnologías de generación, incluyendo sensibilidades como subsidios, precios de combustible, carbón y financiamiento. La Figura 42 muestra los LCOE para distintas fuentes de energía. Para el caso de las Centrales Solares Fotovoltaicas, el LCOE debería encontrarse entre los 29USD/MWh y los 92 USD/MWh.

**Figura 42**

*Comparación de LCOE*



*Nota: Lazard, 2024*

## 2.2 Marco conceptual

**MV:** Medium Voltage – Media tensión

**HV:** High Voltage – Alta tensión

**PoT:** Pull-Out Test – Ensayo de tracción

**LiDAR:** Light Detection and Ranging - Detección y medición de distancias por luz

**GTI:** Global Total Irradiance – Irradiancia Global Total

**GHI:** Global Horizontal Irradiance – Irradiancia Global Horizontal

**ITS:** Inverter Transformer Station – Estación de Inversión y Transformación

**CS:** Central Solar

**DME:** Depósito de Material Excedente

**LCOE:** Levelized Cost of Energy – Costo nivelado de energía

**VP:** Valor Presente

**CAPEX:** Capital Expenditures – Costo de Inversión

**OPEX:** Operational Expenditures – Costo de Operación

**SCADA:** Supervisory Control And Data Acquisition – Control Supervisor y Adquisición de Datos

**SE:** Subestación

**SEIN:** Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

**COES:** Comité de operación económica del sistema interconectado nacional

**OSINERGMIN:** Organismo supervisor de la inversión en energía y Minería

**MINEM:** Ministerio de Energía y Minas

**DGE:** Dirección General de Electricidad

**EPO:** Estudio de Pre-Operatividad

**CDG:** Concesión Definitiva de Generación

**CDT:** Concesión Definitiva de Transmisión

## CAPÍTULO III. DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

### 3.1 Información de la CS Intipampa

La CS Intipampa tuvo su puesta en operación comercial en el año 2018. Por tanto, el titular de dicha central cuenta con información técnica previa que será útil para el estudio de la expansión de esta central. Entre esta información, se tienen los datos de medición de recurso, la evaluación geológica y la evaluación geotécnica.

#### 3.1.1 *Medición del Recurso Solar*

La estación de medición instalada en la CS Intipampa cuenta con medición de data solar desde su instalación en marzo de 2021, siendo esta de 42 meses, equivalentes a 3 años y 6 meses. En la Figura 43 se muestra una imagen de la estación de medición.

#### **Figura 43**

*Estación de Medición en la CS Intipampa*

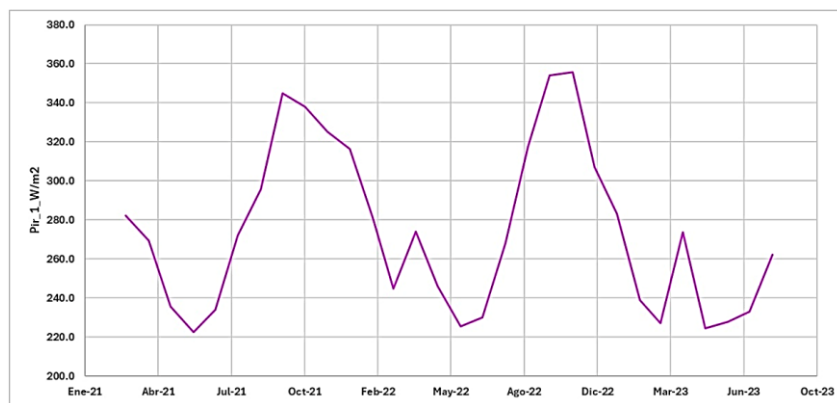


*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

El mástil de la estación de medición tiene un mástil de 4m de altura y puede enviar datos de medición a través de un sistema satelital. La Figura 44 muestra el promedio mensual de radiación solar. Se puede notar que la menor radiación está en los meses de abril y agosto. Además, se puede establecer una radiación máxima de casi 360 W/m<sup>2</sup> y una radiación mínima de un poco más de 220 W/m<sup>2</sup>

#### Figura 44

*Promedio mensual de radiación*

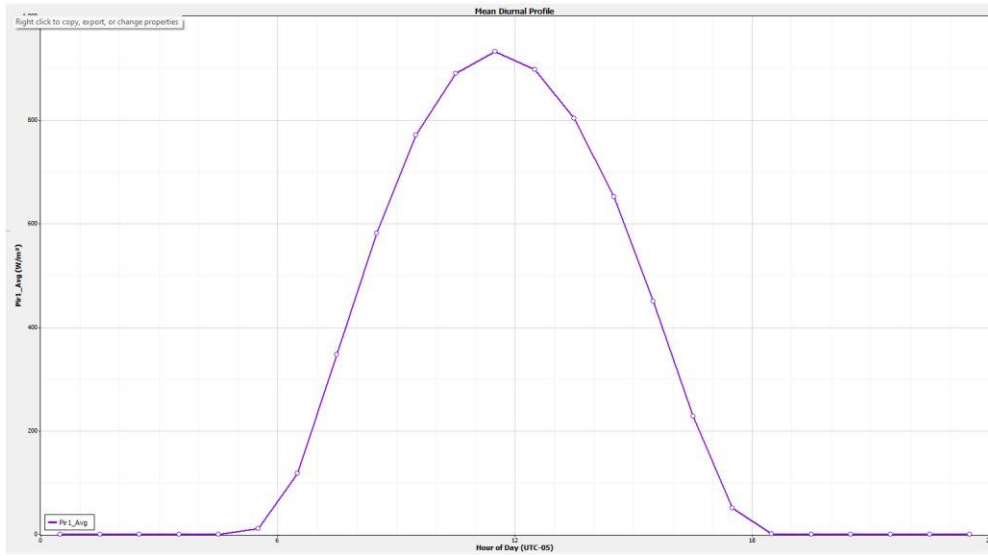


*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

Por otro lado, se tiene la radiación diurna promedio del sitio, la cual se muestra en la Figura 45. Se puede observar que la radiación se presenta en mayor parte entre las 8:00 horas y las 17:00 horas, además de que esta radiación alcanza un máximo de aproximadamente 900 W/m<sup>2</sup> a las 12:00 horas.

**Figura 45**

*Promedio de Radiación*

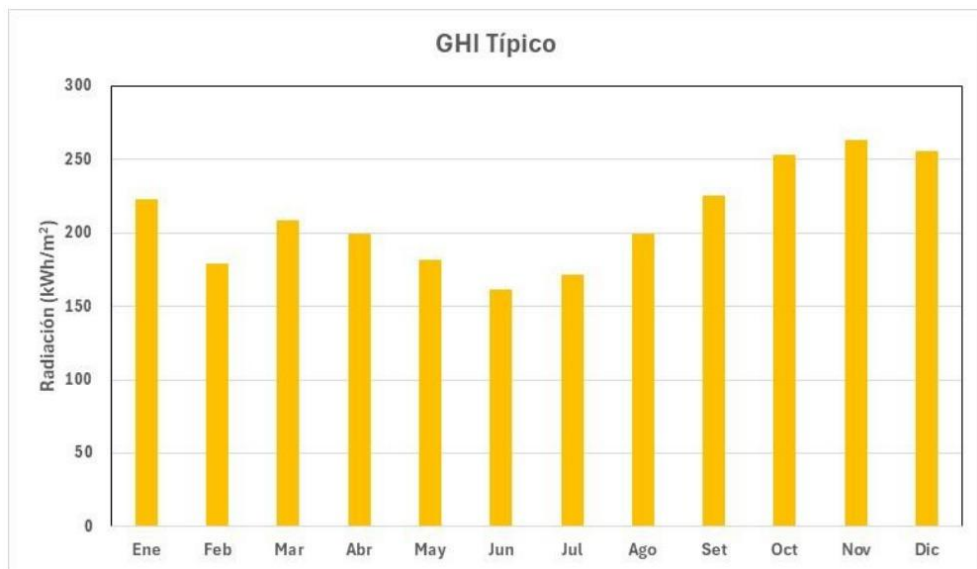


*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

Con los datos y estadísticas obtenidas, se puede hacer una correlación entre estos datos y los datos de largo plazo de fuentes externas. Esto permite obtener una radiación solar típica para la zona, la cual se muestra en la Figura 46.

**Figura 46**

*Radiación solar típica para la zona de la CS Intipampa.*



*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

Estos datos de radiación solar permitirán, más adelante, estimar la producción solar de la configuración de la expansión de la CS Intipampa.

### **3.1.2 Evaluación Geológica**

Esta evaluación establece que la zona de la CS Intipampa se encuentra en una zona con morfología plana con elevaciones hasta de 2070 a 2140 msnm. La zona es típicamente árida, sin vegetación y con escasez de agua y lluvias. Además, existen bancos de gravas con relleno de arena gruesa y limos, con inclusiones de bolonería en abundancia. La Figura 47 muestra la bolonería presente en la zona.

#### **Figura 47**

*Bolonería presente en la zona de la CS Intipampa*



*Nota: Merello, L. (2024). Bolonería presente en la zona de la CS Intipampa [Fotografía]. Archivo personal.*

No se han evidenciado aguas subterráneas, con suelo árido y seco con precipitaciones escasas. La zona de la CS Intipampa corresponde a formación Moquegua, depósitos cuaternarios, depósitos fluvio-aluviales y depósitos coluviales.

### 3.1.3 Evaluación Geotécnica

La evaluación geotécnica se realizó en el año 2016. Se realizaron cuatro calicatas de 3 metros de profundidad, cuatro perforaciones con diamantina de 6m de profundidad y diez ensayos de tomografía eléctrica que alcanzaron una profundidad promedio de 15m. En la Figura 48 se muestra una fotografía de la Máquina perforadora rotativa utilizada para esta excavación de las cuatro perforaciones. Luego de realizadas las perforaciones, las muestras extraídas se llevan a laboratorio para la realización de pruebas correspondientes.

