

EVALUACIÓN DE LA INTEGRACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN SISTEMAS DE
CAPTACIÓN DE MATERIAL PARTICULADO APLICADOS EN MOLINOS DE CEMENTO COMO
ESTRATEGIA DE SOSTENIBILIDAD Y DESCARBONIZACIÓN INDUSTRIAL.

Presentado por:

SONIA FIALLOS MEJÍA
JUAN CAMILO PÉREZ URREA

Tutor:

JUAN CARLOS DE HARO SANCHEZ

Trabajo de fin de máster para optar al título de:
MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

UNIVERSIDAD EUROPEA DE CANARIAS
2025



INDICE DE CONTENIDO

	Pág.
ABSTRACT	7
1. INTRODUCCIÓN	8
2. JUSTIFICACIÓN	9
3. OBJETIVOS.....	10
3.1. OBJETIVO GENERAL.....	10
3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	10
4. ALCANCE DEL TRABAJO	11
5. ANTECEDENTES.....	12
5.1. SITUACIÓN ENERGETICA EN LA INDUSTRIA CEMENTERA	12
5.2. USO DE ELECTROFILTROS EN PROCESOS INDUSTRIALES.....	13
6. MARCO METODOLÓGICO	15
7. MARCO TEÓRICO	16
7.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	16
7.2. PRINCIPIOS Y EQUIPOS DE COLECCIÓN DE POLVO Y FILTRACIÓN	18
7.3. PROCESO DE MOLIENDA EN LA INDUSTRIA CEMENTERA	20
7.3.1. Descripción del proceso y consumo energético	20
7.3.2. Marco legal y regulatorio aplicable a fuentes fijas en la industria cementera	22
7.4. INTEGRACIÓN Y APLICACIÓN DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EN PROCESOS INDUSTRIALES.....	23
7.5. ESTUDIOS PREVIOS Y CASOS DE ÉXITO	25
8. DESARROLLO TÉCNICO DEL TRABAJO	26
8.1. DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL.....	26
8.1.1. Proceso de molienda de cemento	26
8.3.2. Descripción de los equipos de colección de polvo instalados.	28
8.3.3. Análisis de consumo energético actual.....	31
8.2. PROPUESTA TÉCNICA	33
8.2.1 Descripción del emplazamiento para la ubicación del parque solar.....	33
8.2.2 Dimensionamiento de componentes	37
8.2.2.1 Referencias de simulación y criterios de proyecto.....	37
8.2.2.2 Módulos solares (DC)	38
8.2.2.3 Inversores (AC) y relación DC/AC	39
8.2.2.4 Transformador y acometida eléctrica (MT)	40
8.2.2.5 Cableado y protecciones en corriente continua (DC) y corriente alterna (AC) ..	40

8.2.2.6	Sistema de montaje y estructura de soporte	41
8.2.2.7	Sistema de almacenamiento.....	41
8.2.3	<i>Infraestructura eléctrica de baja y media tensión para Subestación</i>	42
8.2.4	<i>Estimación de la producción eléctrica</i>	44
8.2.5	<i>Presupuesto de ejecución</i>	45
8.2.6	<i>Integración del sistema fotovoltaico con el sistema eléctrico actual</i>	47
8.3	OPTIMIZACIÓN DE ELECTROFILTROS.....	49
8.4	ANÁLISIS DE VIABILIDAD.....	50
8.4.1	<i>Viabilidad técnica</i>	50
8.4.2	<i>Viabilidad de valorizar material particulado recolectado de los filtros</i>	51
8.4.3	<i>Viabilidad ambiental</i>	52
8.4.4	<i>Viabilidad económica (VAN, TIR, Periodo de recuperación)</i>	54
8.4.5	<i>Análisis de sensibilidad respecto a la tarifa</i>	57
9.	CONCLUSIONES	58
10.	BIBLIOGRAFÍA.....	59
11.	ANEXOS	62

INDICE DE ILUSTRACIONES

	Pág.
Ilustración 1. Diagrama de proceso de molienda de cemento	21
Ilustración 2. Consumo de energía por sector industrial en la UE, 2023	24
Ilustración 3. Consumo eléctrico por secciones de planta.....	33
Ilustración 4. Ubicación Departamento de Comayagua	34
Ilustración 5. Temperatura máxima y mínima promedio en Comayagua.....	35
Ilustración 6. Categorías de nubosidad en Comayagua	36
Ilustración 7. Probabilidad diaria de precipitación.....	36
Ilustración 8. Horas de luz natural y energía solar de onda corta	37
Ilustración 9. Producción anual de energía	45
Ilustración 10. Distribución de costos del proyecto	46
Ilustración 11. Evolución de la tarifa energía eléctrica.....	57
Ilustración 12. Esquema Molino de Cemento.....	70
Ilustración 13. Testeros de Molino de Cemento	70
Ilustración 14. Comparativa de Inversores Industriales (50 kW)	84
Ilustración 15. Esquema conceptual eléctrico.....	96

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Requerimientos de energía eléctrica por proceso	12
Tabla 2. Generación de polvo por proceso	18

Tabla 3. Comparativo normativa ambiental para fuentes fijas en la industria cementera.	23
Tabla 4. Caracterización del sistema de molienda planta de referencia.....	28
Tabla 5. Inventario de colectores de polvo sección MC.....	30
Tabla 6. Consumo eléctrico de equipos auxiliares.....	31
Tabla 7. Consumo eléctrico de los colectores de la molienda de cemento.	33
Tabla 8. Temperaturas medias mensuales Comayagua.....	35
Tabla 9. Resumen características técnicas módulos fotovoltaicos	39
Tabla 10. Resumen características técnicas de inversores	40
Tabla 11. Resumen características técnicas sistema almacenamiento.....	42
Tabla 12. Presupuesto del proyecto.....	46
Tabla 13. Cálculos económicos uso de polvos de filtros en la molienda de cemento	51
Tabla 14. Flujo de caja del proyecto.....	56
Tabla 15. Escenarios análisis de sensibilidad de la tarifa	57
Tabla 16. Señales disponibles	69
Tabla 17. Comparativo Paneles de Alta eficiencia para uso industrial	73
Tabla 18. Tramos y longitudes utilizados.....	93
Tabla 19. Caída String módulo - combiner.....	93
Tabla 20. Caída String Combiner - inversor DC	93
Tabla 21. Caída string Inversor - Transformador (AC 3φ).....	94
Tabla 22. Caída String Barra LV -interna (bus).....	94
Tabla 23. Caída String Transformador - POI (MT 13.8kV)	94
Tabla 24. Opciones comerciales de cable por tramos	95

INDICE DE ANEXOS

	Pág.
Anexo 1. Características y tipos de las células solares.	62
Anexo 2. Proceso de producción de la energía solar.	64
Anexo 3. Componentes de un sistema solar fotovoltaico aislado.	65
Anexo 4. Tipos de colectores de polvo.....	67
Anexo 5. Molienda de cemento (referencia).	68
Anexo 6. Módulos Solares	70
Anexo 7. Ficha técnica panel solar MAXEON 6AC	74
Anexo 8. Resultados Simulación PVSyst Sistema SFV Honduras	76
Anexo 9. Inversores	83
Anexo 10. Selección del Transformador.....	90
Anexo 11. Infraestructura eléctrica de baja y media tensión, incluyendo subestación (MT/AT) ..	92

RESUMEN

Este Trabajo de Fin de Máster presenta la viabilidad técnica, ambiental y económica de integrar un sistema de energía solar fotovoltaica (SFV) para suministrar la energía que demandan los colectores de polvo y electrofiltros de la sección de molienda de cementos de una planta ubicada en la zona central de Honduras. Dicho trabajo se fundamenta en datos operativos reales del periodo 2023-2024, simulaciones realizadas en PVSyst v8.0.7, análisis financiero desarrollado y validación de cumplimiento de la normativa aplicable (acuerdo Ejecutivo 1566-2010).

Se propone un parque fotovoltaico de 2.53 MWp (5760 módulos de 440 Wp, cuatro inversores de 630 kW) dimensionado para cubrir la demanda anual de los equipos de filtración. Las simulaciones arrojan un Performance Ratio (PR) de 80.68% y una producción anual neta de 3,637.8 MWh, lo cual cubre el total del consumo estimado de los equipos instalados.

El análisis económico fue realizado con la tarifa actual (evitada) de USD \$0.12/kWh, se considera que se necesita un CapEx de USD \$3,392,365.13. Los cálculos arrojan un Valor Neto Actual (VAN) positivo de USD \$ 1,518,594.00, una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 47.46% y un periodo de recuperación (Payback) de 4 años, evidenciando la rentabilidad del proyecto en las condiciones planteadas. Por su lado, el análisis de sensibilidad confirma robustez ante las variaciones de tarifas proyectadas. En lo referente a la perspectiva ambiental, la implementación del sistema SFV permitirá evitar 1900t CO₂/año dando un equivalente de 47,000t CO₂ en 25 años, contribuyendo de forma positiva a la reducción de carbono de la planta, cumplimiento de normativa nacional y aportando a las metas del sector y de país. También la optimización de los ciclos de limpieza de los filtros y valorización del polvo recogido permitiría reducir el contenido de clinker hasta en un 3.5% proporcionando un ahorro de USD \$1,008,000.00 por reemplazar 21,000 t/año de clinker, ampliando los beneficios económicos de la propuesta y aportando en los objetivos de sostenibilidad de la compañía.

Se concluye que la solución propuesta es técnica, económica y ambientalmente viable y se considera que es replicable para procesos de molienda de materiales con perfiles similares, constituyendo una alternativa relevante para la industria cementera y muestra cómo es posible avanzar en la ruta de la descarbonización aprovechando el contexto de un atractivo recurso solar disponible.

Palabras clave: energía solar fotovoltaica, electrofiltros, molienda de cemento, sostenibilidad energética, mitigación de CO₂.

ABSTRACT

This master's Thesis presents the technical, environmental, and economic feasibility of integrating a solar photovoltaic (SPF) system to supply the energy required by the dust collectors and electrofilters in the cement grinding section of a plant located in central Honduras. This work is based on actual operating data from the 2023-2024 period, simulations performed in PVSyst v8.0.7, a financial analysis, and validation of compliance with applicable regulations (Executive Agreement 1566-2010).

A 2.53 MWp photovoltaic plant (5,760 440 Wp modules, four 630 kW inverters) is proposed, sized to cover the annual demand of the filtration equipment. The simulations yield a Performance Ratio (PR) of 80.68% and a net annual production of 3,637.8 MWh, which covers the total estimated consumption of the installed equipment.

The economic analysis was carried out with the current (avoided) rate of USD \$0.12/kWh, and a CapEx of USD \$3,392,365.13 is considered necessary. The calculations yield a positive Net Present Value (NPV) of USD \$1,518,594.00, an Internal Rate of Return (IRR) of 47.46%, and a payback period of 4 years, demonstrating the profitability of the project under the proposed conditions. The sensitivity analysis confirms its robustness to projected rate variations. From an environmental perspective, the implementation of the SFV system will avoid 1,900 tons of CO₂ per year, giving an equivalent of 47,000 tons of CO₂ over 25 years, thus contributing positively to the plant's carbon reduction, compliance with national regulations, and contributing to the sector's and country's goals. Optimizing the filter cleaning cycles and recovering the collected dust would also reduce clinker content by up to 3.5%, providing savings of USD \$1,008,000.00 by replacing 21,000 tons of clinker per year, expanding the economic benefits of the proposal and contributing to the company's sustainability goals.

It is concluded that the proposed solution is technically, economically, and environmentally viable and is considered replicable for grinding processes involving materials with similar profiles. It constitutes a relevant alternative for the cement industry and demonstrates how it is possible to advance along the path to decarbonization by taking advantage of the attractive solar resources available.

Keywords: solar photovoltaic energy, electrofilters, cement grinding, energy sustainability, CO₂ mitigation.

1. INTRODUCCIÓN

El sector industrial cementero ha desempeñado históricamente un rol importante en el desarrollo de infraestructuras, pero a su vez es uno de los sectores que mayor impacto ambiental produce. Esto debido principalmente al elevado consumo energético que requiere su proceso productivo y a la emisión de contaminantes atmosféricos. En particular, durante las etapas de clinkerización, trituración y molienda, se generan grandes cantidades de material particulado. Como medidas de control ha obligado a las cementeras a incorporar sistemas de control ambiental, como colectores y filtros. Estos dispositivos son muy eficientes, alcanzando tasas de retención de partículas finas de 98%, aunque su operación demanda un suministro eléctrico constante y significativo.

Buscar soluciones sostenibles que reduzcan el consumo de energía convencional y minimicen el impacto ambiental toma relevancia. La energía solar fotovoltaica (SFV) es una alternativa limpia y viable, especialmente en áreas con buen potencial de irradiación solar, como la zona central de Honduras.

Este trabajo se desarrolla con datos reales de la operación de una planta de cemento ubicada en la zona central de Honduras, que tiene una línea de producción completa. La propuesta es evaluar la viabilidad de integrar un sistema de generación solar fotovoltaica para alimentar los sistemas de recolección de polvo que se utilizan en el proceso de molienda de cemento. Esto permitiría suplir de manera parcial o total, la demanda energética de estos equipos, aprovechando la radiación solar disponible en la región. También se presentará una propuesta innovadora de optimización del material recolectado por los colectores que actualmente no se aprovechan, teniendo en cuenta aspectos técnicos, económicos y de cumplimiento ambiental. La investigación se apoya en herramientas de simulación, análisis financiero y revisión normativa, con especial énfasis en el Acuerdo Ejecutivo 1566-2010, que establece los límites permitidos para las emisiones contaminantes del aire generadas por fuentes fijas.

La presente propuesta se formula como una solución para la transición energética en la industria cementera y, a su vez, para otras industrias que manejan materiales sólidos que requieren procesos de trituración y molienda para disminuir el tamaño de las partículas, además de aquellas que analizan el uso de tecnologías limpias en sus procesos, lo que favorece la sostenibilidad y el cumplimiento de las regulaciones ambientales pertinentes.

2. JUSTIFICACIÓN

Este trabajo se justifica por la necesidad de explorar soluciones innovadoras y sostenibles que aborden los retos energéticos y ambientales que enfrenta la industria cementera, especialmente en el contexto de Honduras. El alto consumo de energía eléctrica en sistemas de control de emisiones, como los filtros, nos brinda la oportunidad de buscar alternativas que optimicen el uso energético sin sacrificar la eficiencia operativa ni el cumplimiento de las normativas.

La energía solar fotovoltaica, por su carácter renovable, disponibilidad local y madurez tecnológica, se presenta como una opción viable para alimentar equipos industriales de alta demanda energética. Sin embargo, su aplicación en procesos específicos como la filtración en la molienda de cemento ha sido poco explorada en el ámbito académico y técnico nacional, lo que evidencia una brecha de conocimiento que este estudio busca abordar.

Además, este trabajo contribuye significativamente al sector industrial al ofrecer un modelo de evaluación integral que considera aspectos técnicos, económicos y ambientales. Esto puede ayudar a profesionales y empresas a tomar decisiones informadas sobre la implementación de tecnologías limpias. La metodología que se ha utilizado es fundamentada en datos reales de una operación, complementada con simulaciones energéticas y análisis financiero, garantizando que los resultados sean relevantes en contextos específicos.

3. OBJETIVOS

3.1. OBJETIVO GENERAL

Analizar la viabilidad técnica y económica de la implementación de un sistema de energía solar fotovoltaica para suministrar energía a los colectores de polvo y a los equipos de filtración en la sección de molienda de la planta de cemento elegida como referencia para este estudio, reutilizando el material particulado recolectado como parte de una estrategia destinada a mejorar la sostenibilidad energética y económica de la planta cementera, alineado con los objetivos de sostenibilidad y eficiencia energética de la empresa.

3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Evaluar el perfil de consumo energético de los sistemas de recolección de polvo y filtración en la sección de molienda de cemento, utilizando los datos operativos históricos suministrados correspondientes al periodo 2023-2024, junto con las especificaciones técnicas y las condiciones de funcionamiento actual. Con la finalidad de dimensionar un sistema de generación solar fotovoltaica que se ajuste a las condiciones climáticas de la zona y a la infraestructura eléctrica existente en la planta, empleando herramientas de simulación energética y criterios técnicos de eficiencia e integración.
2. Revisar el impacto ambiental potencial que podría derivarse de cambiar parcial o totalmente la energía convencional por energía solar fotovoltaica en el proceso de captación de polvo y filtración. Esto incluye la reducción de emisiones atmosféricas, gestionar adecuadamente el material particulado recolectado, y cómo esto ayudaría a cumplir con la normativa ambiental vigente en Honduras.
3. Evaluar la rentabilidad del sistema fotovoltaico propuesto, a través del cálculo de indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el tiempo que tomará recuperar la inversión (Payback). Esto se hará considerando escenarios de ahorro energético, así como los costos de inversión, operación y mantenimiento, en comparación con los precios de la energía convencional. Además, se evaluarán los posibles ahorros que podrían generarse a partir de mejoras en el proceso y en la gestión de los materiales recolectados.

4. ALCANCE DEL TRABAJO

Este trabajo muestra la viabilidad de implementar el uso de energía solar fotovoltaica para la generación de la energía eléctrica necesaria para los colectores de polvo y el electrofiltro del proceso de molienda de cemento de una planta de cemento ubicada en la zona central de Honduras, Centroamérica. Se contempla la revisión técnica, económica y ambiental.

La revisión técnica comprende el análisis del consumo energético requerido por tres colectores de polvo ubicados sobre las basculas de adiciones al cemento y el electrofiltro del circuito del molino actualmente operativos en la planta. Se considera diseñar un sistema fotovoltaico capaz de suplir parcial o totalmente la demanda energética de estos equipos, considerando la radiación solar disponible en la región, las características de la infraestructura eléctrica existente y las condiciones operativas de la planta para la integración.

Para el ámbito económico, el alcance incluye la estimación del costo de inversión, operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico, así mismo se incluyen indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión. Se complementará con un análisis de sensibilidad que implica la subestación eléctrica. Estos análisis se realizan con los precios de energía actual de país y proyectados.

En la perspectiva ambiental, se considera la evaluación del impacto potencial en la reducción del consumo de energía convencional por energía solar. El marco de referencia es la normativa ambiental vigente en Honduras, para emisiones provenientes de fuentes fijas, como las plantas cementeras.

El trabajo se limita exclusivamente al proceso de molienda de cemento y a su sistema de captación de polvo y material particulado asociado. Asimismo, no se contempla la implementación física del sistema propuesto, sino un modelo teórico de referencia para procesos de molienda de materiales secos basados en datos reales de una operación y condiciones locales específicas.

5. ANTECEDENTES

5.1. SITUACIÓN ENERGETICA EN LA INDUSTRIA CEMENTERA

La industria del cemento es uno de los mayores consumidores de energía del mundo, en ella se invierte entre un 12 y un 15 % del total de la energía destinada para uso industrial, la cual equivale a un 30 y un 70 % del total de la energía consumida por toda la humanidad. (NA Madloul, 2013). Además, es la segunda fuente antropogénica de gases efecto invernadero (GEI) con cerca del 5 % del total de los GEI del planeta, solamente superada por la industria del acero. (DL Summerbell, 2016). En Malasia, la industria del cemento consume alrededor del 12% de la energía nacional total. En Irán, la industria del cemento consume alrededor del 15% . En comparación, las cifras de California son de aproximadamente 1600 GWh al año, 220 MW y 22 millones de termias al año, lo que representa aproximadamente el 5 % del consumo de electricidad y el 1 % del consumo de gas natural de la industria manufacturera californiana, respectivamente. (Aristizabal-Alzate & González-Manosalva, 2021)

La producción de cemento es un proceso que demanda un alto consumo de energía eléctrica y se compone de cuatro etapas principales: extracción y trituración de la materia prima, homogenización de la materia prima, producción de clinker y molienda de cemento. Los datos de referencia sobre el consumo de energía eléctrica por tonelada de cemento indican que el requerimiento energético por proceso se presenta en la tabla 1:

Tabla 1. Requerimientos de energía eléctrica por proceso

PROCESO	CONSUMO ELÉCTRICO kWh/ton cemento
Molienda Cemento	46
Clinkerización	35
Molienda Primaria	17
Molienda Secundaria	5
Homogenización	5
Trituración	1
Empaque y Despacho	1
Otros	4
Total	114

Fuente: (MENDOZA et al., 2013)

Se ha determinado que el proceso de molienda de cemento es el que consume más electricidad, representando el 40% del consumo total. Por esta razón, las empresas se enfocan en reducir el uso de energía eléctrica y en adoptar alternativas limpias que beneficien los costos.

Al ser una industria con un alto consumo energético, esta categoría representa entre el 50 % y el 60 % de los costos totales de producción. Por su lado la energía térmica representa aproximadamente entre el 20 % y el 25 % del costo de producción de cemento. Como se mostró en la tabla 1, el consumo típico de energía eléctrica de una cementera moderna es de aproximadamente 110 a 120 kWh por tonelada de cemento. Donde la energía térmica se utiliza principalmente durante el proceso de combustión, mientras que la energía eléctrica se utiliza para la molienda del cemento. (MENDOZA et al., 2013)

En el contexto hondureño, donde las tarifas eléctricas industriales pueden ser elevadas y la matriz energética aún depende en gran parte de fuentes fósiles, la incorporación de tecnologías renovables como la energía solar fotovoltaica representa una oportunidad estratégica para reducir costos, mejorar la sostenibilidad y cumplir con los compromisos ambientales establecidos en la normativa nacional.

5.2. USO DE ELECTROFILTROS EN PROCESOS INDUSTRIALES

Los sistemas de recolección de polvo y filtración industrial constituyen tecnologías clave para el control de emisiones en procesos productivos que generan partículas en suspensión. En el sector cementero, sobre todo en la etapa de molienda, estos sistemas permiten cumplir con las normativas ambientales, salvaguardar la salud ocupacional y mejorar la eficiencia operativa. Para mitigar estos impactos, se emplean tecnologías de recolección de polvo como colectores de mangas, filtros de cartucho y electrofiltros (precipitadores electrostáticos), cada uno con características específicas de eficiencia, capacidad y aplicación.

En términos normativos, las emisiones de partículas en plantas cementeras deben cumplir con límites establecidos por regulaciones nacionales e internacionales. Por ejemplo, en Honduras, el Acuerdo Ejecutivo 1566-2010 establece límites máximos permisibles para partículas totales suspendidas (PTS), dióxido de azufre (SO_2) y óxidos de nitrógeno (NO_x), lo que obliga a las plantas a mantener sistemas de filtración altamente eficientes. Sin embargo, su aplicación no se limita a este único aspecto; también son utilizados en gran medida en industrias como la de producción de agregados, madera, metalurgia, alimentos y farmacéutica, donde el manejo de materiales particulados es esencial, algunos detalles de estos sectores industriales se detallan a continuación:

- **Industria de agregados.**

En las plantas dedicadas al procesamiento de agregados, que incluyen arena, grava y piedra triturada, el transporte, cribado y trituración de los materiales produce grandes cantidades de polvo. Se utilizan colectores de mangas y sistemas de supresión de polvo mediante nebulización; sin embargo, en instalaciones de gran capacidad, se incorporan electrofiltros para atrapar partículas finas que no pueden ser controladas por métodos mecánicos. La eficiencia de estos sistemas puede alcanzar más del 99%, y su funcionamiento está regulado por normativas como las de la Environmental Protection Agency (EPA) en Estados Unidos.

- **Industria de la madera.**

En los aserraderos, fábricas de tableros y plantas de procesamiento de madera, el polvo que se genera durante el corte, lijado y transporte de materiales puede ser un verdadero riesgo para la salud respiratoria y la seguridad contra incendios. Para mitigar este impacto, se utilizan sistemas de extracción localizada que están conectados a colectores de ciclón y filtros de mangas, con capacidades que oscilan entre 5,000 y 50,000 CFM. Aunque los electrofiltros no son muy comunes en esta industria debido a la naturaleza fibrosa del polvo, sí se utilizan en procesos de combustión de biomasa para controlar las emisiones de cenizas volantes.

- **Industria alimentaria y farmacéutica.**

Para este tipo de industria el control del polvo es fundamental en la producción de harina, leche en polvo, azúcar, medicamentos y suplementos. Para asegurar la calidad del producto y prevenir la contaminación cruzada, se utilizan filtros HEPA (High Efficiency Particulate Air), colectores de cartucho y sistemas de filtración por pulsos, que pueden alcanzar eficiencias de hasta el 99.99%. Aunque los electrofiltros no son muy comunes en estos sectores debido a la necesidad de limpieza rigurosa, sí se utilizan en procesos térmicos como el secado por atomización y la combustión de residuos.

Estos ejemplos muestran que los sistemas de recolección de polvo y filtración industrial son tecnologías versátiles, capaces de adaptarse a diversos sectores productivos. Su eficiencia, flexibilidad y compatibilidad con fuentes de energía renovable, como la solar fotovoltaica, los convierten en piezas clave para avanzar hacia una industria más limpia y eficiente.

6. MARCO METODOLÓGICO

La metodología utilizada en este trabajo se basa en un enfoque práctico, tanto descriptivo como evaluativo. Su objetivo es analizar la viabilidad de los aspectos mencionados anteriormente para implementar un sistema de generación de energía solar que alimente los colectores y el electrofiltro en el proceso de molienda de cemento.

Se parte de una investigación cuantitativa, que se centra en la recopilación y análisis de datos técnicos, como los valores de consumo energético y los indicadores económicos y ambientales. Además, se considera un estudio no experimental, ya que no se manipulan variables, sino que se realiza un análisis en condiciones reales de operación de una planta cementera.

El trabajo se divide en tres etapas. La primera es un diagnóstico técnico operativo que incluye:

- La recolección de datos sobre el consumo energético de los equipos seleccionados.
- La caracterización de los equipos existentes y su eficiencia en la captación de material particulado y en términos de eficiencia energética.
- La valoración fotovoltaica, que evalúa la radiación solar disponible en la zona seleccionada, utilizando bases de datos y software de simulación.

La segunda etapa se enfoca en el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, donde se calcula la demanda energética que se necesita cubrir, los componentes principales del sistema y se simula el rendimiento energético con el software PVSyst.

Finalmente, la etapa tres se centra en la estimación económica y ambiental de los costos de inversión, el cálculo de indicadores financieros, el análisis de sensibilidad y la evaluación del impacto ambiental en términos de reducción de emisiones y cumplimiento de la normativa.

Referente a las técnicas e instrumentos para la recopilación de datos, se emplean fuentes secundarias como informes técnicos de la planta de proceso de referencia, especificaciones de los equipos, simulaciones basadas en bases de datos meteorológicas, literatura científica y la normativa ambiental aplicable. Para el análisis económico, se utilizan hojas de cálculo elaboradas en Excel y modelado financiero. El análisis ambiental se fundamenta en estimaciones de reducción de emisiones y en la comparación con los límites normativos establecidos.

La delimitación espacial y temporal de este estudio se centra en una planta de cemento ubicada en la región central de Honduras, abarcando el período de análisis desde enero hasta diciembre

de 2024, sin incluir la implementación física del sistema, sino enfocándose en una evaluación teórica y modelada. Se considera que este trabajo es una base confiable para homologar a otras moliendas de materiales secos como agregados, cerámicos, alimentos en polvo (harinas, concentrados, etc.).

7. MARCO TEÓRICO

7.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Desarrollo histórico de la energía solar.

La energía fotovoltaica debe su nombre al proceso mediante el cual la luz (fotones) se transforma en electricidad (voltaje) a través de células semiconductoras, conocido como efecto fotovoltaico. Este fenómeno fue empleado por primera vez en 1954 por los investigadores de Bell Laboratories, Daryl Chapin, Calvin Fuller y Gerald Pearson, quienes desarrollaron la primera célula solar de silicio capaz de convertir la luz solar en energía eléctrica con una eficiencia aproximada del 6%. (Bayod-Rújula, 2019). Las células solares comenzaron a ser utilizadas rápidamente, y en 1958 el satélite Vanguard 1 de Estados Unidos fue el primero en emplearlas para alimentar sus sistemas. Durante la década de 1970, se lograron numerosos avances en la eficiencia de las células solares, enfocándose las investigaciones en mejorar los materiales y las técnicas de fabricación. En 1972 suceden dos hechos importantes; el primero fue la creación de la Agencia de Desarrollo e Investigación en Energía (USA), la primera organización promovida y sostenida por un gobierno en el mundo y, en segundo lugar, el embargo petrolífero impuesto por los productores de petróleo del Golfo Pérsico. Este hecho sacudió intensamente a los países industrializados, de modo que muchos gobiernos, incluido el de España, iniciaron programas para favorecer la aplicación de las energías renovables, en especial, la solar. (Tarazano, 2024)

Empresas y laboratorios comenzaron a fabricar células solares con eficiencias que superan el 20%. Las compañías en Europa y América estaban mejorando sus métodos de producción y aumentando su capacidad de fabricación, mientras que la industria japonesa se destacó en la producción de módulos convencionales de silicio cristalino y en la creación de células de silicio amorfo (a-Si) para aplicaciones de pequeña escala (como relojes, calculadoras, juguetes, etc.), alcanzando niveles de megavatios en el mercado global. En el Anexo 1 se amplía más respecto a las características y tipos de células solares. En la década de 1980, la iluminación pública se

destacó como un mercado capaz de sostener la actividad de numerosas industrias, compitiendo con la implementación de redes eléctricas subterráneas. Finalmente, es importante destacar otro campo significativo de aplicación de la Energía Solar Fotovoltaica a finales de los años 90; la integración de los módulos fotovoltaicos en los edificios. Estos módulos pueden ser instalados en ventanas, fachadas o sobre los tejados, y aunque la integración varía en éxito, se creó un mercado considerable gracias a la implementación gubernamental de tarifas especiales para la electricidad de origen fotovoltaico generada por particulares conectados a la red. Para entender cómo se produce la energía solar fotovoltaica, podemos desglosar el proceso de producción en cuatro etapas que se explica detalladamente en el Anexo 2.

Elementos de instalación de un sistema fotovoltaico.

Describiendo de forma genérica, un sistema conectado a la red está compuesto por los módulos fotovoltaicos y la estructura de soporte que, en conjunto, integran el generador fotovoltaico, el inversor, las protecciones y el contador eléctrico, si la conexión se realiza en Baja Tensión. En caso de que se conecte en Media Tensión, será necesario contar adicionalmente con un Centro de Transformación y protecciones en Media Tensión. Dado que la inyección en red de la energía eléctrica generada por un sistema fotovoltaico está compensada económicamente, un componente fundamental de una instalación conectada a la red será el inversor, que debe operar con seguridad y eficiencia. El contador será el dispositivo responsable de medir la energía eléctrica vertida a la red para su posterior retribución económica.