#### Figura 48

*Máquina perforadora rotativa modelo DIAMOND 1000*

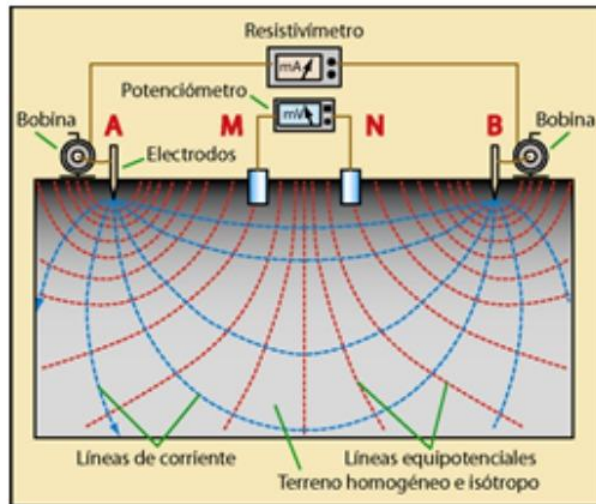


*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

Asimismo, la realización de ensayos de tomografía eléctrica se hace mediante la inyección de corriente en el terreno, según se describe en la Figura 49.

**Figura 49**

*Esquema básico del modelo de resistividad utilizado*

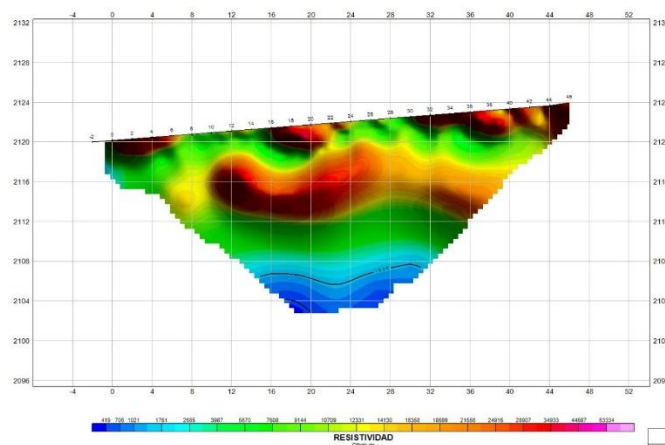


*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

Una vez realizadas las mediciones de campo, se calcula la resistividad aparente del terreno por secciones. Posteriormente, con una corrección topográfica, se obtiene la resistividad verdadera. La Figura 50 muestra la resistividad de terreno obtenida para una sección del terreno.

**Figura 50**

*Modelo de resistividad de terreno*



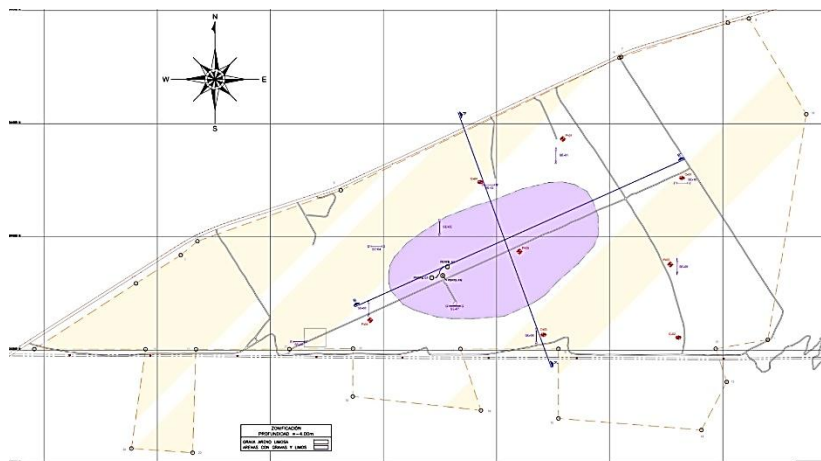
*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

Los ensayos realizados permitieron la identificación de la zonificación geotécnica de la zona de la CS Intipampa en (i) Zona Noreste, (ii) Zona Media y (iii) Zona Suroeste. La

Zona Noreste, en su capa más superficial, está conformada por suelos limos arenosos, con poca humedad, de consistencia media a blanda y con presencia de bolonería. En capas de entre 1 a 2 metros de profundidad, se tienen posibles bolsones de arena con grava y finos. A más profundidad de 15 metros, se estima un aumento de materiales finos sin presencia de nivel freático. La Zona Media también posee, en su capa más superficial, un estrato de suelo conformado por limos arenosos, con poca humedad, de consistencia blanda a media y con presencia de bolonería de aproximadamente 20% con respecto a volumen de material global. A partir de un metro de profundidad, se puede presenciar una disminución de gravas, siendo el terreno cada vez más fino. Por último, la Zona Suroeste es similar a las anteriores, con la diferencia de tener menor presencia de bolonería en las capas más profundas. La Figura 51 muestra la distribución de estas zonas.

### Figura 51

*Distribución de material en la zona de la CS Intipampa.*



*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

En cuanto a la corrosión que presenta el suelo, su corrosividad se puede caracterizar mediante dos métodos: la severidad por un solo parámetro y las escalas numéricas de corrosividad. El primer método se basa en la resistividad del suelo. Sin embargo, la corrosión nunca se debe a una propiedad aislada, sino que se debe considerar el pH, la humedad y el potencial Redox, por lo que se emplea el segundo método para asignar escalas numéricas según las propiedades del suelo. La Tabla 6 muestra la

asignación de puntos, mientras que la Tabla 7 nos indica el nivel de corrosividad del terreno.

**Tabla 6**

*Asignación de puntos según la American Water Works Association (Standard AWWA C-105)*

Parámetros del suelo	Asignación de puntos
<b>Resistividad (<math>\Omega cm</math>)</b>	
< 700	10
700-1000	8
1000-1200	5
1200-1500	2
1500-2000	1
>2000	0
<b>pH</b>	
0-2	5
2-4	3
4-6.5	0
6.5-7.5	0
7.5-8.5	0
>8.5	3
<b>Potencial redox (mV)</b>	
>100	0
50-100	3.5
0-50	4
<0	5
<b>Humedad</b>	
Siempre húmedo	2
Generalmente húmedo	1
Generalmente seco	0

*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

**Tabla 7**

*Categorías de corrosividad según la American Water Works Association (Standard AWWA C-105)*

Suma de puntos (s)	Agresividad
$10 \leq s$	Muy corrosivo
$8 \leq s \leq 10$	Corrosivo
$5 \leq s \leq 8$	Moderado
$2 \leq s \leq 5$	Poco corrosivo
$0 \leq s \leq 2$	Muy poco corrosivo

*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

Según este estándar, el suelo de la zona de la CS Intipampa corresponde a un suelo muy poco corrosivo. Con respecto a la corrosión que ocasiona el suelo sobre el

concreto y las estructuras de acero de refuerzo, los principales agentes responsables de esta corrosión son los sulfatos y cloruros, por su acción química. La Tabla 8 muestra las concentraciones de estos compuestos que son nocivas.

**Tabla 8**

*Elementos Químicos Nocivos para cimentaciones*

Presencia en el suelo de:	p.p.m.	Grado de Alteración	Observaciones
SULFATOS*	0 - 1000 1000 - 2000 2000 - 20,000 > 20,000	Leve Moderado Severo Muy severo	Ocasiona un ataque químico al concreto de la cimentación.
CLORUROS*	> 6000	Perjudicial	Ocasiona problemas de corrosión de armaduras o elementos metálicos.
SALES SOLUBLES TOTALES**	> 15,000	Perjudicial	Ocasiona problemas de pérdida de resistencia mecánica por problema de lixiviación.

*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

Para la zona de la CS Intipampa, las cantidades de cloruros, de sulfatos y de sales solubles se encuentran por debajo de los límites permitidos. El grado de alteración es, por tanto, despreciable.

### 3.2 Estudios realizados para la Expansión de la CS Intipampa

A pesar de la existencia previa de información sobre la zona de la CS Intipampa, es necesaria la realización de estudios específicos para asegurar un buen diseño de la expansión en las zonas requeridas para complementar la información previa. Dentro de los estudios considerados, se tiene el estudio topográfico, el estudio topográfico, el estudio eléctrico y el PoT.

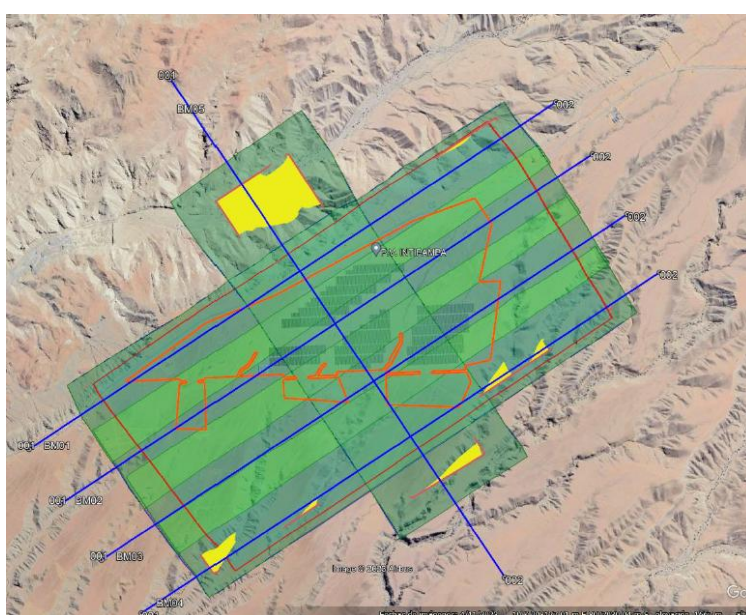
#### 3.2.1 Estudio topográfico

El estudio topográfico para la expansión de la CS Intipampa consiste en un levantamiento LiDAR fotogramétrico, combinando dos de los métodos más utilizados para levantamientos topográficos. El resultado del estudio topográfico será la cartografía digital básica, el modelo digital del terreno y ortofotos escala con un pixel de 10cm. El

equipamiento necesario para la realización del levantamiento consiste en (i) una aeronave, (ii) un sensor LiDAR con capacidad de 500,000 disparos por segundo, (iii) un sensor de toma de imágenes fotogramétricas, (iv) cuatro estaciones LiDAR y (v) tres estaciones de edición cartográfica. En la Figura 52 se muestra un ejemplo de plan de vuelo para levantamiento LiDAR fotogramétrico.