Por otro lado, los elementos básicos que constituyen un sistema fotovoltaico aislado de la red son los módulos fotovoltaicos, el regulador de carga, la batería y el inversor. Los sistemas de acumulación o baterías son imprescindibles para almacenar la energía eléctrica generada que no se utiliza de forma inmediata o para cubrir la demanda energética en ausencia de producción. El regulador de carga es el componente que controla el estado de la batería frente a posibles problemas de sobrecargas excesivas o descargas. El inversor, o convertidor de corriente continua a alterna, convierte la corriente continua en una corriente alterna adecuada para el consumo.

Cabe resaltar que para este trabajo se definió una instalación híbrida de autoconsumo conectada a la red sin opción de vertido de excedentes a la red eléctrica. Esta modalidad permite utilizar la energía que proporciona la red eléctrica cuando el sistema no sea capaz de producir la cantidad

de energía requerida. En el Anexo 3, se explicarán los componentes que aplican para este tipo de sistemas fotovoltaicos.

7.2. PRINCIPIOS Y EQUIPOS DE COLECCIÓN DE POLVO Y FILTRACIÓN

Las fábricas de cemento se caracterizan por ser una de las industrias que más polvo genera a lo largo de sus operaciones. Desde la extracción y trituración, los sistemas de almacenamiento y transporte de materias primas, las torres de precalentamiento, los hornos, los enfriadores de clinker y las instalaciones de molienda y envasado del cemento terminado, el polvo es producido en las diversas fases del proceso de fabricación. Además, los puntos de transferencia de materiales, como los cruces de cintas transportadoras y los silos de almacenamiento generan emisiones que se deben controlar adecuadamente. Para tener claridad del tamaño de partículas y las cantidades que se manejan la tabla 2 resume la generación en cada una de las etapas del proceso productivo.

Tabla 2. Generación de polvo por proceso

PROCESO	TAMAÑO TÍPICO DE PARTICULAS	INDICE DE GENERACIÓN (Kg/ton)
Canteras y trituradoras	1 - 100 μm	0.1 - 1 kg/tonelada de material
Manipulación de materias primas	0.5 - 50 μm	0.05 - 0.5 kg/tonelada de material
Sistema de hornos	0.1 - 20 μm	0.5 - 2 kg/tonelada de clinker
Enfriador de clinker	1 - 50 μm	0.1 - 0.5 kg/tonelada de clinker
Molienda de cemento	0.5 - 30 μm	0.1 - 0.3 kg/tonelada de cemento

Fuente: (PORVOO, 2025)

Se observa que la molienda de cemento produce una gran cantidad de material particulado (PM), que está formado principalmente por los finos de clinker, yeso y las adiciones minerales que se utilizan, con tamaños que pueden variar entre 0.5 y 30 μm . Si estas partículas no se capturan, pueden representar un riesgo tanto para el medio ambiente como para la salud, además de ser un incumplimiento de las normativas ambientales. Por esta razón, las plantas cementeras han implementado sistemas de control de emisiones, siendo los sistemas de desempolvado uno de los más utilizados. En términos generales, una instalación de desempolvado consta de cinco elementos principales que trabajan en conjunto para garantizar una operación efectiva:

1. Sistema de captación: encargado de capturar el polvo en el origen más próximo del proceso, utilizando cerramientos, campanas de captación, válvulas de regulación y conductos.
2. Equipo de filtración: retiene y separa el polvo y las partículas del aire con equipos como filtros de mangas, filtros de cartuchos, filtros HEPA (High Efficiency Particulate Air), filtros cerámicos, depuradores húmedos y ciclones.
3. Ventilador: genera el caudal y la presión necesarios para captar las partículas en el origen y vencer las pérdidas de carga en todo el circuito.
4. Sistema de extracción de polvo: descarga el polvo capturado y filtrado para devolverlo al proceso o almacenarlo mediante transportadores sinfín, válvulas rotativas o válvulas de doble clapeta, y sistemas de transporte neumático.
5. Sistema de control: regula el punto de trabajo, el sistema de limpieza del equipo de filtración y proporciona información para el mantenimiento predictivo y preventivo.

Es esencial destacar que la configuración específica de una instalación de desempolvado puede variar según las necesidades y características del proceso industrial. (Air Jet, 2021)

En el Anexo 4 se amplía los tipos de colectores más comercializados para la industria del cemento, por su alta eficiencia y aplicabilidad en las diferentes etapas del proceso productivo.

Consumo Eléctrico de los colectores de polvo.

El consumo eléctrico de los sistemas de captación de polvo fluctúa entre el 0.5 y el 2.5 % de la energía eléctrica total que demanda la molienda de cemento, dependiendo también de su capacidad y de la resistencia del polvo. De forma general un precipitador típico en una línea de molienda con capacidad productiva de 100–150 ton/h puede requerir entre 200 y 500 kW en operación continua, concentrándose principalmente en la fuente de alimentación de alta tensión y en los sistemas auxiliares (vibradores, transporte de polvo). Este consumo, aunque menor que el de la molienda en sí, es constante y continuo, lo que lo convierte en un candidato ideal para ser alimentado parcial o totalmente mediante fuentes renovables distribuidas, como la energía solar fotovoltaica. (El-Anwar et al., 2025)

7.3. PROCESO DE MOLIENDA EN LA INDUSTRIA CEMENTERA

7.3.1. Descripción del proceso y consumo energético

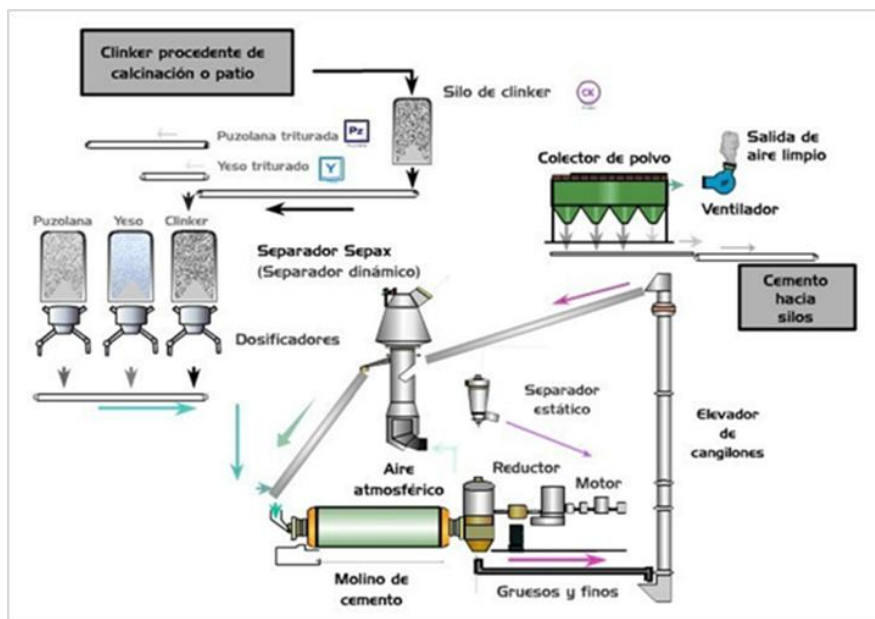
El cemento constituye uno de los materiales esenciales en el sector de la construcción. Para entender su relevancia, es fundamental conocer el proceso de fabricación para este versátil material. En este apartado, proporcionaremos una explicación resumida y detallada sobre el proceso de molienda de cemento, desde la reclamación de las materias primas o adiciones necesarias hasta la consecución del producto final. El proceso incluye la alimentación de clínker, que se produce previamente en el horno rotatorio, y que se transporta desde el enfriador hasta los silos de almacenamiento y luego al molino. El clínker se introduce en el sistema de molienda junto con materiales como el yeso que actúan como reguladores de fraguado. Dependiendo del tipo de cemento, también se añaden otros materiales cementantes como puzolana, escoria de horno, cenizas volantes y caliza que son finamente molidos. La cantidad de cada componente varía según el tipo de cemento y normativa de especificación de producto que aplique. Los principales equipos utilizados son:

- **Molinos de bolas:** Equipos tienen forma de tambor cilíndrico o cilindro-cónico, que se divide en dos o tres cámaras por donde pasa el material de una cámara a otra según vaya adquiriendo determinada finura hasta terminar el proceso de molienda. Las paredes interiores de estas cámaras son revestidas por blindajes que son resistentes a los impactos y favorecen el adecuado volteo del material minimizando el deslizamiento entre los cuerpos moledores y el tambor, la molturación dentro de este molino sucede por el impacto de cuerpos moledores de acero con forma esférica de distintos diámetros (1.87 cm, 2.41 cm, 3.85 cm) para pulverizar el material. (Pérez, 2016)
- **Molinos verticales de rodillos (VRM):** El molino vertical de cemento se presuriza con un sistema hidráulico, la presión actúa sobre el material entre el rodillo de molienda y el disco de molienda, para lograr el propósito de moler. El molino vertical de cemento se aplica para el procesamiento de materiales minerales no inflamables y no explosivos con una dureza Mohs inferior al grado 8 y una humedad inferior al 10%. Aunque su instalación es más costosa, ofrecen mayor eficiencia energética (*Molino Vertical de Cemento - AGICO Cement Plant*, n.d.)
- **Molinos de cilindros de alta presión (HPGR):** El principio de funcionamiento de esta tecnología consiste en que dos rodillos de molienda contra rotativos someten una columna de

material a alta presión, la cual se distribuye a través del espacio entre los rodillos. La conminución Inter partícula es el proceso de molienda específico de HPGR en el que las partículas de material se trituran y muelen dentro del lecho de material comprimido y no por contacto con la superficie del rodillo. (Takraf GmbH, 2025)

Durante este proceso, se generan importantes emisiones de polvo, especialmente en puntos críticos como la salida del molino, el transporte neumático del producto molido y el sistema de clasificación. Para mitigar estas emisiones, se instalan colectores de polvo y filtros electrostáticos (electrofiltros) estratégicamente a lo largo del circuito de molienda. Los colectores de cartucho se utilizan en las áreas de transferencia de materiales y en los silos de almacenamiento, mientras que los electrofiltros se sitúan en la salida de los molinos y en los sistemas de transporte neumático, donde las partículas tienden a concentrarse más. Estos filtros operan aplicando campos eléctricos de alta tensión (20–100 kV), lo que provoca que las partículas se desplacen hacia las placas colectoras. Es importante destacar que el funcionamiento continuo de estos sistemas conlleva un consumo energético adicional, que puede llegar a representar entre el 5 % y el 10 % del total de la energía eléctrica utilizada en la molienda. La ilustración 1, muestra de forma esquemática el proceso de molienda de cemento.

Ilustración 1. Diagrama de proceso de molienda de cemento



Fuente: (Esquer, 2020)

7.3.2. Marco legal y regulatorio aplicable a fuentes fijas en la industria cementera

La regulación de las fuentes fijas en la industria del cemento se estructura a través de marcos legales que combinan la legislación ambiental general, reglamentos específicos sobre emisiones y normas de autorización ambiental. Estas regulaciones requieren que se adopten las mejores técnicas disponibles (conocido por sus siglas en inglés como BAT, Best Available Techniques). En Honduras, la regulación estatal, que incluye la Ley General del Ambiente y el Reglamento para el control de emisiones de fuentes fijas, establece límites y procedimientos de autorización y control para las instalaciones cementeras.

En otros países como Estados Unidos, es regulado a través de la normativa federal, que se basa en la Clean Air Act, y la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) que regula la industria del cemento mediante Nuevos Estándares de Rendimiento para Fuentes (NSPS) y Normas Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos (NESHAP), que incluyen requisitos específicos para la fabricación de cemento Portland. En la Unión Europea, la Directiva 2010/75/UE (IED) obliga a aplicar BAT y a incorporar las conclusiones de los Best Available Techniques Reference Documents (BREF) sectoriales. El BREF “Cement, Lime and Magnesium Oxide (CLM)” establece criterios técnicos y rangos de rendimiento para los equipos de control de emisiones. En España, la transposición de la Directiva de Emisiones Industriales (IED) se formaliza a través del Real Decreto 815/2013 y guías técnicas nacionales complementarias.

Por lo tanto, sin importar en qué territorio se ubique la instalación industrial, existen normativas que deben cumplirse y que establecen los límites de emisión de contaminantes. Estas normativas determinan el marco legal aplicable a las instalaciones industriales con el objetivo de proteger el medio ambiente y disminuir la contaminación. De la información consultada se presenta la tabla 3, que compara las normativas ambientales para fuentes fijas en la industria del cemento de las diferentes ubicaciones geográficas que se mencionan, con algunas observaciones relevantes.

Tabla 3. Comparativo normativa ambiental para fuentes fijas en la industria cementera.

Región / País	Marco normativo principal	Límite de partículas (mg/Nm³)	Límite de NOx (mg/Nm³)	Límite de SO ₂ (mg/Nm³)	Observaciones
Honduras	Acuerdo Ejecutivo No. 189-2009, Reglamento de emisiones atmosféricas (SERNA/DECA)	50–150 (según fuente fija y tecnología)	400–800	500–2,000	Normativa menos estricta que UE/EE. UU.; en proceso de armonización con estándares internacionales.
Estados Unidos (EPA)	Clean Air Act (CAA), 40 CFR Part 60 (NSPS – Standards of Performance for Portland Cement Plants)	30 (nuevo estándar desde 2015)	400 (para hornos de clínker)	250–400 (según estado y permisos específicos)	La EPA aplica criterios más estrictos y revisiones periódicas. Se emplea monitoreo continuo (CEMS).
España	Real Decreto 815/2013 (prevención y control integrados de la contaminación, transposición de Directiva 2010/75/UE)	30	200–500 (dependiendo de la instalación y BAT)	50–400	Se aplica marco europeo IED y Mejores Técnicas Disponibles (BAT/BREF Cemento y Cal).
Unión Europea	Directiva 2010/75/UE (Industrial Emissions Directive, IED); Decisión de Ejecución (UE) 2013/163 sobre BAT para cemento y cal	10–30	200–450	50–400	Los valores se ajustan a las BAT. Requiere sistemas de control continuo y reportes a la autoridad competente.