## Figura 52

*Ejemplo de plan de vuelo para levantamiento LiDAR fotogramétrico*

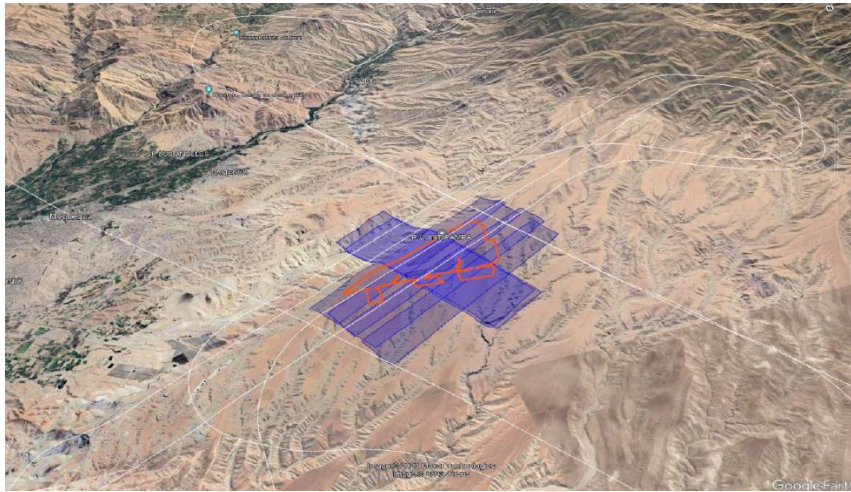


*Nota: ENGIE Energía Perú S.A., 2024*

El vuelo se realiza entre una altura de 1,300 m a 1,600 m en promedio, lo que no ocasiona disturbios visuales o sonoros en la zona del vuelo. Con respecto al sensor LiDAR, se realizan previamente vuelos de calibración, en una dirección, en la dirección opuesta y en dirección perpendicular. Con ello, se logran obtener parámetros de corrección para el procesamiento de información. Posteriormente, se realizan los vuelos en horas con buena geometría de satélite y buenas condiciones climáticas. En la Figura 53 se describe la cobertura de los vuelos.

### Figura 53

#### Cobertura del levantamiento topográfico

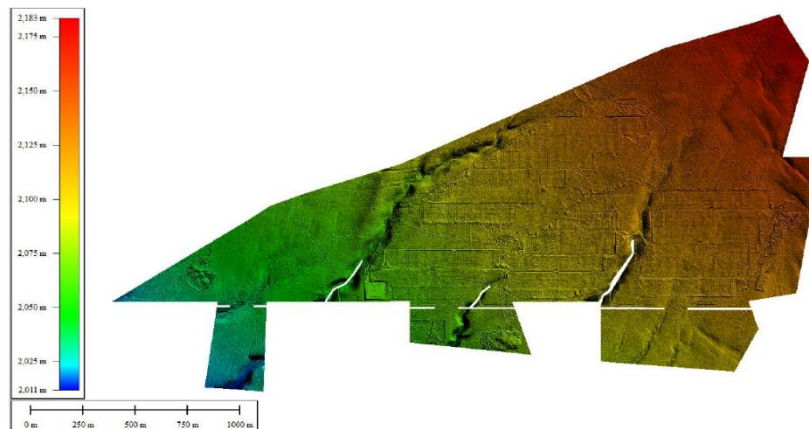


Nota: ENGIE Energía Perú S.A., 2024

Realizados los vuelos, se debe procesar la información obtenida. Los datos obtenidos del LiDAR deben ser calibrados y se debe generar una nube de puntos para edición. Posteriormente se procede a realizar la aerotriangulación, la cual consiste en la determinación de puntos de apoyo y de mediciones de las imágenes. Con esto se logra un ajuste vertical y horizontal de las imágenes. Seguidamente, se realiza la edición LIDAR, con la cual se obtienen las curvas de nivel. En la Figura 54 se presenta el modelo digital del terreno.

### Figura 54

#### Modelo digital del terreno

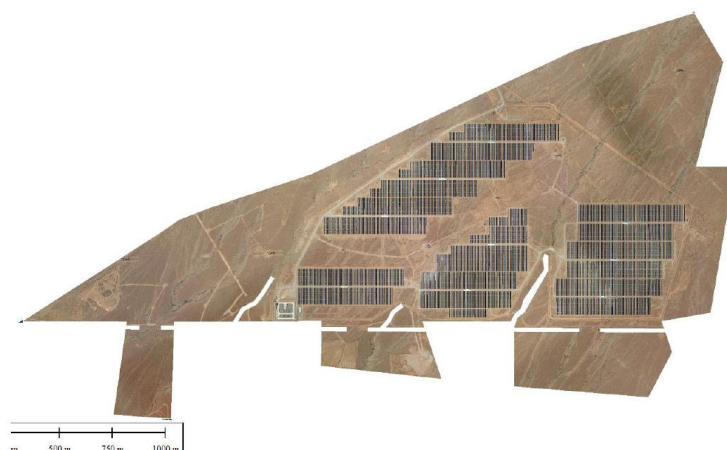


Nota: ENGIE Energía Perú S.A., 2024

Para la generación de ortofotos, se debe unir cada fotograma previamente rectificado para crear una imagen continua y garantizar la perfecta unión de cada ortofoto. Se pone especial énfasis en evitar traslapes y elementos repetidos. La Figura 55 muestra la ortofoto a color de la zona de la CS Intipampa y su expansión.

### **Figura 55**

*Ortofoto a color RGB de la zona de la CS Intipampa y su expansión*



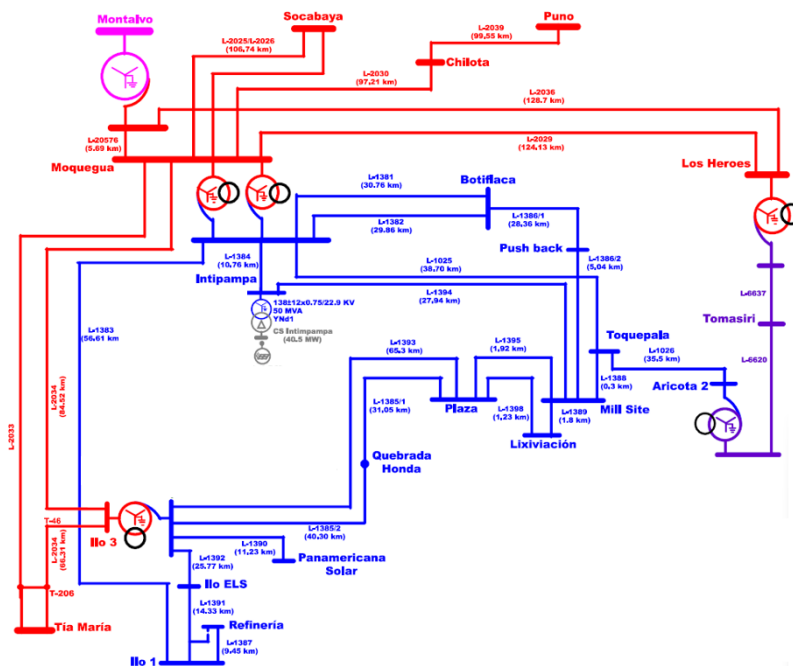
*Nota: ENGIE Energía Perú S.A., 2024*

### **3.2.2 Estudio eléctrico preliminar**

La finalidad de este estudio es analizar la operatividad del SEIN ante el ingreso de la expansión de la CS Intipampa. Actualmente, la CS Intipampa tienen una capacidad nominal de 40 MW y se conecta al SEIN mediante la SE Intipampa, la cual tiene un nivel de tensión de 138kV. Asimismo, esta subestación realiza una derivación a la línea de transmisión que va desde la subestación Moquegua hacia la subestación Mill Site. La Figura 56 muestra el diagrama unifilar del SEIN para la CS Intipampa.

**Figura 56**

*Diagrama Unifilar de la interconexión de la CS Intipampa*



Nota: ENGIE Energía Perú S.A., 2024

Para realizar el análisis eléctrico de la expansión de la CS Intipampa, será necesario utilizar el modelo del SEIN del 2024 al 2034 para la realización del EPO, publicado por el COES. De este archivo se obtienen los escenarios hidrológicos de avenida y estiaje del SEIN, en condiciones de máxima, media y mínima demanda. Sin embargo, al ser una central solar, solo se considerarán escenarios de media demanda, los cuales corresponden a las horas en las que la central solar genera energía eléctrica. Además, se considerarán los periodos de estiaje y avenida del primer año y del tercer año de operación de la expansión de la central, dependiendo de su fecha de POC. Esto según requerimiento del COES para obtención del EPO.

### 3.2.3 *Ensayo de PoT*

El ensayo de PoT para la expansión de la CS Intipampa consiste en 28 puntos, utilizando 3 distintos tipos de perfiles de acero y realizando ensayos de carga lateral y de

carga de tracción vertical en algunos de estos puntos. Además, se realizará una pre-perforación con diámetro menor a la diagonal del perfil. La Figura 57 muestra la distribución de los puntos de ensayos de PoT.

### Figura 57

*Ubicación de ensayos de PoT*



*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

Para la ejecución de los ensayos, se realiza primero la pre-perforación, con profundidades de hasta 2m. Durante esta etapa, se observaron derrumbes en la capa superior de terreno de las 28 ubicaciones, acumulando material suelto en el fondo del agujero. Esto significa que la profundidad de la pre-perforación sería menor a la indicada. Posteriormente, se realiza el hincado de los perfiles de acero. Este se realiza a velocidad constante y tomando el tiempo que toma en alcanzar la profundidad del agujero. Del total, 4 posiciones no alcanzaron a realizarse por completo, ya que superaron el tiempo esperado para el hincado. Finalmente, se realizan los ensayos de carga lateral y de tracción vertical con la ayuda de un dinamómetro para medir la fuerza ejercida. Ambos ensayos se realizan con un aumento progresivo de la carga, hasta alcanzar el 200% de la carga de servicio. Como resultado, se tiene que los perfiles no muestran una deformación significativa tanto

para fuerza laterales como de tracción. Por tanto, la pre-perforación con hincado son una buena opción para la carga de servicio.

### **3.3 Diseño de la central solar**

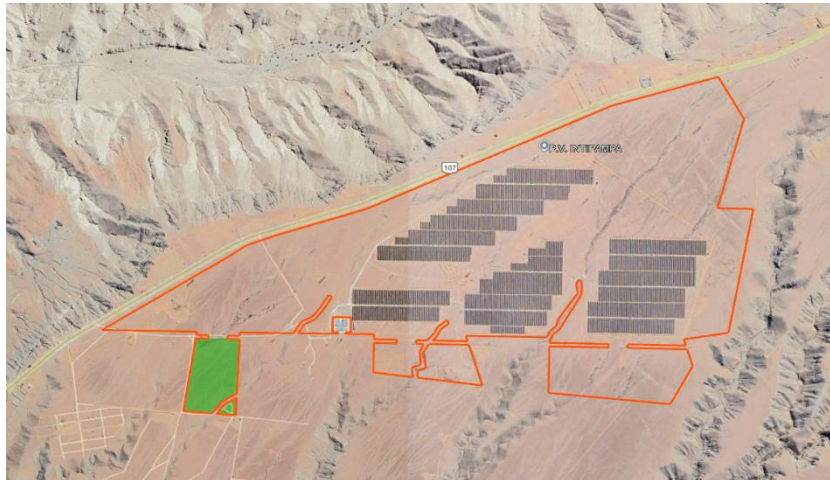
#### **3.3.1 Espacio disponible y restricciones**

Para poder definir correctamente el área disponible para emplazamiento de los módulos fotovoltaicos y equipamiento necesario para el funcionamiento de la expansión de la CS Intipampa, se deben revisar los siguientes aspectos: (i) Espacio disponible según permisos, (ii) restricciones por derechos de terceros y (iii) restricciones por terreno.

**3.3.1.1 Espacio establecido por permisos.** Para definir el espacio a utilizar, es requerimiento utilizar el área correspondiente a la Concesión Definitiva para Desarrollar la Actividad de Generación de Energía Eléctrica con Recursos Energéticos Renovables otorgada a favor de ENGIE para la CS Intipampa mediante la Resolución Ministerial N°312-2017-MEM/DM. Además, debido a compromisos ambientales, dentro de esta concesión existe un área que está destinada a la reubicación y conservación de flora. Por este motivo, esta área no puede ser utilizada para la instalación de equipos. Tanto el área de concesión de la CS Intipampa como el área destinada a conservación de flora se muestran en la Figura 58. Además, tampoco se pueden alterar ni modificar los equipos principales de la CS Intipampa.

**Figura 58**

Área de concesión de la CS Intipampa, indicando zona de reserva de flora (en color verde)



Nota: ENGIE Energía Perú S.A., 2024

**3.3.1.2 Restricciones por derechos de terceros.** En el área de la CS Intipampa, se encuentra también una línea de transmisión. Esta es la LT Moquegua-Papujune con un nivel de tensión de 220kV. La ubicación actual de los módulos fotovoltaicos de la CS Intipampa respetan esta servidumbre, según se aprecia en la **Figura 59**. Además, se debe tener en cuenta cierta separación adicional para evitar sombras de la LT hacia los módulos fotovoltaicos.

**Figura 59**

Línea de transmisión S.E. Moquegua – S.E. Papujune (en color azul)

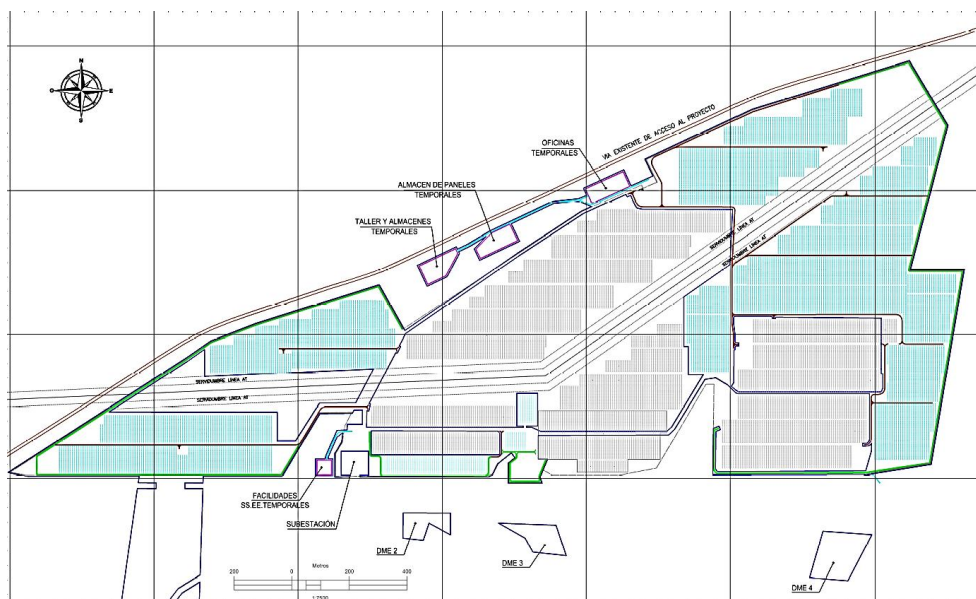


Nota: Superintendencia Nacional de los Registros Públicos, 2024

**3.3.1.3 Restricciones por terreno.** Del levantamiento topográfico realizado y según el resultado mostrado en la **Figura 54**, se puede apreciar un terreno que aumenta su altura a medida que se dirige al lado este. Sin embargo, este aumento de altura es predominantemente regular y no requiere de grandes cantidades de corte y relleno de terreno. Por otro lado, se aprecia que el terreno cuenta con presencia de quebradas, las cuales no deben ser alteradas para no modificar el curso natural del agua. Finalmente, y luego de evaluadas las restricciones, las áreas disponibles para ubicar paneles y demás componentes constructivos se muestran en la **Figura 60**.

**Figura 60**

*Espacio disponible para instalación de módulos fotovoltaicos y otros componentes*



*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

Las áreas celestes serían las disponibles para la instalación de módulos fotovoltaicos. Además, las áreas de complicada instalación son utilizadas para implementar componentes temporales para la construcción. Estos son: las oficinas temporales, el almacén de módulos fotovoltaicos, el taller y almacén, las facilidades temporales de la subestación y los DME. Estos componentes serán utilizados solo durante la fase

constructiva, a excepción de los DME, los cuales son utilizados para el acopio del material excedente producto de los movimientos de tierras.

### 3.3.2 Selección de componentes de la expansión de la central solar

Al ser la CS Intipampa una central solar operativa, al estar la zona disponible para la expansión de la misma tan cerca y al compartir tantos elementos como la subestación, caminos internos y cerco perimétrico, entre otros; la solución a adaptar debe ser similar por facilidades de operación y mantenimiento tanto de la CS Intipampa como de la expansión. Para los ITS se utilizará una solución centralizada y para los seguidores solares se utilizará una solución de eje simple. Por otro lado, los módulos fotovoltaicos serán bifaciales, para poder aprovechar al máximo la reflexión de la luz en el terreno. La Tabla 9 y la Tabla 10 muestran las características del ITS y de los módulos fotovoltaicos.

**Tabla 9**

*Características técnicas del ITS*

Característica	Unidad	Cantidad
Fabricante		SUNGROW
Modelo	-	SG 1100 UD
Potencia de inversores	kVA	1100
Cantidad de inversores	Ctd.	8, 7, 5 o 3
Tipo de transformador	-	Tres devanados
Aislamiento	-	Tipo aceite mineral
Relación de transformación	kV	33/0.63/0.63

*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

**Tabla 10**

*Características técnicas de los módulos fotovoltaicos*

Característica	Unidad	Cantidad
Dimensiones	mm	2,278-2,382 x 1,134 x 30
Tipo de Celda	-	Monocristalino
Tecnología	-	Bifacial
Peso	kg	31-33
Nº de celdas	Ctd.	132 (6x22)

*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

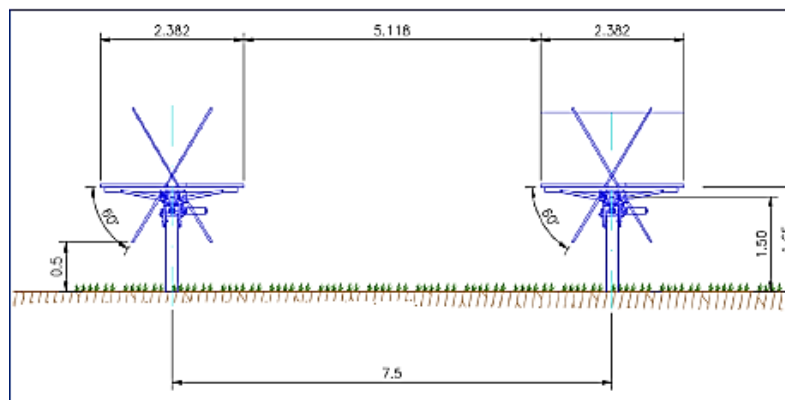
Adicionalmente, la presencia de bolonería en la zona de la expansión de la CS Intipampa y según los resultados del PoT, no se estaría realizando un hincado directo para la instalación de los perfiles metálicos para los seguidores solares. En su lugar, se realizaría una pre-perforación en cada ubicación, con utilización de material de préstamo y posterior hincado. Esto ocasionaría un aumento en los costos de implementación.