Fuente: (Diario Oficial La Gaceta, 2011) (US Environmental Protection EPA, 2010)

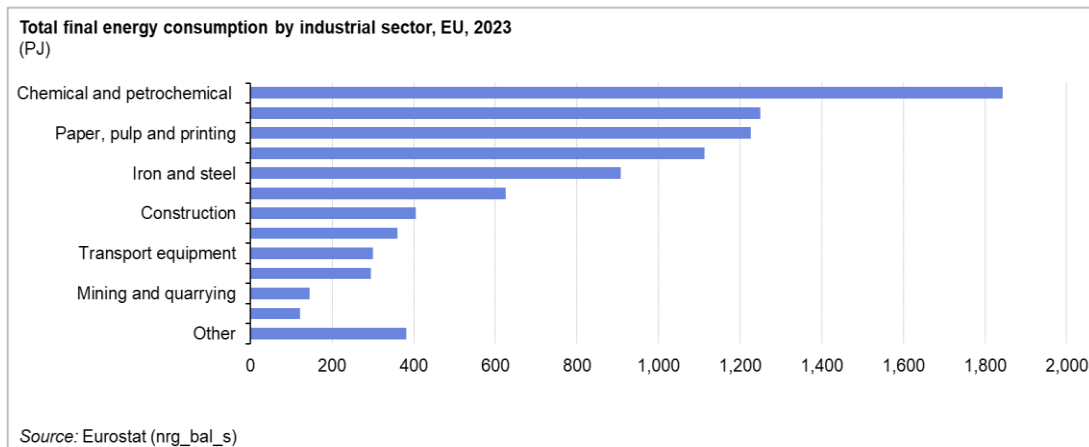
7.4. INTEGRACIÓN Y APLICACIÓN DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EN PROCESOS INDUSTRIALES

Es evidente que la transición hacia el uso de energía proveniente de fuentes renovables ha impulsado la adopción de tecnologías solares en el sector industrial, dado que el consumo energético es constante y elevado para mantener sus operaciones en los niveles productivos requeridos. En este contexto, la energía solar fotovoltaica, en particular en la industria cementera, se ha consolidado como una solución viable para mejorar la eficiencia energética, reducir los costos operativos y, al mismo tiempo, alinearse con los compromisos ambientales de descarbonización exigidos por los gobiernos. El sector industrial representa cerca del 40 % del consumo de energía en el mundo y es el que produce más del 30 % de las emisiones de gases de efecto invernadero. (Enerdata, 2025)

En la UE, el comportamiento es muy similar el sector industrial representó el 24.6% del consumo energético final en 2023. Dentro del sector industrial, los mayores consumidores de energía en la UE fueron la industria química y petroquímica, la industria de minerales no metálicos y la industria del papel, la pulpa y la impresión. (eurostat, 2025) Se puede apreciar en la ilustración 2, donde se muestra el consumo final de energía para el 2023 por sector industrial a nivel de la UE. Los tres sectores con el mayor consumo final de energía fueron la industria química y petroquímica (21.5 % del consumo final total de energía en la industria en 2023 en la UE), la industria de minerales no metálicos (14.5 %) y la industria del papel, la pulpa y la impresión (14.3

%). Los únicos otros sectores que consumieron más del 10 % del total fueron la industria de alimentación, bebidas y tabaco (12.9 %) y el sector siderúrgico (10.6 %). (eurostat, 2025)

Ilustración 2. Consumo de energía por sector industrial en la UE, 2023



Fuente: (eurostat, 2025)

La implementación de la energía solar fotovoltaica en el sector industrial puede realizarse de diversas maneras, teniendo en cuenta el perfil de consumo eléctrico, el espacio disponible para el parque solar y la estrategia de gestión energética de la empresa. Entre las principales modalidades se incluyen: el autoconsumo directo, donde la electricidad generada se utiliza directamente para alimentar la línea de producción; los sistemas híbridos con almacenamiento, que se caracterizan por el uso de baterías para gestionar la intermitencia solar, cubrir picos de demanda y garantizar la continuidad del suministro para los procesos de producción; el complemento a la cogeneración, en el cual la energía fotovoltaica producida se integra con otros sistemas de generación energética, como calderas y turbinas de gas, contribuyendo así a la eficiencia energética; y la inyección a la red, modalidad en la que la empresa asegura un precio fijo de la electricidad, evitando la inversión directa en el sistema.

La energía solar fotovoltaica se adapta a diversos sectores, dependiendo de la naturaleza de los procesos y el consumo de electricidad. Algunas aplicaciones específicas de la energía solar fotovoltaica en el ámbito industrial incluyen las siguientes industrias:

- Cemento y los materiales de construcción: para la alimentación eléctrica de equipos principales de gran consumo como molinos, ventiladores, bandas transportadoras, sistemas de dosificación y filtración de polvos. Datos de proyectos piloto han demostrado que hasta un 20 % del consumo eléctrico anual de una planta cementera puede cubrirse con generación fotovoltaica (The European Cement Association, 2020)

- Industria alimenticia: considera la alimentación eléctrica de los equipos de mayor consumo como cámaras de frío, refrigeración, maquinaria de procesos de envasado automatizado, que presentan altos consumos eléctricos principalmente en el horario diurno, que es coincidente con la generación solar. (Food and agriculture organization of the united nations. FAO, 2011)
- Industria Química y metalúrgica: aporta en la sustitución parcial del consumo eléctrico de hornos, bombas y sus equipos auxiliares.
- Tratamiento de aguas: operación de bombas de gran capacidad, equipos de filtración entre otros.
- Logística y almacenamiento: iluminación y climatización de naves industriales.

Es evidente que el uso y adopción de energía fotovoltaica para las industrias genera beneficios importantes a nivel económico, ya que se tiene una menor dependencia de combustibles fósiles, una mayor seguridad energética y una contribución importante en términos ambientales.

7.5. ESTUDIOS PREVIOS Y CASOS DE ÉXITO

A nivel global se mencionan algunos ejemplos relevantes de evidencias del sector industrial sobre uso de la energía fotovoltaica para la generación de energía eléctrica para autoconsumo.

- **Holcim El Salvador.**

Uso de energía solar para producir cemento en la planta El Ronco, ubicada en Metapán con un parque fotovoltaico conformado por 39 mil 200 paneles solares en un espacio de 14.3 hectáreas dentro de las instalaciones de la planta, la empresa contará con 17 MWp de energía limpia que equivalen al 21% del total que se requiere en el proceso productivo. lo cual le permitirá dejar de consumir anualmente 43 mil barriles de fuel oil, que equivalen a 1.7 millones de galones de combustible. (Holcim S.A.B. de C.V., 2025)

- **Cemex y Synhelion logran avance para desarrollar la primera planta de cemento totalmente solar en el mundo.**

Se trata de producción de cemento totalmente impulsada por energía solar, incluyendo la producción continua de clínker utilizando únicamente energía solar. El clínker es el componente más intensivo en energía de la fabricación de cemento. A principios de 2022, las empresas anunciaron la primera producción exitosa de clínker solar en un proyecto

piloto a pequeña escala. Pasar de esa etapa inicial a la producción continua en condiciones similares a las de una planta de cemento refleja el enorme potencial de esta tecnología para alcanzar su implementación a escala industrial. Cemex y Synhelion seguirán avanzando para construir una planta piloto de cemento a escala industrial impulsada por energía solar.

El clínker se produce en un horno rotatorio a temperaturas cercanas a los 1,500°C. Los combustibles fósiles se utilizan normalmente para calentar el horno y son responsables de aproximadamente el 40% de las emisiones directas de CO₂. La innovadora tecnología de Synhelion suministra suficiente calor para producir clínker sin utilizar combustibles fósiles. Reemplazar completamente los combustibles fósiles con energía solar es un cambio fundamental en el proceso de producción que forma parte de los esfuerzos de Cemex para lograr la neutralidad de carbono en 2050. Además, la tecnología genera las condiciones para separar, y por lo tanto capturar, el CO₂ restante de la calcinación en forma concentrada, sin esfuerzos adicionales. (Cemex, S.A.B. de CV, 2025)

- **TotalEnergies y Holcim Bélgica.**

TotalEnergies y Holcim Bélgica han dado el primer paso hacia la descarbonización de la fábrica de cemento de Obourg, en Bélgica, con el desarrollo de un parque solar flotante que suministrará energía limpia a la instalación. La central solar flotante suministrará energía renovable a las instalaciones de Holcim y contribuirá a reducir sus emisiones de CO₂ en 110.000 toneladas durante la vida útil del proyecto, según TotalEnergies. la planta se instalará en las antiguas canteras del emplazamiento y constará de 55.000 paneles fotovoltaicos, con una potencia total de 31MWp. (LATAM Green, 2023)

8. DESARROLLO TÉCNICO DEL TRABAJO

8.1. DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL

8.1.1. Proceso de molienda de cemento

Descripción de Equipos.

El proceso de molienda de la planta de referencia está compuesto por tres molinos, el molino de cemento principal (CM 1) es un molino de bolas con dos cámaras, con capacidad de procesar 95 tm/h a una finura de 4500 cm²/g. Este molino opera en un circuito cerrado, descargando el

material en un elevador de cangilones que lo lleva a un turboseparador por aire. La separación en el turboseparador se realiza mediante la turbulencia generada por una corriente de aire que arrastra el material con la finura deseada, el cual sale del turboseparador como producto final. El material restante, los gruesos, se devuelve a la entrada del molino. El turboseparador es del tipo wedag, con circulación forzada creada por un ventilador externo y con la recolección de los finos en ciclones situados fuera del cuerpo principal del turboseparador. El molino está equipado con un sistema de inyección de agua pulverizada en la primera cámara regulada en función de la temperatura del cemento. El aire de ventilación del molino es extraído por un ventilador, previo al mismo existe un ciclón que descarga el producto captado al elevador de recirculación que alimenta al turboseparador.

El molino complementario (CM1A), es un molino de bolas tipo KAWASAKI de accionamiento lateral que opera en circuito cerrado con separación por aire, funciona como complemento de la cámara 2 del molino CM1 y es alimentado por el material de rechazo de éste. La producción del molino es de 25 Tm/h, y solo tiene un compartimiento (cámara) la regulación de la carga del molino se hace a través del consumo de potencia del elevador de recirculación con el criterio de mantener constante el aporte total de material al molino, que corresponde a la alimentación de las basculas más el retorno del turboseparador.

La planta cuenta con un segundo molino horizontal (CM2) también de dos cámaras, con capacidad de 46 Tm/h para una finura de 4500 cm^2/g , con operación igual al CM1 en circuito cerrado, con su turboseparador independiente y con descarga a los silos de cemento mediante elevadores de cangilones.

La puzolana se seca hasta que su humedad es inferior al 1%. Para lograr esto, se utiliza un secador que emplea gases calientes generados por un horno rotatorio, donde las temperaturas de los gases varían entre 400 y 600 °C. El horno está equipado con un sistema de control que ajusta la cantidad de combustible (petcoke) según lo que se necesite para el proceso de secado. Una vez que el material se ha secado, se almacena en un silo con capacidad para 200 toneladas, y luego se transporta a las tolvas de puzolana que alimentan ambos molinos.

El proceso de desempolvado del molino y del turboseparador se realiza mediante un filtro de mangas, para evitar problemas de obstrucción en las mangas del filtro debido a la acumulación de polvo, se utiliza aire para enfriar el molino, de esta forma se asegura la mínima inyección de agua para no alcanzar niveles de humedad en el aire que sean peligrosos para el filtro de mangas.

Actualmente el material que se recolecta del proceso de desempolvado de los electrofiltros y colectores se reintroduce en la respectiva corriente de materiales que se alimentan al molino. La máxima emisión de polvo al igual que en el resto de los filtros debe ser inferior a 120 mg/Nm³. (Diario Oficial La Gaceta, 2011)

El edificio de molienda está diseñado con una sala separada para motor de accionamiento y equipada con puente grúa y polipasto. Un sistema de dosificación múltiple ajustado a la proporción de alimentación de componentes individuales con un rango de control de 1 a 10. Mayor detalle técnico de los molinos se muestra en el Anexo 5.

En síntesis, en la Tabla 4 se presenta el sistema de molienda de la planta de referencia:

Tabla 4. Caracterización del sistema de molienda planta de referencia

MOLINO	CEM MILL 1	CEM MILL 1A	CEM MILL 2
Tipo	Kawasaki	Kawasaki	TianJin
Capacidad	95 t/h	25 t/h	46 t/h
Finura	4500 cm ² /g	7% (90 micrón)	4500 cm ² /g
Dimensiones	4.1 m diámetro 12.5 m largo	3.2 m diámetro 5m largo	3.4 m diámetro 10.75 m largo
Compartimiento	2	1	2
Revoluciones (tubo)	15.8	17.5	15.8
Motor eléctrico (Potencia)	1500 kW	650 kW, 6 p	3000 kW, 10 p

Fuente: autoría propia

Materias Primas.

El componente principal del cemento es el clinker, un material granular que se obtiene mediante la cocción a una temperatura de 1400°C de materias primas de naturaleza calcárea, mineral de hierro y correctores silíceos, previamente triturados, proporcionados, mezclados, pulverizados y homogeneizados. Posteriormente, este material sintético granular, junto con otros materiales como puzolana, caliza y yeso, se dosifican en proporción al tipo de cemento que se produce. En el caso de las adiciones como la puzolana y la caliza, generalmente también se introducen con un tamaño de grano de 25.4 mm y un contenido de humedad de 6% y 4%, respectivamente. Todos los materiales en conjunto son finamente molidos hasta obtener el tamaño de partícula especificado de acuerdo con el tipo de cemento y la normativa que lo regula.

8.1.2.Descripción de los equipos de colección de polvo instalados.

La planta de referencia dispone de colectores de polvo, que son dispositivos que se encargan de separar las partículas sólidas de una corriente de gas. Esto se hace con el fin de cumplir con las

normativas ambientales que rigen la actividad en el país. En el caso de estos colectores, las partículas sólidas que se recogen se devuelven a la corriente de material para su procesamiento posterior. Se tienen dos tipos de colectores:

1. **Colectores Air Jet:** operan mediante la inyección de pulsos de aire comprimido en sentido contrario al flujo de filtración. Este pulso provoca una expansión rápida de las mangas filtrantes, desprendiendo el polvo acumulado en su superficie externa. El polvo cae en tolvas de recolección para su posterior manejo. Tienen una eficiencia $> 99.95\%$ para partículas con tamaño menor a $1\ \mu\text{m}$ y el medio filtrante son mangas de poliéster con temperatura de operación hasta 204°C , posee control automático mediante secuenciadores electrónicos que regulan la frecuencia de limpieza. (Kawasaki Heavy Industries Ltd, 1979)
2. **Colectores Reverse Air:** utilizan aire a baja presión que fluye en sentido inverso al proceso de filtración para limpiar las mangas. Tiene una capacidad de filtrado desde $100 - 1500\ \text{m}^3/\text{min}$ a una temperatura de 110°C , con una superficie total de filtrado de $106.2 - 1700\ \text{m}^2$. Este sistema es impulsado por un motor con potencias desde 0.4kW hasta $2.2\ \text{kW}$, de acuerdo con el tamaño con 4 polos, $1/29$ cyclo motorreductor (cicloidial). Las carcasas superior e inferior están construidas en chapa de acero con paredes de separación y están equipadas con compuertas de servicio. Además, dispone de una tolva que recolecta los polvos mediante la entrada de aire contaminado, y un transportador de tornillo instalado en el fondo de la tolva para la extracción del polvo recogido. Algunos modelos tienen un dispositivo de limpieza de bolsas para cada compartimiento dotado de un regulador hermético de tipo rotativo, junto con su conjunto completo de bolsas filtrantes (instalados en las cintas de transporte de materiales). Este sistema es más suave que el Pulse-Jet y se utiliza en aplicaciones donde se requiere menor estrés mecánico sobre el medio filtrante, son más antiguos y que están quedando en desuso. Su eficiencia es menor del orden del $95\% - 99\%$. (Kawasaki Heavy Industries Ltd, 1979)
3. **Electrofiltro:** tipo carcasa para intemperie está diseñado para manejar un volumen de gases de $1000\ \text{m}^3/\text{min}$ a una temperatura de material de 105°C , garantizando un contenido de polvo a la salida de $0.12\ \text{g}/\text{Nm}^3$ o menos, con un rendimiento del 99.7% . Mecánicamente, se compone de una cámara de precipitación de construcción soldada, puertas de inspección, aisladores de porcelana y cámaras de alta tensión. Además, cuenta

con un distribuidor de gas tipo parrilla equipado con un dispositivo sacudidor. Así mismo cuenta con su tolva de recogida de polvo con entrada de hombre y clapet de seguridad de construcción soldada, tiene un conjunto de transportadores para extracción de polvo con equipo de accionamiento y conjunto de exclusas rotativas para extracción de polvo con grupo de accionamiento. (Kawasaki Heavy Industries Ltd, 1979)

En la Tabla 5 se muestra los equipos de recolección de polvo con que cuenta la planta instalados en la sección de cemento, que abarcan aquellos situados sobre los silos de almacenamiento de cemento terminado, con el objetivo de disminuir las emisiones de partículas durante sus procesos de producción de cemento. Entre estas tecnologías, se destacan los filtros de mangas con limpieza tipo Air Jet (Pulse-Jet) y los sistemas de flujo invertido (Reverse Air).

Tabla 5. Inventario de colectores de polvo sección MC

COLECTOR	PUNTO DE ASPIRACION	COD	m³/h	TOTAL m³/h
402 DC -15	Transportador de cadena	CB09	2.500	2.500
408 DC- 23	Silo 1500 t	SO05	2.300	4.600
	Silo 1500 t	SO07	2.300	
408 DC -29	Silo 1500 t	SO09	2.300	2.300
416 DC- 19	Silo 1500 t	SO01	2.300	12.500
	Aerodeslizador	AS59	2.500	
	Elevador	BE57	2.700	
	Transportador de cadena	DG 15	2.500	
	Reguera	AS53	2.500	
416 DC-11	Tolvas Clinker	HO01	1.200	9.500
	Tolva yeso	HO05	1.000	
	Cinta	BC09	2.300	
	Cinta	BC19	2.300	
	Elevador	BE13	2.700	
416 DC -67	Ciclon	CY63	50.000	140.000
	Molino	MB15	50.000	
	Reguera	AS33	2.500	
	Reguera	AS51	2.500	
	Reguera	AS37	2.500	
	Reguera	AS61	2.500	
	Reguera	AS49	2.500	
	Reguera	AS61	2.500	
	Cinta	BC09	2.300	
	Separador	SP39	20.000	
417 DC 1-2	Elevador	BE35	2.700	2.500
	Dosificador	WF03	2.500	
418 DC -63	Elevador	BE15	2.700	122.500
	Ciclon	CY55	50.000	
	Cinta	BC11	2.300	
	Reguera	AS43	2.500	
	Molino	MB25	40.000	
	Reguera	AS45	2.500	
	Reguera	AS49	2.500	
	Separador	SP17	20.000	

436 DC - 87	Transportador caja laminas	DG85	2.500	10.200
	Elevador	BE55	2.700	
	Reguera	AS57	2.500	
	Reguera	AS51	2.500	
426 DC 69	Reguera	AS65	2.500	2.500
426 DC-13	Cinta	BC11	2.300	4.600
	Cinta	BC09	2.300	
426 DC-51	Separador	SP43	20.000	25.200
	Elevador	BE37	2.700	
	Reguera	AS51	2.500	
426 DC -73	Molino	MB17	50.000	50.000

Fuente: (Ingeniería del Medio Ambiente - INGEMOL, 2017)

8.1.3. Análisis de consumo energético actual

Los sistemas de filtrado de polvo, como los filtros de mangas con limpieza tipo Air Jet (Pulse-Jet) y los de flujo invertido (Reverse Air), necesitan una infraestructura eléctrica bastante robusta para operar de manera continua y eficiente. Estos sistemas no solo consumen energía directamente a través de compresores, ventiladores y unidades de control, sino que también dependen de varios equipos auxiliares que garantizan su funcionamiento óptimo. Evaluar el consumo eléctrico de estos sistemas y sus componentes auxiliares nos ayuda a analizar la viabilidad técnica de integrar fuentes renovables, como la energía solar fotovoltaica.

Para estimar el consumo eléctrico de los sistemas de filtrado de polvo en la sección de molienda de cemento, se utilizó un enfoque técnico basado en la caracterización de los equipos instalados en la planta de referencia en Honduras, complementado con los datos de consumo energético mensual que proporcionó la empresa. Dado que no hay un desglose específico del consumo de cada circuito exclusivo para los colectores de polvo, se aplicará una metodología de estimación indirecta. En cuanto al consumo eléctrico de los componentes auxiliares comunes, se tomarán en cuenta las especificaciones técnicas que ofrecen las marcas distribuidoras de estos equipos, tal como se detalla en la tabla 6.

Tabla 6. Consumo eléctrico de equipos auxiliares

EQUIPO AUXILIAR	FUNCIÓN	CONSUMO TÍPICO (kW)
Sistema de limpieza	Generar pulsos de limpieza (Pulse Jet)	3 – 15
Ventiladores centrífugos	Mover aire a través del sistema	30 – 100
Sistema de aire comprimido centralizado	generar aire para el colector	45 – 75
Transportadores de tornillo	Evacuar el polvo recolectado hacia tolva	2.0 – 10
Sistema de descarga (válvulas rotativas, roscas)	Descarga de polvos	1.0 – 5.0
Sensores de presión diferencial	Monitorear nivel de saturación del filtro	< 1.0
Sistema de automatismo	Control y operación remota	< 1.0

Fuente: (Air Jet, 2021)

Entre las consideraciones adicionales para llevar a cabo un cálculo detallado del consumo eléctrico del sistema de limpieza del colector, que normalmente está equipado con válvulas que se activan periódicamente. El fabricante proporciona una referencia de consumo típico de 0.1 – 0.5 Nm³/min por cada m² de tela filtrante (poliéster), lo que se traduce en 0.5 kWh/ Nm³ de aire comprimido. (Air Jet, 2021)

Asimismo, se tiene en cuenta una pérdida de carga de los ventiladores de $\Delta P = 2000$ Pa, con una eficiencia $\eta = 0.90$. Por otro lado, el suministro de aire comprimido en la planta es centralizado, garantizando la presión necesaria en la sección para el adecuado funcionamiento de los sistemas de desempolvado. Con el objetivo de dimensionar el consumo de aire de pulso y su correspondiente consumo eléctrico, se consideró 0.2 Nm³/min por cada 10,000 m³/h de caudal del colector (esta es una regla empírica que se ha definido a través de los años de experiencia de la planta para sistemas Pulse Jet de estas dimensiones). Para la conversión a potencia del compresor se empleó la aproximación $\text{kW} \approx \text{Nm}^3/\text{h} \times 0.1$ derivado del consumo típico por m² de tela filtrante, obteniendo así la potencia atribuida al compresor por colector (kW).

Para los equipos auxiliares (descargas, válvulas, etc.) se generó la siguiente escala de consumo en función al caudal de los colectores:

- $Q \geq 50,000$ m³/h usar 10 kW
- $20,000 \leq Q \leq 50,000$ usar 5 kW
- $Q < 20,000$ usar 3 kW

Se estima un valor operativo estándar de la planta de 8000 horas al año, lo cual garantiza disponer de la cantidad de producto terminado que el mercado requiere.

Con las consideraciones proporcionada anteriormente y tomando los datos de las tablas 3 y 4, se determina el consumo energético mensual para cada colector, junto con los equipos auxiliares necesarios para asegurar una operación eficiente que cumpla con la normativa ambiental vigente. Los cálculos mostrados en la tabla 7 indican que se requiere un consumo de 263,599 kWh al mes y 3,163,182 kWh al año que sería el valor para suministrar por energía solar fotovoltaica.

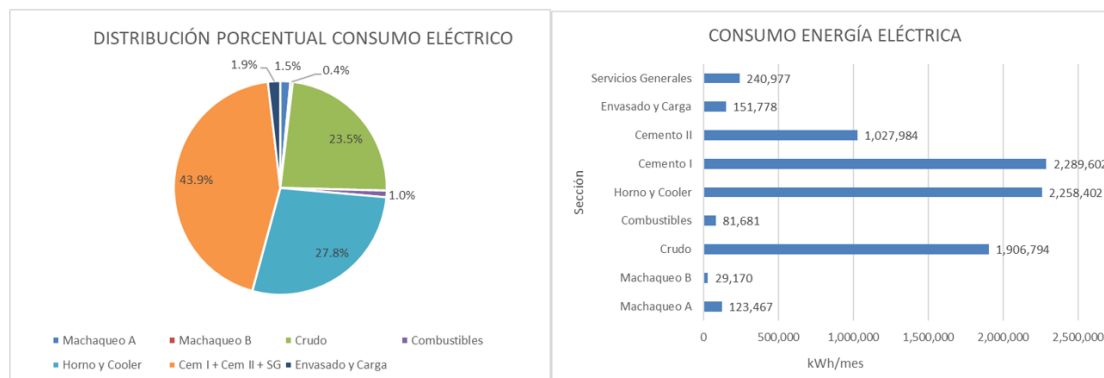
Tabla 7. Consumo eléctrico de los colectores de la molienda de cemento.

Colector	Caudal (Q)		Ventilador	Caudal (Q)		Compresor	Auxiliares	Potencia Total	Energía Anual	Energía Mensual
	m ³ /h	m ³ /s		Nm ³ /min	Nm ³ /h					
402 DC-15	2,500.00	0.69	1.543210	0.05	3.00	0.60	3.00	5.14	41,145.68	3,428.81
408 DC-23	4,600.00	1.28	2.839506	0.09	5.52	1.10	3.00	6.94	55,548.05	4,629.00
408 DC-29	2,300.00	0.64	1.419753	0.05	2.76	0.55	3.00	4.97	39,774.02	3,314.50
416 DC-19	12,500.00	3.47	7.716049	0.25	15.00	3.00	3.00	13.72	109,728.40	9,144.03
416 DC-11	9,500.00	2.64	5.864198	0.19	11.40	2.28	3.00	11.14	89,153.58	7,429.47
416 DC-67	140,000.00	38.89	86.419753	2.80	168.00	33.60	10.00	130.02	1,040,158.02	86,679.84
417 DC 1-2	2,500.00	0.69	1.543210	0.05	3.00	0.60	3.00	5.14	41,145.68	3,428.81
418 DC-63	122,500.00	34.03	75.617284	2.45	147.00	29.40	10.00	115.02	920,138.27	76,678.19
436 DC-87	10,200.00	2.83	6.296296	0.20	12.24	2.45	3.00	11.74	93,954.37	7,829.53
426 DC 69	2,500.00	0.69	1.543210	0.05	3.00	0.60	3.00	5.14	41,145.68	3,428.81
426 DC-13	4,600.00	1.28	2.839506	0.09	5.52	1.10	3.00	6.94	55,548.05	4,629.00
426 DC-51	25,200.00	7.00	15.555556	0.50	30.24	6.05	5.00	26.60	212,828.44	17,735.70
426 DC-73	50,000.00	13.89	30.864198	1.00	60.00	12.00	10.00	52.86	422,913.58	35,242.80
TOTAL			240.06			93.34	62.00	395.40	3,163,181.83	263,598.49

Fuente: autoría propia

Por otro lado, el análisis de la información sobre el consumo eléctrico de las distintas secciones de la planta, como se muestra en la ilustración 3, revela que la sección de cemento presenta la mayor demanda energética. Esto justifica la incorporación de una fuente de energía que permita optimizar la operación y reducir costos. Los datos promedio de 19 meses (de febrero de 2023 a diciembre de 2024) registran un consumo promedio de 3,558,564 kWh/mes en dicha sección, de los cuales 263,599 kWh/mes corresponden a los sistemas de colección de polvo, lo que representa un 7.50% del total.

Ilustración 3. Consumo eléctrico por secciones de planta



Fuente: autoría propia

8.2. PROPUESTA TÉCNICA

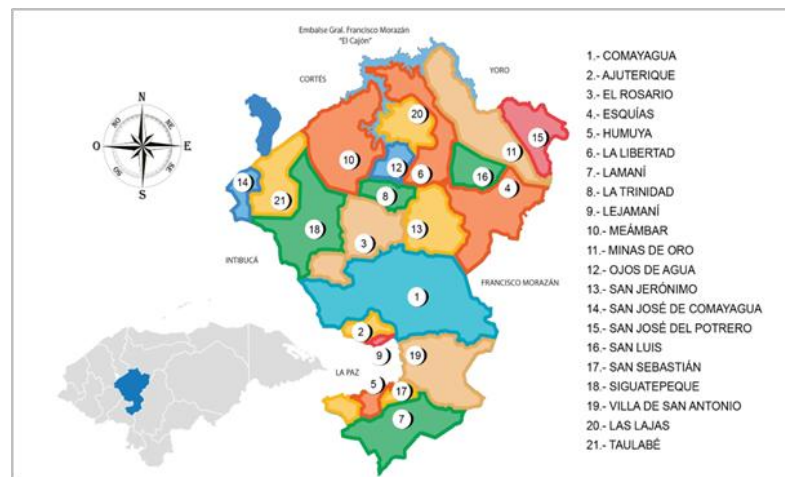
8.2.1 Descripción del emplazamiento para la ubicación del parque solar

Localización geográfica

La aldea Piedras Azules está situada en el departamento de Comayagua, en la región central de Honduras. Sus coordenadas geográficas son latitud 14°31'0"N y longitud 87°39'0"W (14.51667, -87.65). Las descripciones regionales indican una altitud de 593 m sobre el nivel

del mar, lo cual proporciona condiciones favorables para la instalación de sistemas fotovoltaicos, al reducir la incidencia de humedad excesiva y mejorar la eficiencia térmica de los paneles solares. El sitio del emplazamiento forma parte del Valle de Comayagua, una zona estratégica con clima tropical seco a semiárido, que tradicionalmente ha sido utilizada para actividades agrícolas y asentamientos humanos menores. (Mindat.org, 2025)

Ilustración 4. Ubicación Departamento de Comayagua

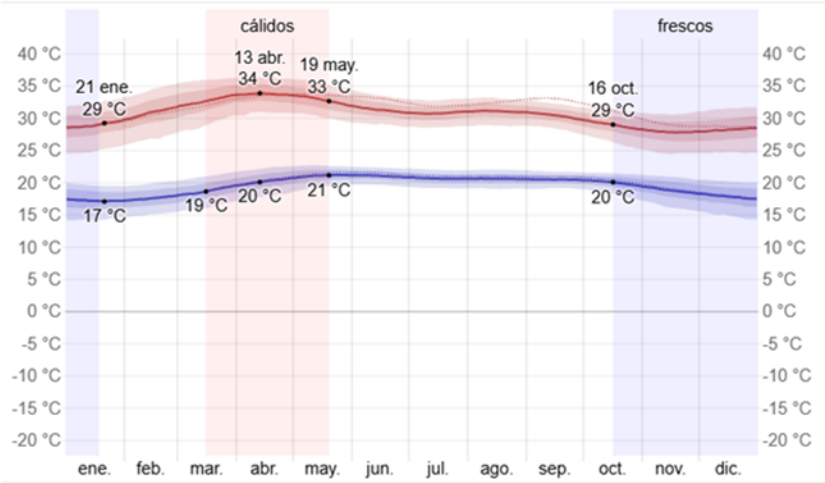


Fuente: (Red Honduras, 2025)

■ Clima e irradiación solar

El clima predominante en la zona es tropical de sabana (Aw) según la clasificación Köppen-Geiger. De acuerdo con la información consultada y mostrada en la ilustración 5 la temporada calurosa dura 2.1 meses, del 16 de marzo al 19 de mayo, y la temperatura máxima promedio diaria es más de 33 °C. El mes más cálido del año en Comayagua es abril, con una temperatura máxima promedio de 34 °C y mínima de 20 °C. El mes más frío del año en Comayagua es enero, con una temperatura mínima promedio de 17 °C y máxima de 29 °C. Se aprecia de forma mensual en la Tabla 6. (Weather Spark, 2025)

Ilustración 5. Temperatura máxima y mínima promedio en Comayagua



Fuente: (Weather Spark, 2025)