### 3.3.3 Potencia de la expansión de la Central Solar

Tomando en cuenta los componentes seleccionados y el área definida para su instalación, se debe obtener la distribución y cantidad de los mismos. Para este fin, se toma en cuenta que la distribución debe contar con accesos internos de 4m de ancho hacia cada ubicación de ITS y con accesos perimetrales de 3m alrededor de las zonas de módulos fotovoltaicos para facilitar el acceso a los mismos y facilitar el mantenimiento durante la fase de operación. Además, la separación entre filas de seguidores solares es de aproximadamente 7.5m para facilitar el mantenimiento de los mismos y evitar que los módulos fotovoltaicos generen sombras unos sobre otros. La Figura 61 muestra la distribución de los seguidores solares. Finalmente, los seguidores solares deben tener su eje de movimiento orientado de Este a Oeste, para un eficiente seguimiento del recorrido del sol.

**Figura 61**

*Vista de perfil del soporte para los módulos fotovoltaicos*

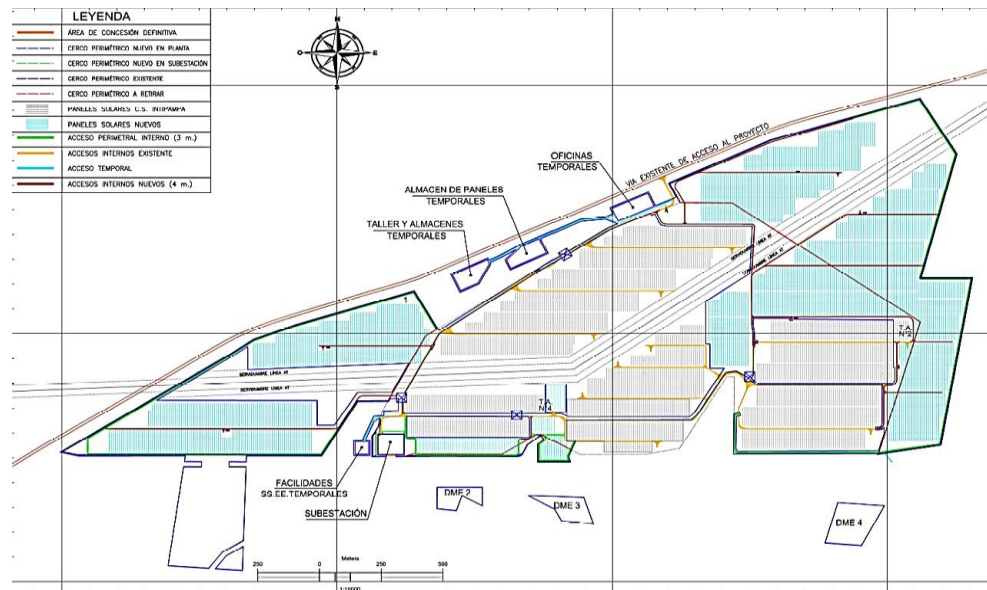


*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

El resultado de integrar estos requerimientos para la expansión de la CS Intipampa se muestra en la Figura 62, en donde se pueden apreciar los componentes. Además, la Figura 63 muestra la distribución de los circuitos de media tensión desde los ITS hasta la SE Intipampa

**Figura 62**

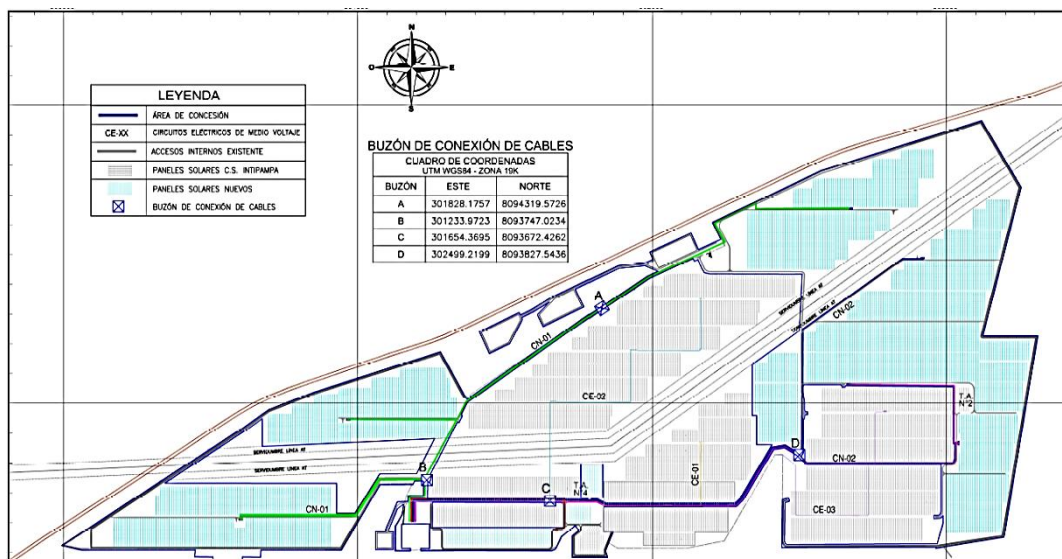
*Arreglo general de la expansión de la CS Intipampa*



Nota: ENGIE Energía Perú S.A., 2024

**Figura 63**

*Distribución de circuitos de media tensión*



Nota: ENGIE Energía Perú S.A., 2024

Del diseño propuesto, obtenemos las cantidades y características descritas en la Tabla 11.

**Tabla 11**

*Características del diseño de la expansión de la CS Intipampa*

<b>Característica</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>
Cantidad de módulos fotovoltaicos	Ctd.	88 101
Cantidad de inversores	Ctd.	47
Cantidad de ITS	Ctd.	7
Nivel de media tensión	kV	33
Cantidad de ITS de 8 inversores	Ctd.	4
Cantidad de ITS de 7 inversores	Ctd.	1
Cantidad de ITS de 5 inversores	Ctd.	1
Cantidad de ITS de 3 inversores	Ctd.	1
Potencia instalada en DC	MWp	54.3
Potencia instalada en AC (a la salida de los inversores)	MW	51.7
Módulos por string	Ctd.	27
Recorrido de circuitos en media tensión	km	12.2

*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

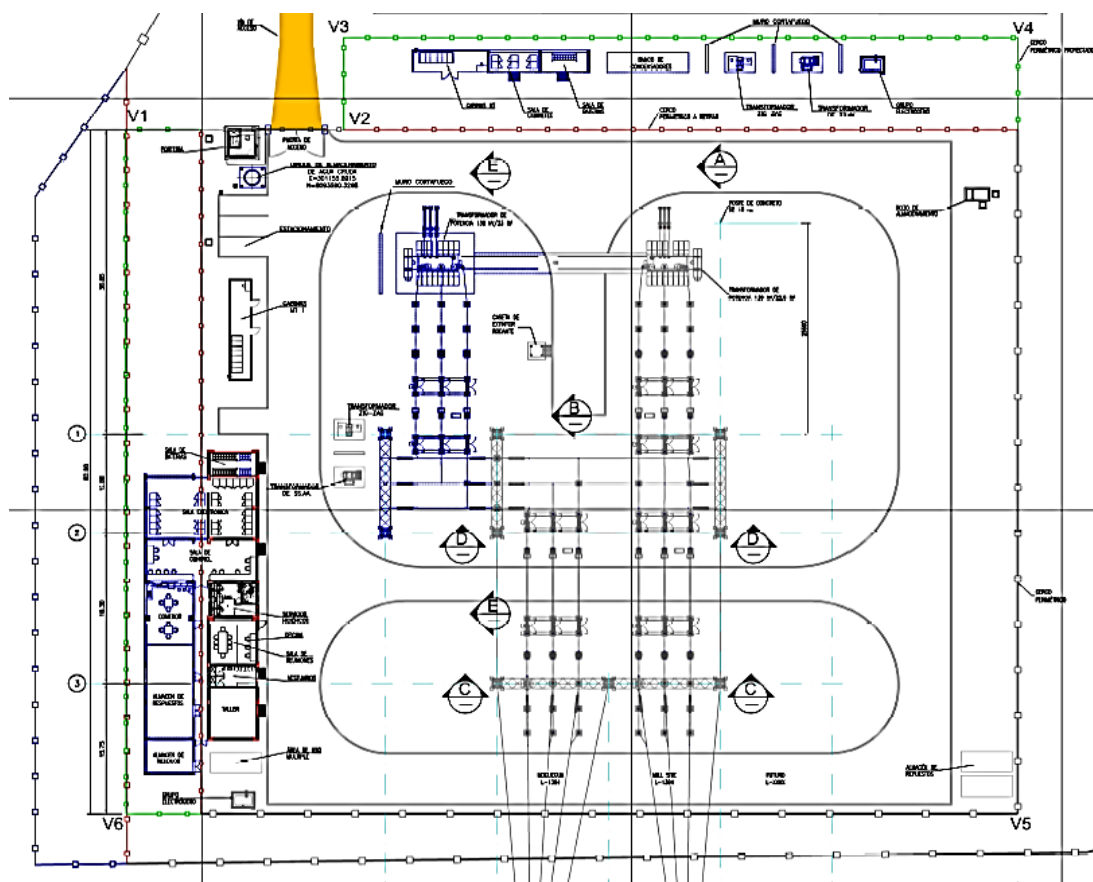
### **3.3.4 Diseño de la expansión de la Subestación Intipampa**

La potencia instalada a la salida de los inversores es de 51.7 MW según se describe en la Tabla 11. La potencia del transformador de potencia a ubicar en la subestación debe cubrir esta potencia. Por tanto, el transformador seleccionado será de 50 MVA, con opción de ampliación a 62.5 MVA y 75 MVA mediante la instalación de un sistema de ventilación adicional. En este caso, se instalará en sistema de ventilación para ampliación a 62.5 MVA para tener capacidad suficiente para la potencia de la expansión de la CS Intipampa. Los niveles de tensión del transformador de potencia serán 33 kV y 138 kV para media tensión y alta tensión respectivamente. El nivel de media tensión corresponde al nivel de tensión de salida de los ITS y el nivel de alta tensión coincide con el de la CS Intipampa existente. La subestación debe además considerar, entre otros; la extensión de la barra de 138 kV existente; la instalación de una barra de media tensión en 33 kV; celdas de media tensión;

filtro de armónicos; banco de condensadores; sistemas de control, medición y control; sistemas de servicios auxiliares y sistemas de puesta a tierra. Adicionalmente, los edificios de la subestación deben ser ampliados para el correcto control de la expansión de la CS Intipampa. La Figura 64 muestra la distribución del equipamiento necesario para la expansión de la SE Intipampa, el cual toma en consideración los espacios disponibles dentro de la SE.