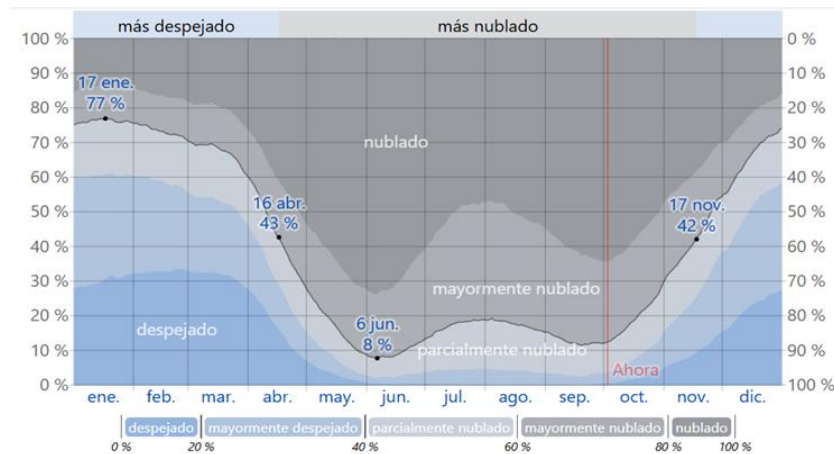
Tabla 8. Temperaturas medias mensuales Comayagua

Promedio	ene.	feb.	mar.	abr.	may.	jun.	jul.	ago.	sep.	oct.	nov.	dic.
Máxima	29 °C	31 °C	33 °C	34 °C	33 °C	31 °C	31 °C	31 °C	30 °C	29 °C	28 °C	28 °C
Temp.	22 °C	23 °C	25 °C	26 °C	26 °C	25 °C	25 °C	25 °C	25 °C	24 °C	23 °C	22 °C
Mínima	17 °C	18 °C	19 °C	20 °C	21 °C	21 °C	21 °C	21 °C	20 °C	20 °C	19 °C	18 °C

Fuente: (Weather Spark, 2025)

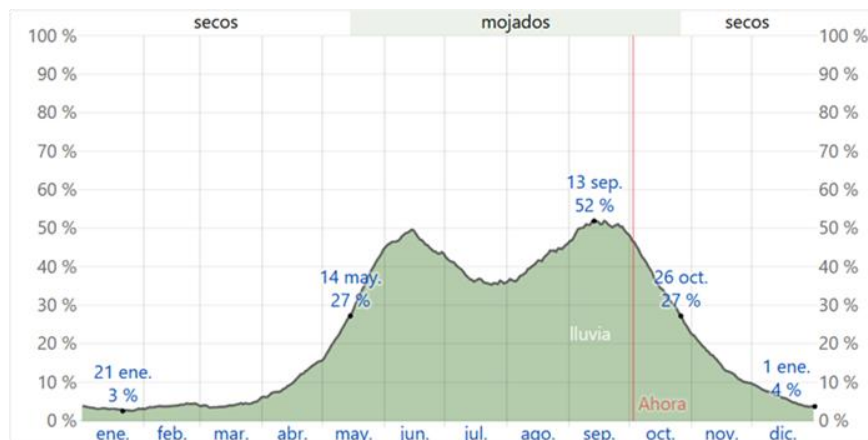
Respecto a la nubosidad en Comayagua, el promedio del porcentaje del cielo cubierto con nubes varía extremadamente en el transcurso del año. La parte más despejada del año comienza aproximadamente el 17 de noviembre; dura 5.0 meses y se termina el 16 de abril. El mes más despejado del año en Comayagua es enero, durante el cual en promedio el cielo está despejado, mayormente despejado o parcialmente nublado el 76 % del tiempo. La parte más nublada del año comienza aproximadamente el 16 de abril; dura 7.0 meses y se termina el 17 de noviembre. El mes más nublado del año en Comayagua es junio, durante el cual en promedio el cielo está nublado o mayormente nublado el 90 % del tiempo. Como se muestra en la ilustración 6 (Weather Spark, 2025). La temporada de lluvia dura 5.4 meses, de 14 de mayo a 26 de octubre, con una probabilidad de más del 27 %. El mes con más días de lluvia en Comayagua es septiembre, con un promedio de 15.1 días con por lo menos 1 milímetro de precipitación. La temporada más seca dura 6.6 meses, del 26 de octubre al 14 de mayo. Se observa de forma gráfica en la ilustración 7.

Ilustración 6. Categorías de nubosidad en Comayagua



Fuente: (Weather Spark, 2025)

Ilustración 7. Probabilidad diaria de precipitación

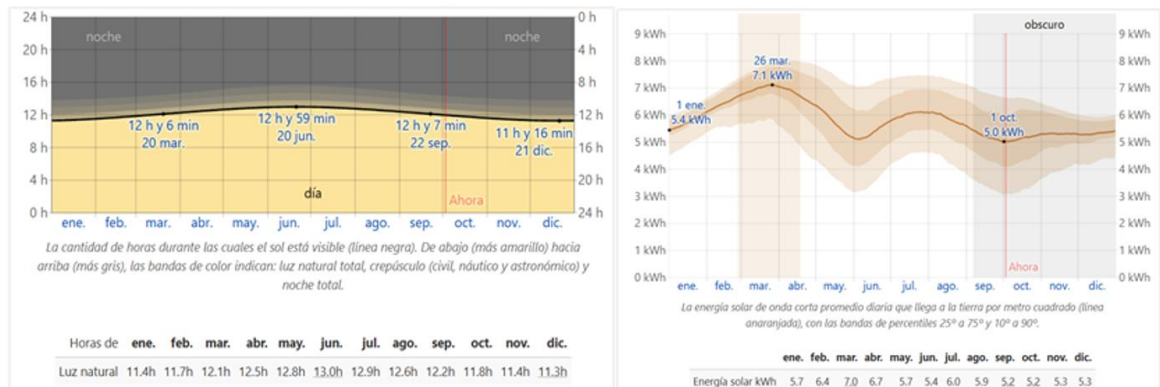


Fuente: (Weather Spark, 2025)

En la ilustración 8 se presenta la duración del día y como varía durante el año. En 2025, el día más corto es el 21 de diciembre, con 11 horas y 16 minutos de luz natural; el día más largo es el 20 de junio, con 12 horas y 59 minutos de luz natural. La energía solar de onda corta incidente promedio diaria tiene variaciones estacionales leves durante el año, el período más resplandeciente del año dura 1.7 meses, del 26 de febrero al 18 de abril, con una energía de onda corta incidente diaria promedio superior a 6.7 kWh/m². El mes más resplandeciente del año en Comayagua es marzo, con un promedio de 7.0 kWh. El periodo más oscuro del año dura 3.9 meses, del 6 de septiembre al 1 de enero, con una energía de onda corta incidente diaria promedio de menos de 5.4 kWh/m². Estos niveles son

altamente adecuados para la generación fotovoltaica, permitiendo una producción energética eficiente y sostenida durante todo el año. (Weather Spark, 2025)

Ilustración 8. Horas de luz natural y energía solar de onda corta



Fuente: (Weather Spark, 2025)

■ Topografía

El terreno en Piedras Azules presenta suaves pendientes locales y el relieve sugiere colinas moderadas, aunque no extremadamente escarpadas en la zona cercana al valle, con pendientes menores al 5%, lo que facilita la instalación de estructuras fotovoltaicas sin necesidad de obras de nivelación significativas. Además, el suelo tiene buena capacidad de drenaje y baja susceptibilidad a inundaciones, lo cual reduce los riesgos de deterioro estructural y mejora la durabilidad de los equipos. No se ha encontrado en fuentes secundarias de una curva topográfica detallada de Piedras Azules, lo cual implica que se deberá realizar un estudio topográfico local (GPS, estación total, u otras técnicas). Asimismo, la cercanía a la planta cementera, que ya opera una granja solar con más de 32,000 paneles fotovoltaicos, demuestra la viabilidad técnica de proyectos solares en la zona. (Kawasaki Heavy Industries Ltd, 1979)

8.2.2 Dimensionamiento de componentes

8.2.2.1 Referencias de simulación y criterios de proyecto

El dimensionamiento de los componentes del sistema fotovoltaico (SFV) se fundamenta en una simulación llevada a cabo con el software PVsyst, que es la herramienta de referencia utilizada en este trabajo para analizar la energía de esta instalación solar conectada a la red. En software el sistema tiene una potencia nominal de campo de 2,534 kWp, compuesto por

5,760 módulos de 440 Wp cada uno, con una orientación fija. Esto se traduce en una producción anual de 3,956 MWh y una energía útil a ser entregada de 3,637.8 MWh/año un Performance Ratio (PR) de 80.68 %, y una fracción solar (SF) del 76.38% lo que sugiere que el sistema opera de manera eficiente bajo las condiciones climáticas de la ubicación del emplazamiento en Comayagua.

Teniendo en cuenta la demanda eléctrica anual del proyecto (3,163,182 kWh/año) y con el fin de cubrir completamente el consumo a través de la generación solar, se ha establecido una potencia pico de diseño de 2,534 kWp. Este valor incluye un margen del 15 % sobre la potencia simulada, para compensar posibles pérdidas por degradación, suciedad o variaciones estacionales. Este número servirá como base para calcular el dimensionamiento de cada subsistema, que incluye el campo fotovoltaico, los inversores, transformadores, cableado y protecciones. (PVsyst S.A., 2025)

8.2.2.2 Módulos solares (DC)

El diseño del campo fotovoltaico se ha llevado a cabo después de un análisis de los paneles disponibles en el mercado local y considerando la descripción técnica y tipos. Explicado con mayor detalle en el Anexo 6. A partir de esta revisión se selecciona para el proyecto módulos MAXEON SPR-MAX6-440, que cuenta con características nominales que permiten un funcionamiento eficiente en climas cálidos gracias a su bajo coeficiente térmico. Para visualizar más detalles sobre las características eléctricas y mecánicas, la hoja de especificaciones técnicas se encuentra disponible en el Anexo 7.

Para alcanzar la potencia pico de diseño se necesitan un total de 5760 módulos de 440 Wp, organizados en 320 cadenas (strings) de 18 módulos en serie, lo que permite alcanzar una tensión de operación de aproximadamente 663 V, dentro del rango MPPT de los inversores seleccionados. Esto resulta en una potencia total instalada de 2,534 kWp, que se ajusta al diseño previsto. El área total de captación se ha calculado en 11,128 m², considerando una superficie específica de 4.39 m²/kWp, obtenida de la simulación de referencia de PVsyst. Es importante destacar que este valor se refiere al área de los módulos; en la planificación del terreno, se deben incluir los espacios necesarios para mantenimiento y separación entre filas, la superficie total requerida para el campo solar se sitúa entre 18,000 y 20,000 m², lo que garantiza un buen aprovechamiento solar y facilita las tareas de limpieza y operación.

A continuación, se muestra en la tabla 9 el resumen de la información de los módulos fotovoltaicos sugeridos para el proyecto, y el detalle de cálculos en el Anexo 8 Resultados simulación PVsyst.

Tabla 9. Resumen características técnicas módulos fotovoltaicos

Generador Fotovoltaico	
Potencia nominal instalada (STC):	2534 kWp
Número de módulos:	5760 unidades
Modelo de módulo:	SPR-MAX6-440 (parámetros personalizados)
Potencia unitaria:	440 Wp
Configuración eléctrica:	320 strings de 18 módulos en serie
Área total de módulos:	11,128 m ²
Área de celdas activas:	9977 m ²
Orientación:	Plano fijo con inclinación de 13.7° y azimut de 1.4°
Pérdidas por suciedad:	3.00%
Pérdidas térmicas:	5.40%
Pérdidas por desajuste y cableado:	3.20%
Producción específica:	1556 kWh/kWp/año

Fuente: (Maxeon, 2025)

8.2.2.3 Inversores (AC) y relación DC/AC

La conversión de corriente continua a corriente alterna es un elemento crucial para la eficiencia de un sistema fotovoltaico. En el Anexo 9 podemos ampliar más acerca de los inversores. En el sistema que hemos diseñado, se emplearon cuatro inversores de la marca ABB PVS800-57-0630kW-B, cada uno con una capacidad de 630 kWac, lo que nos da un total de 2,520 kWac. La relación DC/AC es de 1.006, un valor que se encuentra dentro de los límites sugeridos por la Norma IEC 61727:2019 para instalaciones conectadas a la red. El tener una configuración de 4×630 kW garantiza, una modularidad que facilita las labores de mantenimiento y la segregación de campos para protección. (ABB , 2025). A continuación, se muestra tabla 8 con el detalle de la información de los inversores sugeridos para el proyecto.

Tabla 10. Resumen características técnicas de inversores

Inversores	
Número de unidades:	4
Modelo:	PVS800-57-0630kW-B
Potencia nominal total:	2520 kWac
Relación DC/AC:	1.006
Rango de tensión de operación:	525–825 V
Eficiencia máxima/europea:	97.0% / 95.0%
Pérdidas por conversión:	0.0% (según simulación)

Fuente: (ABB , 2025)

8.2.2.4 Transformador y acometida eléctrica (MT)

El sistema diseñado se encarga de suministrar energía a la red de media tensión mediante un transformador elevador trifásico. Este transformador se encarga de ajustar la salida de los inversores, que es de 415 V, a la tensión de distribución local de 13.8 kV. Tiene una potencia nominal de 2,520 kWac y un factor de potencia de 0.9112. Dado que la potencia aparente mínima necesaria es de 2,650 kVA, se ha elegido un transformador de 3,600 kVA, teniendo en cuenta las capacidades de los transformadores que se pueden encontrar en el mercado. Este transformador ofrecerá un margen operativo del 10 % y asegura que se cumpla con la norma IEC 60076-1:2021 en cuanto a pérdidas y calentamiento.(PVsyst S.A., 2025)

Una segunda alternativa sería utilizar dos transformadores de 1,800 kVA para mejorar la redundancia operativa y facilitar el mantenimiento. Asimismo, la acometida principal incluirá protecciones de media tensión, reconectadores automáticos, relés diferenciales y seccionadores bajo carga, todo conforme a lo que exige la Norma Técnica de Distribución Eléctrica de Honduras. (ENEE, 2014) El detalle de la selección del transformador se muestra en el Anexo 10.

8.2.2.5 Cableado y protecciones en corriente continua (DC) y corriente alterna (AC)

El cableado de corriente continua (DC) conecta los módulos a las cajas de conexión, y luego a los inversores. El tamaño se determina según la capacidad de conducción y la caída de tensión, que se ha limitado al 2 % de acuerdo con las recomendaciones de la norma IEC 60364-5-52. Los cálculos indican que para corrientes de 11.1 A por cadena y longitudes promedio de 20 a 25 metros, se recomiendan secciones de 6 mm² en cobre tipo PV1-F. Para tramos que superan los 30 metros, se utilizarán secciones de 10 mm². En las salidas de las cajas de conexión, donde se

agrupan entre 18 y 20 cadenas, la corriente puede alcanzar entre 200 y 220 A, por lo que se utilizarán conductores de 70 a 95 mm², o bien, un cableado doble en paralelo para minimizar las pérdidas. Cada cadena estará protegida con fusibles de 15 A y diodos de bloqueo, mientras que las cajas de combinación tendrán seccionadores DC y descargadores de sobretensión tipo II, cumpliendo con la norma IEC 61643-32:2017. (PVsyst S.A., 2025)

En la fase de salida de los inversores, el cableado de corriente alterna (AC) debe ser capaz de manejar corrientes nominales de alrededor de 885 A por inversor (630 kW_{ac} a 415 V, $\cos \varphi = 0.99$). Para soportar este nivel de corriente, se indican configuraciones de 3 × 240 mm² o 4 × 185 mm² en paralelo por fase, asegurando que la caída de tensión no supere el 1.5 %. En distancias cortas hacia el transformador, se pueden emplear barras de cobre o canalizaciones prefabricadas tipo busbar. Las protecciones asociadas incluyen interruptores automáticos de potencia con una capacidad de corte superior a 1000 A, relés de sobrecorriente, protecciones diferenciales y sistemas anti-isla, todo conforme a IEEE 1547:2018. Este conjunto de medidas garantiza una desconexión segura en caso de fallos de red y una adecuada coordinación entre las protecciones de corriente continua (DC) y alterna (AC).

8.2.2.6 Sistema de montaje y estructura de soporte

El sistema de soporte para los módulos será fijo y se instalará en un plano inclinado, con una inclinación de 13.7° y un azimuth de 1.4°, orientado casi directamente hacia el sur, tal como indica el modelo de PVsyst. La estructura se fabricará en acero galvanizado en caliente (S235JR o superior) o en aluminio anodizado, materiales que han sido seleccionados por su excelente resistencia a la corrosión y su durabilidad, que puede superar los 25 años. El cálculo estructural deberá cumplir con la normativa de referencia para las cargas de viento, teniendo en cuenta las condiciones locales de la región de Comayagua. La disposición de las filas está diseñada para minimizar el sombreado mutuo, manteniendo una relación de paso superior a 2.5, de acuerdo con los estándares de diseño solar.

8.2.2.7 Sistema de almacenamiento.

Se considera un banco de baterías de iones de litio con un voltaje de 640V, una capacidad nominal de 8400 Ah y una energía almacenada resultante de la simulación de PVsyst de 4,458.8 kWh. Este sistema está equipado con un cargador de corriente continua (DC) máximo de 2600 kW_{dc} y una potencia nominal de descarga de 1000 kW_{ac}. Este conjunto energético permite un desplazamiento temporal significativo a una potencia constante de 415 kW, lo que permite a la

batería suministrar energía durante aproximadamente 10.75 horas. Por lo tanto, se considera que está dimensionada para cubrir la totalidad de la noche y parte del día, según lo requiera la estrategia operativa de la planta. No obstante, la capacidad de entrega instantánea está limitada por la potencia de descarga (1000 kWac), lo cual es suficiente para la demanda base y picos moderados, pero presenta limitaciones para picos extremadamente elevados. La simulación de PVsyst sugiere una vida útil estimada de 10 años, por lo que es necesario considerar la reposición parcial del sistema de almacenamiento de energía en baterías. (PVsyst S.A., 2025)

Tabla 11. Resumen características técnicas sistema almacenamiento

Sistema de Almacenamiento	
Tipo de batería:	Li-Ion ajustable (modelo genérico)
Número de baterías:	2100 unidades (25 en serie × 84 en paralelo)
Tensión nominal:	640 V
Capacidad total:	8400 Ah
Energía almacenada útil:	4458.8 kWh
SOC mínimo de descarga:	20%
Temperatura de operación:	fija a 20°C
Vida útil estimada:	10 años
Estado de desgaste (SOW):	94.0% (cíclico), 90.0% (estático)

Fuente: (PVsyst S.A., 2025)

8.2.3 Infraestructura eléctrica de baja y media tensión para Subestación

En este apartado, se presenta el desarrollo técnico y las justificaciones necesarias para la infraestructura eléctrica de baja y media tensión relacionada con el parque fotovoltaico que hemos modelado. El esquema contempla una configuración de inversores de 4 × 630 kWac y un transformador recomendado. Los cálculos incluyen la potencia aparente que se requiere, las corrientes nominales en ambos lados del transformador, así como la selección y el dimensionamiento indicativo de cables y barras. También se abordan los criterios de caída de tensión y se sugiere un conjunto de protecciones y equipos para la subestación. Los datos base provienen del informe PVsyst VC2 (que incluye datos de producción y potencias) y alguno supuestos técnicos que se especifican en cada sección.

El sistema eléctrico que se propone incluye un transformador de 3,600 kVA con una relación de transformación de 13.8 kV a 0.415 kV, con conexión Dyn11 (o según lo indique la empresa responsable del suministro de energía eléctrica, para Honduras la ENEE), y una impedancia nominal sugerida del 8%. Este transformador debe cumplir con la norma IEC 60076-1, que

establece los requisitos técnicos generales, las condiciones de servicio, los límites térmicos y los procedimientos de ensayo para transformadores de potencia. Además, estará equipado con un relé diferencial 87T, sensores de temperatura Pt100, protección Buchholz (para transformadores de aceite), una tapa de drenaje y una base de hormigón con un canal de retención de aceite, para casos de derrame. Las celdas de media tensión (MT) serán cubículos de 13.8 kV con una capacidad de ruptura de al menos 12.5 kA RMS (si el nivel de cortocircuito es de aproximadamente 8–9 kA), o de 25 kA si el nivel real de cortocircuito supera ese valor, de acuerdo con la norma IEC 62271-200, que regula el diseño, la construcción y las pruebas de equipos de maniobra en MT, incluyendo resistencia al arco interno, impacto mecánico y pruebas dieléctricas. (Transformer Differential Protection (ANSI Code 87T), 2017.)

El sistema de barras de baja tensión (LV) estará formado por barras de cobre rígidas que soportan hasta 6,000 A o están calibradas para 5,500 A, y contará con bornes para conectar inversores y seccionadores. Los interruptores de baja tensión tipo ACB deberán tener una corriente nominal de al menos 1,000 A por inversor, con una capacidad de corte que se ajuste a la corriente de cortocircuito del bus, incluyendo un interruptor general para la barra de 6,000 A. Las protecciones del transformador incluirán relés 87T, 50/51 (sobrecorriente), 50N/51N (fallas a tierra), 27/59 (sub/sobretensión), 81 (frecuencia), además de un control para los ventiladores y alarmas. La protección diferencial 87T debe ser capaz de distinguir entre corrientes de falla y corrientes de irrupción o magnetización, utilizando un análisis de armónicos (segundo y quinto). (Transformer Differential Protection (ANSI Code 87T), 2017.)

Para los inversores, se implementará una protección efecto isla (anti-islanding) de acuerdo con las normas IEEE 1547 y IEC 62116. Estas normas establecen los requisitos para la desconexión automática en caso de pérdida de red y los procedimientos de prueba necesarios para asegurar que los sistemas de prevención de isla eléctrica funcionen correctamente. Las cajas combinadoras (DC) estarán equipadas con fusibles por string, dimensionados según la corriente de cortocircuito del módulo y el coeficiente de temperatura. También incluirán seccionadores DC, protectores contra sobretensiones (SPD tipo II / DC) y bornes estancos IP65, cumpliendo con la norma IEC 61439-2 para equipos de distribución en corriente continua.

Para el cableado de media tensión, se utilizarán cables tipo XLPE de 13.8 kV, con una sección de 3×120 mm² para los tramos de distancias largas (aproximadamente 200 m) y 3×95 mm² para distancias cortas (hasta 50 m). Esta elección se basa en el cálculo de caída de tensión y

ampacidad, considerando la resistencia efectiva, la reactancia inductiva y el factor de potencia, siguiendo las recomendaciones de la IEC 60287. Finalmente, en cuanto a la distribución en baja tensión, se recomienda el uso de barras de cobre para 5008 A; si se opta por cables, se sugiere usar $4 \times 240 \text{ mm}^2$ en paralelo por fase o $6 \times 185 \text{ mm}^2$, siendo preferible el uso de busbar. Los cálculos que respaldan los resultados comentados en este apartado están en el Anexo 11.

8.2.4 Estimación de la producción eléctrica

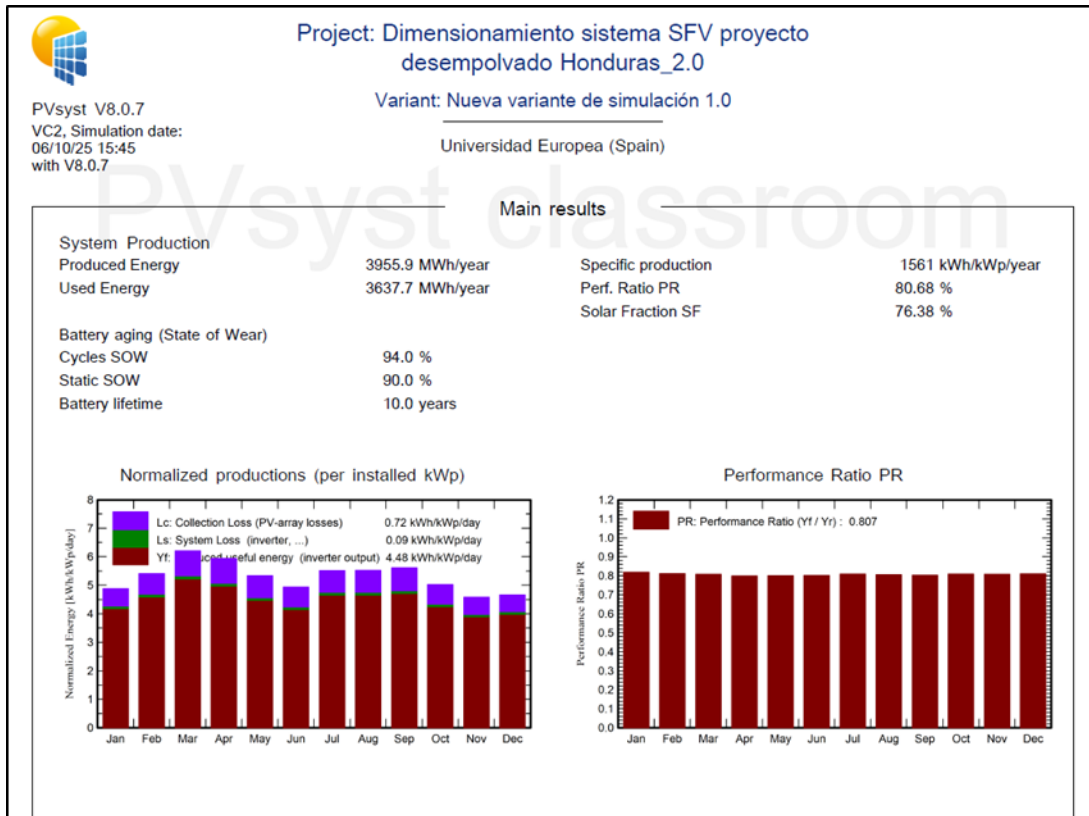
La proyección de la producción eléctrica anual del sistema fotovoltaico es uno de los aspectos más importantes para evaluar tanto la viabilidad técnica como económica del proyecto. A lo largo de este trabajo, hemos utilizado el software PVsyst v8.0.7 como una herramienta integral de simulación, considerando las condiciones climáticas específicas del lugar, así como los parámetros de configuración de los módulos, inversores, almacenamiento y las pérdidas del sistema.

Según los resultados de la simulación, se estima que la energía producida es de 3,955.9 MWh al año, con una producción eléctrica neta anual inyectada a la red de aproximadamente 3,637.8 MWh. Este valor representa la energía útil después de tener en cuenta todas las pérdidas, que incluyen las ópticas, térmicas, eléctricas, por disponibilidad y gestión del almacenamiento.

El Performance Ratio (PR) de la simulación es del 80.68%, lo que indica un alto nivel de eficiencia en el conjunto generador-inversor en relación con el recurso solar disponible. Además, observamos que la generación eléctrica sigue el patrón estacional típico de la radiación solar en la región central de Honduras, con picos de producción entre febrero y mayo, coincidiendo con una mayor irradiancia y menor nubosidad, y una notable disminución durante los meses de septiembre a noviembre, que corresponde a la temporada de lluvias. El incorporar un sistema almacenamiento permitirá una mejor gestión de la energía durante las horas nocturnas y de baja irradiancia mejorando la estabilidad del suministro a la red. La fracción solar (SF) es de 76.38% mostrando que fracción de la demanda es cubierta por energía solar.

Referente a la capacidad de cobertura, la planta genera 3,955.9 MWh/año, valor superior a la demanda (3,637.7 MWh/año) lo que deja un margen, no obstante, el tener 859.2 MWh/año importados desde la red indica una oportunidad temporal de optimizar con una estrategia de control del banco de baterías. El detalle se muestra en la ilustración 9.

Ilustración 9. Producción anual de energía



Fuente: (PVsyst S.A., 2025)

8.2.5 Presupuesto de ejecución

En esta sección se presenta el presupuesto para la implementación del sistema solar fotovoltaico industrial propuesto, destinado a alimentar los electrofiltros de la sección de molienda de cemento de la planta en Honduras. El presupuesto ha sido elaborado con base en los componentes definidos en el diseño técnico de este estudio, considerando precios en dólares estadounidenses (USD \$) para el mercado de Honduras en el año 2025.

El alcance incluye todos los costos directos e indirectos requeridos para el suministro, transporte al sitio del proyecto, instalación, gestión del proyecto bajo el modelo EPC, pruebas y puesta en marcha, así como las obras civiles necesarias. Además, se contemplan los costos del sistema a la red de media tensión, conforme a la normativa vigente en el país y los estándares internacionales aplicables.

El alcance del proyecto incluye los subsistemas más importantes: el campo fotovoltaico, los inversores, el transformador elevador, el sistema de almacenamiento en baterías, la estructura de

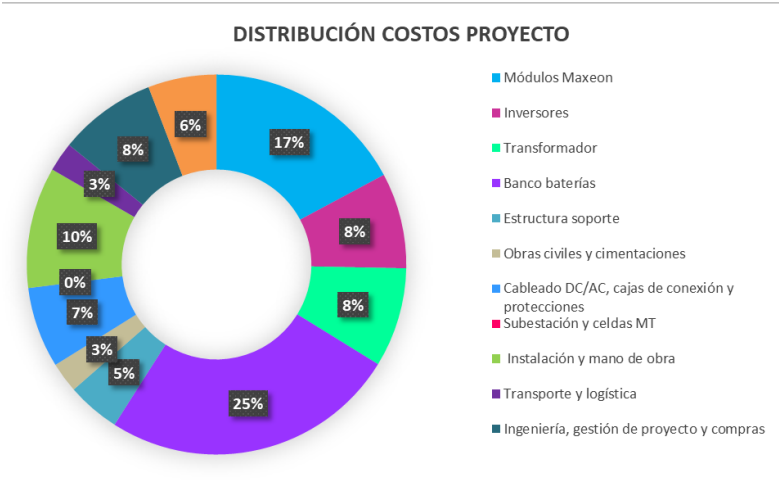
soporte, el cableado DC/AC, las protecciones, el sistema de control y la infraestructura de baja y media tensión relacionada. Además, se tienen en cuenta los costos de ingeniería, la gestión del proyecto, las contingencias y el impuesto sobre ventas del 15% que exige la legislación de Honduras. La metodología que se ha utilizado se centra en la estimación ascendente, que evalúa cada componente en función de su cantidad, potencia o superficie. Los precios unitarios se obtienen de fuentes conocidas de referencias del mercado en Honduras. Para los costos indirectos, como transporte, gestión del proyecto (personal), contingencias e ISV, se han aplicado porcentajes estándar que se utilizan en proyectos solares industriales del país. En la Tabla 12 se muestra el detalle del presupuesto necesario para la ejecución del proyecto.