**Figura 64**

*Distribución de equipos para la expansión de la SE Intipampa*



Nota: ENGIE Energía Perú S.A., 2024

### 3.3.5 Estudio de flujo de carga

Para poder evaluar el flujo de carga de la expansión de la CS Intipampa, se deben tener en cuenta los criterios de operación del SEIN para el equipamiento mostrados en la Tabla 12.

**Tabla 12***Criterios de Operación del SEIN*

<b>Operación Normal</b>	
Barras con carga	±2.5% de la tensión de operación
Barras sin carga	±2.5% de la tensión de operación
Líneas de Transmisión	100% de su potencia nominal
Transformadores de Potencia	100% de su potencia nominal
<b>Operación en Estado de emergencia</b>	
Barras con carga	+5% / -10% de la tensión de nominal
Barras sin carga	+10% / -15% de la tensión de nominal
Líneas de Transmisión	120% de su potencia nominal
Transformadores de Potencia	100% de su potencia nominal

*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

La energía que pasa por los 47 inversores dimensionados para la expansión de la CS Intipampa, agrupados en 7 ITS, será transportada hacia la subestación mediante dos circuitos subterráneos de media tensión. Estos llegan a dos celdas de media tensión en 33kV. Esta energía pasa luego mediante, la barra de 33kV, a la celda de transformación en 33kV. Posteriormente es transformada a 138kV y pasa a la barra en 138kV, el cual es el punto de inyección al SEIN.

**3.3.5.1 Parámetros eléctricos del COES.** El análisis de flujo de carga debe considerar los parámetros brindados por el COES mediante su base de datos pública para el software DigSILENT. En la Figura 65 se muestra el diagrama unifilar de la expansión de la CS Intipampa y su conexión al SEIN.



### 3.4 Cálculo final de energía

Para la estimación de la energía producida por la expansión de la CS Intipampa se utilizó el software PVSyst. Tomando en cuenta los equipos seleccionados, se pueden calcular la energía bruta y neta. Los resultados de esta simulación se muestran en la Tabla 13.

**Tabla 13**

*Resultado de simulación de producción energética de la expansión de la CS Intipampa*

<b>Resultados de simulación</b>		
Energía bruta anual	GWh	193.90
Pérdidas combinadas	%	19.90
Degradación anual	%	0.60
Energía neta del primer año	GWh	155.43
Performance Ratio del primer año	%	80.16
Factor de planta del primer año	%	34.30

*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

### 3.5 Cálculo Económico-Financiero

#### 3.5.1 Estrategia de Paquetización

Una vez definido el alcance del proyecto, se deben definir los paquetes a licitar para la contratación los servicios EPC de construcción de la expansión de la CS Intipampa. Debido a la potencia relativamente pequeña de la expansión de la central solar, no sería conveniente realizar la ingeniería de detalle o una compra directa de equipos o materias primas directamente, ya que los costos fijos seguirían siendo altos y se estaría asumiendo mayor riesgo al sacar estas actividades del alcance de los contratistas. Por tanto, los paquetes definidos son los siguientes: (i) EPC de la expansión de la Central Solar y (ii) EPC de expansión de la subestación. Los costos que no estén dentro de estos paquetes como la supervisión y seguros, entre otros, serán asumidos por el titular.

### 3.6 Determinación de costos

#### 3.6.1 Determinación del CAPEX

Ya licitados y obtenidos los costos de los paquetes EPC, se tienen los costos detallados en la Tabla 14, la Tabla 15 y la Tabla 16. Estos costos están expresados en dólares americanos e incluyen el IGV del 18%.

**Tabla 14**

*Tabla de costos del paquete EPC de construcción de la expansión de la CS Intipampa*

Conceptos	Costo (USD)
<b>Paquete EPC de construcción del parque solar</b>	<b>51,675,914.00</b>
Equipamiento Principal	25,000,339.00
Módulos fotovoltaicos	8,497,314.00
Estructuras	9,975,740.00
ITS	3,652,609.00
Transporte	931,484.00
Otros	1,943,192.00
Trabajos de instalación	11,008,417.00
Trabajos eléctricos e instalación de equipos	6,859,450.00
Redes en media tensión	985,573.00
Redes en baja tensión	2,280,001.00
Puestas a tierra	883,393.00
Obras civiles	14,673,445.00
Sistema de limpieza	585,090.00
Fundaciones	4,345,474.00
Seguridad y Control	1,056,273.00
Mantenimientos	192,050.00
Drenajes	483,231.00
Excavaciones	5,315,962.00
Otras obras civiles	2,695,365.00
Permisos y Estudios	993,713.00

*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

**Tabla 15**

*Tabla de costos del paquete EPC de la expansión de la SE Intipampa*

Conceptos	Costo (USD)
<b>Paquete EPC de expansión de la subestación</b>	<b>8,022,589.98</b>
Equipos principales	4,052,037.14
Obras civiles	1,944,526.53
Obras electromecánicas	923,484.96
Permisos y Estudios	1,102,541.35

*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

**Tabla 16**

*Tabla de costos adicionales para el proyecto*

Conceptos	Costo (USD)
<b>Otros Costos</b>	<b>5,555,496.02</b>
Pruebas de Puesta en marcha	216,003.00
Supervisión	2,743,931.46
Seguros, aranceles e impuestos	711,474.00
Contingencias	1,884,087.56

*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

Asimismo, se deben determinar también los costos de operación de la central mediante las siguientes consideraciones: Costos generales de mantenimiento

### **3.6.2 Determinación del OPEX**

Al momento de determinar el OPEX de la expansión de la CS Intipampa se debe tener en cuenta la operación de la CS Intipampa. Esto permite obtener sinergias para la operación y reducir costos para la expansión, al ser la CS Intipampa la que asume parte estos costos.

**3.6.2.1 Limpieza de los módulos fotovoltaicos.** Será realizada de la misma forma en la que se realiza en la planta actual, la cual es mediante tractores de riego. Para poder cumplir con esto, el proyecto contempla la construcción de tomas de agua a lo largo de las zonas de módulos fotovoltaicos. Esto facilita la operación de la futura expansión de la CS Intipampa. El costo debe incluir mantenimientos de los tractores de riego, agua para limpieza, y contratación del personal de manejo de los tractores.

**3.6.2.2 Mantenimientos preventivos de la CS Intipampa y de la expansión de la SE Intipampa.** Se refiere a inspecciones periódicas de los componentes principales de la expansión de la CS Intipampa y de los componentes de la expansión de la SE Intipampa. Esto incluye revisiones periódicas y limpieza de los seguidores solares, las junction box, de las celdas de media tensión presentes en los ITS y en la subestación, de las celdas de alta tensión presentes en la subestación Intipampa y del transformador de potencia principal. Además, incluye mantenimientos a sistemas complementarios como la nueva estación meteorológica, vías internas de la expansión de la CS Intipampa, grupo electrógeno de emergencia, transformador de servicios auxiliares, sistema SCADA y nuevos edificios de la expansión de la SE Intipampa, entre otros.

**3.6.2.3 Mantenimientos correctivos de la CS Intipampa y de la expansión de la SE Intipampa.** Se refiere al reemplazo y reparación de componentes de la expansión de la CS Intipampa y de la expansión de la SE Intipampa. Los mantenimientos correctivos incluyen, entre otros, cambios y/o reparaciones de módulos fotovoltaicos; de los motores de los seguidores solares; de los componentes internos de los ITS como los transistores, filtros, cables y aceite, entre otros; mobiliario de los nuevos edificios de la expansión de la SE Intipampa. En cuanto a reposición de herramientas como, por ejemplo, multímetros, pinzas amperimétricas y pértigas aislantes, se considera la utilización del equipamiento actual de la SE Intipampa, por lo que ese costo no sería considerado para la expansión de la misma.

**3.6.2.4 Costos generales, sociales y ambiental.** Se refiere a costos complementarios para la operación como contratación de personal, servicios de seguridad, transporte, telefonía, sistemas de vigilancia, disposición de residuos, monitoreos ambientales, desarrollo cultural y desarrollo local.

**3.6.2.5 Seguros.** Se refiere a la contratación de un seguro para proteger a la central ante daños a la propiedad o interrupción de servicio.

**3.6.2.6 Otros costos.** Se considera un monto adicional para cargos de transmisión y contingencias.

La Tabla 17 muestra los costos determinados para la operación de la expansión de la CS Intipampa y que serán utilizados dentro del modelo económico-financiero.

**Tabla 17**

*Tabla de costos del OPEX para la expansión de la CS Intipampa y su SE*

Conceptos	Costo (USD/año)
<b>OPEX</b>	<b>670,171.00</b>
Mantenimiento de Expansión de Central Solar	276,252.00
Personal y Mantenimiento y SG&A	51,733.00
Seguros	233,556.00
Otros	108,630.00

*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

### **3.7 Modelo Económico-Financiero**

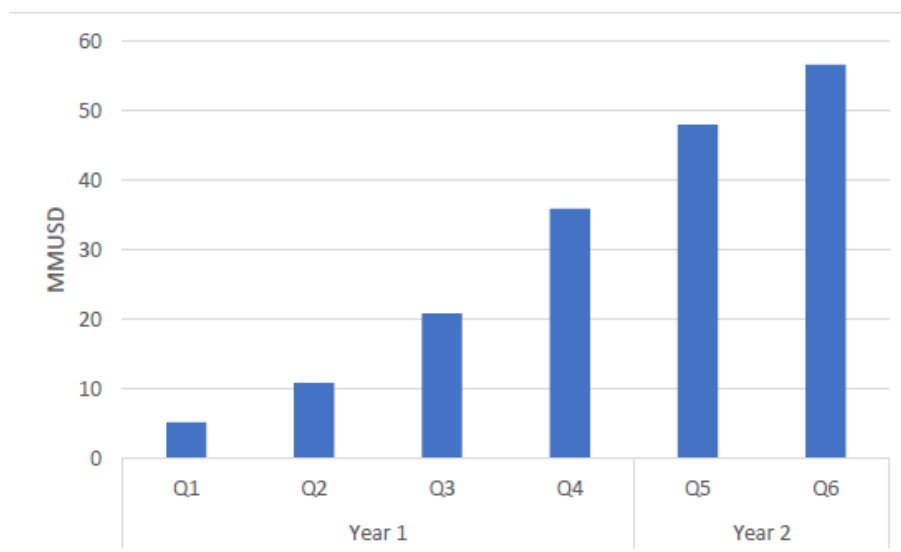
La preparación del modelo económico-financiero permitirá conocer los principales parámetros financieros de la implementación de la expansión de la CS Intipampa.

#### **3.7.1 Plan de Pagos del CAPEX.**

El CAPEX para la implementación de la expansión de la CS Intipampa será desembolsado a lo largo del periodo de construcción del proyecto. La Figura 66 muestra el plan de desembolso del CAPEX por trimestre.

**Figura 66**

*Plan de pagos del CAPEX*



*Nota:* ENGIE Energía Perú S.A., 2024

### **3.7.2 Supuestos para el modelo económico-financiero.**

Para poder realizar el modelo de manera satisfactoria, se deben considerar ciertos supuestos que permitan determinar el flujo de caja a lo largo de la construcción y operación de la expansión de la CS Intipampa. El principal ingreso en el flujo de caja será de la venta de la energía producida a una tarifa única. Además, no se considera IGV en el modelo. Ya que este sería recuperado como crédito fiscal positivo. Se considera también una depreciación contable anual en 30 años, equivalente a la vida útil de la expansión de la CS Intipampa, y una depreciación tributaria en 5 años. Por último, los costos operativos se verán incrementados en 2% cada año.

### **3.7.3 Preparación del modelo económico-financiero.**

Tomando los costos determinados y los supuestos económicos, se presenta el flujo de caja en la Tabla 18. Se ha tomado como tasa de descuento un valor de 12.4% y se tratará de llevar los flujos para que este valor sea equivalente al TIR y resulte en un VAN

de valor cero. Finalmente, se comparará el valor del LCOE que genera esta tasa con valores estándar, lo que nos permitirá identificar si este valor es adecuado.

**Tabla 18**

*Flujo de caja de la expansión de la CS Intipampa, expresado kUSD*

<b>Año</b>	<b>Ingresos</b>	<b>OPEX</b>	<b>Flujo de caja operativo</b>	<b>Capital de trabajo</b>	<b>Gastos de capital</b>	<b>Pago de impuestos</b>	<b>Flujo de caja libre</b>
1	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	-14401	0	-14,401
3	761	-13	747	-536	-42297	0	-42,086
4	6,456	-644	5,812	-22.6	0	-246.6	5,543
5	6,541	-566	5,975	-11	0	-849	5,115
6	6,648	-637	6,011	-8	0	-1,364	4,639
7	6,766	-657	6,110	-12	0	-1,376	4,722
8	6,873	-656	6,217	-14	0	-1,408	4,795
9	7,460	-700	6,760	-75	0	-1,444	5,241
10	7,613	-685	6,928	-17	0	-1,623	5,288
11	7,746	-717	7,029	-9.4	0	-1,678	5,341
12	7,840	-719	7,120	-12.6	0	-1,704	5,404
13	8,022	-751	7,271	-10	0	-1,735	5,526
14	8,175	-708	7,467	-19	0	-1,589	5,859
15	8,288	-773	7,515	-2	0	-1,688	5,825
16	8,412	-734	7,678	-14.4	0	-1,873	5,790
17	8,535	-760	7,775	-10	0	-1,927	5,838
18	8,684	-799	7,885	-11.6	0	-1,959	5,915
19	8,787	-800	7,987	-16	0	-1,995	5,976
20	8,908	-761	8,147	-12.4	0	-2,029	6,105
21	9,046	-809	8,237	-9	0	-2,082	6,146
22	9,208	-779	8,430	-22.4	0	-2,111	6,296
23	9,325	-857	8,468	-1	0	-2,175	6,292
24	9,466	-819	8,647	-22	0	-2,188	6,437
25	9,611	-823	8,788	-8.6	0	-2,247	6,533
26	9,379	-786	8,593	26	0	-2,293	6,326
27	9,394	-862	8,532	-4	0	-2,229	6,299
28	9,539	-839	8,700	-15	0	-2,209	6,476
29	9,533	-790	8,743	3	0	-2,264	6,482
30	9,510	-785	8,725	3.4	0	-2,279	6,450
31	9,435	-795	8,639	10	0	-2,273	6,376
32	9,385	-735	8,650	0	0	-2,244	6,406
33	9,074	-738	8,336	34	0	-2,248	6,122

Nota: ENGIE Energía Perú S.A., 2024

Los resultados se describen en la Tabla 19.

**Tabla 19**

*Indicadores obtenidos del modelo económico-financiero*

<b>Indicador</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor</b>
VAN	kUSD	0
Recuperación de inversión	Años	11
TIR	%	12.4
LCOE	USD/MWh	39.5

## CAPÍTULO IV. RESULTADOS, CONSTATAción DE HIPÓTESIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

### 4.1 Análisis de resultados

La utilización de los estudios realizados para la CS Intipampa y de los estudios realizados para su expansión, junto con las restricciones y características de la expansión, nos permiten determinar los parámetros de las variables independientes definidos en la Tabla 3. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 20.

**Tabla 20**

*Valores obtenidos para las variables independientes*

<b>Dimensión</b>	<b>Escala de Medición</b>	<b>Valor</b>
Radiación Solar	W/m <sup>2</sup>	220-360
Potencia DC	MWp	54.3
Potencia AC	MW	51.7
Energía	GWh	155.43

Con estos valores, se cotizó un CAPEX y se definió un OPEX necesarios para la construcción y operación de esta expansión, respectivamente. Estos costos, llevados al modelo económico-financiero, nos permiten determinar y analizar los parámetros económicos relevantes para la toma de decisión de inversión. Los resultados obtenidos en la Tabla 19, correspondientes a las variables dependientes establecidas en la Tabla 3, nos dan una TIR de 12.4%. En este caso, la tasa de descuento tomada para el modelo corresponde también a 12.4%. Con este resultado, estamos en el caso en el que en VAN corresponde a 0 y el proyecto no genera mayor rentabilidad que la tasa de descuento considerada. Sin embargo, con esta premisa, se puede calcular un LCOE, el cual, dependiendo de su valor, nos podrá indicar si la inversión está dentro de los valores indicados por Lazard para esta tecnología o si es más bajo. De ser más bajo, significa que

el proyecto puede adoptar una TIR más baja y ser aún rentable. La Figura 42 ubica el LCOE para las Centrales Solares Fotovoltaicas entre los 29USD/MWh y los 92 USD/MWh. Al ser el LCOE obtenido para la expansión de la CS Intipampa 39.5 USD/MWh, este se encuentra cerca del límite inferior de LCOE indicados por Lazard, por lo se puede afirmar que la expansión de la CS Intipampa es rentable. Además, esto podría reducir también el tiempo de recuperación de inversión.

#### **4.2 Contrastación de la Hipótesis**

**Ho:** La propuesta de expansión de una Central Solar Fotovoltaica no influye en la mejora la rentabilidad de la Empresa Concesionaria en Moquegua

**Hi:** La propuesta de expansión de una Central Solar Fotovoltaica influye en la mejora la rentabilidad de la Empresa Concesionaria en Moquegua

#### **Decisión:**

**Dado que el LCOE obtenido para la expansión de la Central Solar Intipampa en 39.5 USD/MWh que esta entre los valores 29USD/MWh y los 92 USD/MWh, es decir se encuentra cerca del límite inferior por lo que la Expansión de la CS Intipampa es rentable, por lo que se rechaza la hipótesis nula y se acepta la hipótesis de investigación.**

#### **4.3 Discusión de resultados**

La evaluación técnica y económica de la expansión de la CS Intipampa, ubicada en Moquegua, muestra resultados positivos en términos de rentabilidad y sostenibilidad energética. Actualmente, la planta cuenta con una capacidad instalada de 40 MW. Con el proyecto de ampliación, se adicionarán 51.7 MW, alcanzando una capacidad total aproximada de 91.7 MW. Este incremento representa más del doble de la capacidad actual,

permitiendo una mayor contribución a la matriz energética regional y nacional con energía limpia y libre de emisiones directas de CO<sub>2</sub>.

Desde la perspectiva financiera, los indicadores calculados son consistentes con la viabilidad del proyecto. La Tasa Interna de Retorno (TIR) de 12,4 % supera la tasa mínima aceptable para proyectos de generación renovable en el mercado nacional, lo que indica que la inversión genera una rentabilidad adecuada frente a su riesgo. Asimismo, el periodo de recuperación de la inversión (Payback) estimado en 11 años se encuentra dentro del rango esperado para proyectos de generación solar fotovoltaica a gran escala, considerando su vida útil proyectada de 30 años. Esto asegura un margen de flujo neto positivo durante más de la mitad del ciclo operativo de la planta.

En el análisis energético, la ampliación permitirá un aumento sustancial en la producción anual de electricidad, reduciendo la dependencia de fuentes fósiles y contribuyendo al cumplimiento de las metas de energías renovables no convencionales (RER) establecidas en el marco normativo peruano. Además, se estima una reducción significativa en las emisiones equivalentes de gases de efecto invernadero, aportando a los compromisos internacionales de mitigación del cambio climático.

## CONCLUSIONES

1. La utilización de los estudios realizados para la CS Intipampa y la realización de los estudios realizados específicamente para su expansión, junto con las restricciones y características definidas para la expansión, fueron esenciales para la correcta determinación de parámetros de la expansión de la CS Intipampa, lo que llevó a alcanzar la rentabilidad de la misma. Por otro lado, el no haber realizado estas definiciones habría conllevado a una mala cotización de la construcción y a tomar mayores riesgos, lo que potencialmente aumenta los costos, plazos y genera incertidumbre. Esto resalta la importancia de la correcta realización de estudios y de una buena evaluación de todas las especialidades que engloba el proyecto, como la técnica, legal, ambiental, social y financiera, entre otros.
2. La utilización de módulos fotovoltaicos más modernos que los de la CS Intipampa en operación, permite el mayor aprovechamiento de recurso solar en un área similar, dejando en evidencia el constante avance en cuanto a tecnología fotovoltaica.
3. El costo de construcción obtenido se podría considerar alto debido al bajo tamaño y potencia de la expansión de la CS Intipampa. Por otro lado, el costo operativo es relativamente bajo, debido a todas las sinergias que se tienen con la CS Intipampa.
4. Estos costos llevan a definir los parámetros económicos relevantes, los cuales muestran finalmente un LCOE relativamente bajo para la escala definida por Lazard.
5. En base a todo lo expuesto anteriormente, se deja en evidencia que, con la expansión de la CS Intipampa, se logra una mejora en la rentabilidad de la misma.

## RECOMENDACIONES

1. Para poder lograr una rentabilidad aún mayor del proyecto, se recomienda continuar realizando una revisión exhaustiva de los contratos de EPC de la expansión del parque solar y del EPC de la expansión de la SE. Además, se puede considerar dar todo el alcance a un único contratista, para que los costos fijos sean más bajos.
2. Debido a los movimientos de tierra necesarios para la construcción de la expansión de la CS Intipampa y a la necesidad de continuidad operativa de la CS Intipampa durante el periodo constructivo, se recomienda mantener una estrecha comunicación entre el equipo de construcción y el equipo de operación de la CS Intipampa, con el fin de minimizar la afectación que una actividad puede generar sobre la otra como, por ejemplo, el ensuciamiento más frecuente de los módulos fotovoltaicos de la CS Intipampa.
3. Se recomienda mantener una correcta y constante aplicación de los principios de gestión de proyectos para la construcción de la expansión de la CS Intipampa, para mantener los plazos, costos y alcance definidos.

## REFERENCIAS

- Aldersey-Williams, J., & Rubert, T. (2019). Levelised cost of energy – a theoretical justification and critical assessment. *Energy Policy*, 124, 169–179. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.004>
- Argandoña F. (2022). Diseño e Implementación de un Microinversor para Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios. [Tesis de Titulación, Universidad Católica de Santa María]. <https://repositorio.ucsm.edu.pe/handle/20.500.12920/11989>
- Cabrera-Tobar, A., Bullich-Massagué, E., Aragüés-Peñalba, M., & Gomis-Bellmunt, O. (2016). *Topologies for large scale photovoltaic power plants*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 309–319. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.362>
- Cazani R., Nieto N. (2024). Diseño de un sistema fotovoltaico de 200W con seguimiento solar de dos ejes para maximizar la eficiencia energética. [Trabajo de Suficiencia Profesional, Peruana de Ciencias Aplicadas]. <https://repositorioacademico.upc.edu.pe/handle/10757/674823>
- COES – Comité de Operación Económica del Sistema. (2025) Estadística Anual 2024. <https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadistica?anio=2024>
- Cooper, R. (2025). *Design and construction of micropiling and minipiles*. Shore Systems Group L.L.C. Recuperado el 18 de mayo de 2025, de <https://www.shorellc.com/articles/design-and-construction-of-micropiling-and-minipiles>
- De la Cruz Mamani, W. J. (2019). Análisis e Implementación de Levantamiento Topográfico por Método Lidar para Proyectos Viales, Modelamiento de Superficie y Validación de Cálculos con Precise Point Positioning (PPP) [Tesis de Titulación, Universidad Nacional Federico Villareal].

- Dhakal, S., Minx, J. C., Toth, F. L., Abdel-Aziz, A., Figueroa Meza, M. J., Hubacek, K., Jonckheere, I. G. C., Kim, Y.-G., Nemet, G. F., Pachauri, S., Tan, X. C., & Wiedmann, T. (2022). *Emissions trends and drivers*. En IPCC (Ed.), *Climate change 2022: Mitigation of climate change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (pp. 445–552). Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009157926.004>
- ENGIE Energía Perú S.A. (2024). *[Solicitud de Otorgamiento de Concesión Definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica para el proyecto “Central Solar Expansión Intipampa”]*. Expediente presentado ante la Dirección General de Electricidad, Ministerio de Energía y Minas, Lima, Perú. Documento consultado en archivo institucional.
- Floyd, T. (2012). *Electronic devices: Electron flow version* (9.<sup>a</sup> ed.). Prentice Hall.
- Garrod, A., & Ghosh, A. (2023). *A review of bifacial solar photovoltaic applications*. *Frontiers of Energy*, 17(6), 704–726. <https://doi.org/10.1007/s11708-023-0903-7>
- Geotecam. (s.f.). *Estudios geotécnicos y su necesidad de adaptación a proyectos de energías renovables*. Recuperado el 3 de junio de 2025, de <https://geotecam.es/estudios-geotecnicos-y-su-necesidad-de-adaptacion-a-proyectos-de-energias-renovables/>
- Geotecnia Consultores. (2021, 18 de julio). *Geotécnico planta solar fotovoltaica en 5 claves*. Geotecnia Consultores. Recuperado el 3 de junio de 2025, de <https://www.geotecniaconsultores.com/estudio-geotecnico-planta-solar-en-5-claves/>
- IEA – International Energy Agency. (2024). *CO<sub>2</sub> Emissions in 2023*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/33e2badc-b839-4c18-84ce-f6387b3c008f/CO2Emissionsin2023.pdf>
- Infineon Technologies AG. (2025). *IGBTs – Insulated gate bipolar transistors*. Recuperado el 20 de abril de 2025, de <https://www.infineon.com/cms/en/product/power/igbt/>

- Ingeniería de Subestaciones. (2022). *Fundamentos de los transformadores de poder*. Recuperado el 8 de junio de 2025, de <https://ingeneriadesubestaciones.com/fundamentos-de-los-transformadores-de-poder/>
- IRENA – International Renewable Energy Agency. (2025) Renewable Capacity Statistics 2025. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Mar/IRENA\\_DAT\\_RE\\_Capacity\\_Statistics\\_2025.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Mar/IRENA_DAT_RE_Capacity_Statistics_2025.pdf)
- Lazard. (2024). *Lazard's levelized cost of energy+ (LCOE+) – Version 17.0* [Informe técnico]. Lazard Ltd. <https://www.lazard.com/perspective/lcoeplus>
- Mendoza S. (2021). Análisis Técnico Económico de un Parque de Energía Fotovoltaica de 51.7 MW, en el Centro Poblado de Arcata – Arequipa. [Tesis de Titulación, Universidad Católica de Santa María]. <https://repositorio.ucsm.edu.pe/items/9792a0d9-fa19-4b64-80f3-6246e7aa2659>
- Perpiñán Lamigueiro, O. (2023). Energía solar fotovoltaica. <https://github.com/oscarperpinan/esf>
- Pérez (2023, abril). *Método Wenner para medición de resistividad*. Ingeniería Eléctrica Online. Recuperado el 23 de junio de 2025, de <https://www.ingenieriaelectrica.online/metodo-wenner-medicion-de-resistividad/>
- Prinsloo, G. J., & Dobson, R. T. (2015). *Solar Tracking*. Stellenbosch, South Africa: SolarBooks. ISBN 978-0-620-61576-1. Disponible en [https://www.researchgate.net/publication/263128579\\_SOLAR\\_TRACKING](https://www.researchgate.net/publication/263128579_SOLAR_TRACKING)
- Prysmian Cables Spain, S.A.U. (2022). *El libro blanco de la instalación: Manual técnico y práctico de cables y accesorios media tensión* (Edición 2023 V1). Prysmian Cables Spain, S.A.U.
- Rentamachine. (2023). *Hincado de perfiles en parques fotovoltaicos: Todo lo que debes saber*. Rentamachine. Recuperado el 18 de mayo de 2025, de

<https://www.rentamachine.cl/blog/hincado/hincado-de-perfiles-en-parques-fotovoltaicos-todo-lo-que-debes-saber/>

Retie Ingeniería y Gestión. (2020). *Inversores centralizados o string: ¿Cuál es la mejor opción para mi proyecto fotovoltaico?* Recuperado el 18 de mayo de 2025, de <https://retieingenieriaygestion.com/proyecto-fotovoltaico/>

Rincón Villalba, M. A., Vargas Vargas, W. E., & González Vergara, C. J. (2023). *Topografía: Conceptos y aplicaciones* (Ed. digital). Ecoe Ediciones.

Romero Márquez, C. J. (2020). *Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica en el Ecuador en baja tensión* [Tesis de grado, Universidad Nacional de Loja]. Universidad Nacional de Loja.

Ross, J. N. (2012). System electronics. En *Practical handbook of photovoltaics* (pp. 697–719). Elsevier.

Rubio Briceño, E. J. (2025). *Comparación de la precisión de un levantamiento topográfico utilizando Drone Phantom 4 Pro y Estación Total Leica TS06 Plus 5" en la Microrepresa Sendamal, Distrito de Huasmín - Provincia de Celendín - Cajamarca* [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional de Cajamarca].

Solargis. (2025) Global Solar Atlas.

<https://globalsolaratlas.info/map?c=11.523088,8.173828,3>

Superintendencia Nacional de los Registros Públicos. (s.f.). *Visor BGR – SUNARP*.

SUNARP. Recuperado el 7 de julio de 2025, de <https://visor-bgr.sunarp.gob.pe/visor-bgr/servicio/mapas>

Suxe F. (2022). *Diseño de una planta solar de 100kw conectado a la red mediante el software PVSYST 7.2 en el distrito de Oyotún – Chiclayo – Lambayeque - Perú*. [Trabajo de Suficiencia Profesional, Universidad Nacional Mayor de San Marcos]. <https://cybertesis.unmsm.edu.pe/item/00fb1d5f-b842-495c-ae4f-6973dd6c3c8d>

Virreira Avila, M. M. (2020). *Evaluación financiera de proyectos de inversión: Métodos y aplicaciones*. Universidad Privada de Santa Cruz de la Sierra.