Tabla 12. Presupuesto del proyecto

COMPONENTE	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNIT (USD\$)	COSTO USD
Módulos Maxeon SPR-MAX6-440 (440 Wp)	5760	unid	\$ 88.00	\$ 506,880.00
Inversores ABB PVS800 630 kW (cada uno)	4	unid	\$ 60,000.00	\$ 240,000.00
Transformador elevador 13.8/0.415 kV 3600 kVA	1	unid	\$ 250,000.00	\$ 250,000.00
Banco baterías Li-ion (kWh)	4458.8	kWh	\$ 167.00	\$ 744,619.60
Estructura soporte (steel/aluminum)	11,128	m ²	\$ 12.00	\$ 133,536.00
Obras civiles y cimentaciones	2,534	kWp	\$ 30.00	\$ 76,020.00
Cableado DC/AC, cajas de conexión y protecciones	2,535	kWp	\$ 80.00	\$ 202,800.00
Subestación y celdas MT (13.8 kV)	1	unid	\$ 180.00	\$ 180.00
Instalación y mano de obra (EPC instalación)	2,535	kWp	\$ 120.00	\$ 304,200.00
Transporte y logística	3%	%		\$ 73,747.07
Ingeniería, gestión de proyecto y compras	10%	%		\$ 245,823.56
Contingencias	7%	%		\$ 172,076.49
Subtotal antes IVA				\$ 2,949,882.72
Impuesto sobre ventas (ISV)	15%	%		\$ 442,482.41
TOTAL PROYECTO (USD)				\$ 3,392,365.13
Costo USD\$/ Kw				\$ 1,338.74

Fuente: Autoría propia con información de (ABB , 2025) (Maxeon, 2025)(Alexi & Macal, 2021)

Ilustración 10. Distribución de costos del proyecto



Fuente: autoría propia

De la tabla 12 e ilustración 10, se observa que el costo estimado del proyecto USD \$3.4M incluyendo el impuesto sobre venta del 15%, esto refleja un costo específico 1339 USD\$/KWp aproximadamente, este valor se encuentra dentro del rango para sistemas fotovoltaicos con almacenamiento para la región de Centroamérica, donde los costos oscilan entre 600.00 a 1900.00 USD \$/kWp. (Renewable Power Generation Costs In 2024 | IRENA, 2025)

Se observa que el banco de baterías de ion-litio es la partida más significativa en el presupuesto, con un total de USD \$744,619.60, lo que representa el 25.3% del subtotal antes de impuestos. (Sheldon & Dua, 2024). Este componente es fundamental porque ofrece la capacidad de almacenar la energía necesaria para gestionar la generación solar y maximizar el autoconsumo, lo que a su vez contribuye a mejorar la estabilidad operativa del sistema. Con un costo unitario de 167.00 USD/kWh, se presenta como una opción competitiva en comparación con los precios internacionales actualizados, que varían entre 180 y 220 USD/kWh para el año 2025. (*Informe de Análisis Del Mercado Solar, Tercer Trimestre de 2023 – SEIA, 2025*)

Los módulos fotovoltaicos Maxeon SPR-MAX6-440 Wp representan un costo de USD \$ 506,880.00 lo que equivale al 17.2% del total. Este precio es consistente con el promedio del mercado para módulos de alta eficiencia, que superan el 21% y son importados. En cuanto a los inversores ABB PVS800 de 630 kW y el transformador elevador de 13.8/0.415 kV, juntos constituyen el 16.6% del total, con precios de USD \$240,000.00 y USD \$250,000.00 respectivamente. Esto pone de manifiesto el costo asociado a la electrónica de potencia y conversión en proyectos de esta escala. (*Prolec - GE Archivos - Pelsa Honduras | Proveedora Eléctrica, n.d.*)

Por su lado las partidas de los costos indirectos que comprenden la instalación y mano de obra (USD\$ 304,000.00; 10.3 %), transporte y logística (USD \$73,747; 2.5 %), ingeniería y gestión de compras (USD \$ 245,823.00; 8.3 %) y contingencias (USD \$172,076.00; 5.8 %). En conjunto, esto representa el 27.0 % del costo antes de impuestos, una proporción que resulta adecuada para proyectos llave en mano bajo las condiciones logísticas y fiscales de Honduras.

8.2.6 Integración del sistema fotovoltaico con el sistema eléctrico actual

La manera en que hemos integrado el sistema fotovoltaico propuesto con la infraestructura eléctrica existente se basa en un modelo de autoconsumo conectado a una red interna. Este diseño busca maximizar el uso directo de la energía generada y, al mismo tiempo, reducir la necesidad de suministro de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

El sistema fotovoltaico tiene una potencia nominal de 2,534 MWp y se conectará a baja tensión (0.415 kV) utilizando inversores ABB PVS800 en una configuración centralizada, organizados en secciones de 630 kW. Cada bloque de inversores se conecta a un transformador elevador de 13.8/0.415 kV, lo que facilita la transferencia de energía al sistema de media tensión (MT) de la planta, que opera a 13.8 kV. El punto de acoplamiento principal estará situado en el cuadro general de media tensión, desde donde se distribuirá la energía hacia las áreas de molienda de cemento, transporte neumático y sistemas auxiliares. El flujo de energía seguirá la estructura existente del sistema eléctrico industrial, priorizando el consumo interno inmediato de la energía solar y redirigiendo los excedentes hacia el sistema de almacenamiento.

La configuración operativa del sistema será para que, durante las horas de máxima irradiación, que típicamente es de las 09:00 a 15:00 los inversores suministren energía directamente a la red interna de la planta, lo que cubre una parte importante de la carga base. El banco de baterías de ion-litio, con una capacidad de 4.46 MWh, actúa como un soporte, almacenando el exceso de energía que no se utiliza para poder liberarlo más tarde, ya sea durante las horas de baja producción solar, en horas de la noche o en momentos de alta demanda. El sistema de gestión energética (EMS) se encarga de coordinar las operaciones de generación, almacenamiento y consumo, utilizando algoritmos que priorizan según el estado de carga del banco de baterías, la potencia instantánea que la planta necesita y las condiciones de la red eléctrica interna entre otras. Este control inteligente asegura que la operación sea estable y segura, optimizando el consumo eléctrico diario.

También el sistema está diseñado con protecciones de corriente continua (DC) y corriente alterna (AC) en cada rama del campo, en el inversor y en el punto de interconexión, cumpliendo con las normas IEC 60364-7-712 e IEC 62109-2. Entre las protecciones clave que se incluyen se tienen:

- Desconectores seccionadores para corriente continua (cajas de string).
- Protección contra sobretensiones de tipo II (tanto en DC como en AC).
- Relés de protección diferencial y de frecuencia/voltaje en la conexión de media tensión.
- Un sistema de puesta a tierra equipotencial que cubre toda la instalación.

La compatibilidad de la generación fotovoltaica con la red de la planta se asegura mediante el control del factor de potencia (0.91 inductivo) y la limitación de la distorsión armónica total (THD < 3 %), conforme a la norma IEEE 519-2014. Los inversores ABB PVS800 seleccionados ofrecen

funciones de inyección reactiva y regulación de tensión, contribuyendo a la estabilidad del sistema interno.

La conexión a la red de distribución de la ENEE se mantendrá en la Subestación eléctrica existente en planta a través de un interruptor automático, que permite la importación, dependiendo del balance instantáneo entre la generación y el consumo. El sistema funciona en modo isla protegida, evitando la inyección a la red durante interrupciones externas, conforme a la norma IEEE 1547-2018. En los momentos que se requiere mantenimiento o hay baja irradiancia, la planta seguirá operando de manera normal gracias al suministro convencional de la red pública, con el respaldo total de la acometida existente. La integración no afecta la calidad de la energía ni la selectividad de las protecciones de la instalación original, ya que las curvas de disparo y los ajustes de las protecciones deberán ser recalibrados según el nuevo flujo de potencia propuesto.

8.3 OPTIMIZACIÓN DE ELECTROFILTROS

Como se ha mencionado en párrafos anteriores, la energía solar fotovoltaica permite disponer de energía eléctrica más económica y, además, proporciona un excedente al requerimiento actual de la planta (318.2 MWh/año). Esto posibilita la optimización de los ciclos de disparo del sistema de despolvo, incrementando su frecuencia en los colectores y electrofiltros, lo que permitirá capturar una mayor cantidad de polvos finos que pueden ser valorizados.

Los análisis realizados mediante fluorescencia de rayos X (XRF) y la finura del material mediante la medición de la distribución de tamaño de partículas (DTP) en el laboratorio de la planta muestran que la composición química de los polvos procedentes del electrofiltro de la molienda y de los colectores de las materias primas principales (puzolana y caliza) presentan la química típica de estos materiales además, un tamaño de partículas en la fracción de 3 a 30 micrones, lo que permite su incorporación al proceso como un filler mineral activo, potenciando así el desempeño mecánico del cemento en las edades iniciales (R1, R3).

La revisión del circuito de transporte de materiales evidencia que es posible recuperar este material y enviarlo al aerodeslizador de producto terminado hacia los silos de cemento, para que se mezcle y homogeneice con el cemento (producto terminado) que sale del molino. Mediante esta práctica, es posible reducir hasta un 3.5 % el contenido de clinker en la dosificación del cemento, que es el material de mayor costo en la producción de cemento, impactando positivamente en el consumo térmico de la operación y en las emisiones asociadas al proceso de

clinkerización. Además, contribuye a la producción de un cemento más sostenible o "verde", con una menor huella de carbono y un costo más bajo por tonelada de cemento. Esto representa un efecto positivo con relación a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), concretamente el Indicador 9.4.1. Emisiones de CO₂ por unidad de valor añadido, que han sido establecidos por la ONU para todas las naciones del planeta.

8.4 ANALISIS DE VIABILIDAD

En este apartado se presenta la evaluación de la viabilidad técnica, económica y operativa del sistema fotovoltaico que se propone, teniendo en cuenta las condiciones locales de irradiancia, los costos de inversión sugeridos para cada elemento (equipos, servicios) y las características eléctricas definidas para la planta solar. El análisis tiene como objetivo mostrar la viabilidad del proyecto en términos de rendimiento energético, rentabilidad financiera y su capacidad para integrarse de manera estable con la subestación eléctrica existente.

8.4.1 Viabilidad técnica

La viabilidad técnica del sistema propuesto se basa en una buena correspondencia entre la capacidad instalada (2,534 MWp) compuesto por 5760 módulos solares , las condiciones climáticas del lugar y la infraestructura eléctrica disponible. Según los datos de irradiancia media anual para la zona de Comayagua, en términos radiación global el promedio es de 5.57 kWh/m²-día, lo que resulta muy favorable para la generación de energía solar fotovoltaica durante todo el año. (Weather Spark, 2025)

El tamaño de los módulos Maxeon SPR-MAX6-440 Wp, junto con los inversores ABB PVS800 de 630 kW, permite alcanzar un rendimiento global (PR) del 80.68 %, según el balance energético obtenido en PVSyst v8.0.7, el cual indica una producción anual neta de 3,637.8 MWh. Esto permite cubrir el 100% de la demanda energética de los sistemas de recolección de polvo y electrofiltros en la sección de molienda de cemento. Es importante destacar que este valor refleja pérdidas totales (ópticas, térmicas, eléctricas y por sombreado) menores al 20%, lo cual se encuentra dentro del rango aceptable, asegurando así la producción anual. Desde el punto de vista eléctrico, la conexión en media tensión (13.8 kV) a través de un transformador de 3,600 kVA y la coordinación de protecciones bajo las normas IEC 60364 e IEEE 1547 garantizan la compatibilidad con el sistema industrial existente en planta. El diseño incluye protecciones

diferenciales, sobrecorriente, frecuencia y tensión, así como control del factor de potencia y limitación armónica.

En cuanto a la confiabilidad, los equipos que hemos seleccionado tienen certificaciones internacionales y una vida útil estimada de más de 25 años para los módulos, y de entre 10 y 12 años para las baterías. Además, contamos con un plan de mantenimiento que incluye su reemplazo a la mitad de su vida útil. Todo esto demuestra que el proyecto es técnicamente viable, apoyado por tecnología consolidada, componentes certificados y condiciones climáticas ideales para la generación de energía fotovoltaica.

8.4.2 Viabilidad de valorizar material particulado recolectado de los filtros

Para calcular el impacto económico derivado de la recolección de todo el material particulado captado por los electrofiltros y colectores de polvo en la sección de cemento, se considera una capacidad productiva en la molienda de cemento de 1,000,000 de toneladas anuales, con un factor clinker promedio del 60%. Esto implica un requerimiento anual de 600,000 toneladas de clinker necesarias para satisfacer la demanda de cemento del mercado. La reincorporación de estos polvos de los sistemas de colección y filtros permitiría suplir un 3.5% del requerimiento anual de clinker, equivalente a 21,000 toneladas, sin costo alguno. Al reemplazar el clinker, cuyo costo de producción promedio es de USD \$48.00 por tonelada, se lograría un ahorro potencial de USD \$1,008,000.00 por año, acumulando un ahorro total de USD \$25,200,000.00 durante la vida útil del sistema.

Por lo que económicamente se considera viable realizar las modificaciones en los circuitos de transporte de materiales que permita valorizar el polvo que captan estos equipos y que hoy en día no están siendo aprovechados y son reincorporados en las mismas cintas de alimentación al molino. Los cálculos se muestran en la Tabla 11.

Tabla 13. Cálculos económicos uso de polvos de filtros en la molienda de cemento

DESCRIPCIÓN	VALOR
Oferta de cemento (tons/año)	1,000,000.00
Factor clinker/cemento (%)	60%
Requerimiento de clinker en la molienda (tons/año)	600,000
Porcentaje de polvos recuperados (%)	3.5%
Cantidad de polvos recuperados (tons)	21,000.00
Nuevo requerimiento de clinker en la molienda (tons/año)	579,000.00
Costo del clinker (USD \$/ton)	\$ 48.00
Ahorro de clinker por sustitución de polvos (USD \$/año)	\$ 1,008,000.00
Vida útil del sistema SFV (años)	25
Ahorro global por sustitución de polvos en 25 años (USD \$/año)	\$ 25,200,000.00

Fuente: autoría propia

8.4.3 Viabilidad ambiental

Desde la perspectiva ambiental, el proyecto generará impactos directos al sustituir energía proveniente de fuentes fósiles por energía solar limpia y renovable. Los principales impactos positivos y negativos se enumeran a continuación:

Impactos Ambientales positivos.

- El principal beneficio ambiental del proyecto reside en poder realizar la sustitución de energía eléctrica procedente de fósiles por energía limpia, impactando en una reducción significativa de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) considerando que el sistema propuesto generará 3,637.8 MWh/año. Utilizando una referencia publicada en el Informe de la Agencia Internacional de Energía de 2024 indica que el factor de emisión promedio para la matriz energética en Honduras es de 0.52 kg Co₂/kWh asociada a la generación de electricidad, lo cual sería unas 1900 toneladas de CO₂ por año; impactando durante la vida útil del sistema de 25 años en una reducción acumulada de cerca de 47,000 ton de CO₂ (Agencia Internacional de Energía - IEA, 2022)
- Se impacta positivamente en la conservación de los recursos naturales al no tener una dependencia de combustibles fósiles, ya que para Honduras son importados, por lo que este proyecto reduciría la combustión de dichos combustibles, y por ende se disminuyen los impactos asociados a la extracción, contaminación por derrames, uso de agua en los procesos de combustión.
- El proyecto a su vez respalda la contribución del país para cumplir las metas de reducción de emisiones, ya que fomenta el cumplimiento de las normativas ambientales nacionales (Acuerdo Ejecutivo 1566-2010) que regula las emisiones atmosféricas de fuentes fijas y a su vez esta alineado con objetivos globales, como por ejemplo los Objetivos de Desarrollo sostenible (ODS), siendo más específicos el objetivo 7 que referencia a la energía asequible y no contaminante.
- Además de los beneficios ambientales directos, adoptar energía solar en esta planta de cemento también se mejora la imagen de la empresa, se fomenta la transferencia de tecnología y crea oportunidades de empleo local durante las etapas de instalación, operación y mantenimiento. Además, refuerza las capacidades técnicas del país en tecnologías limpias y eficiencia energética.

- El sitio seleccionado se considera optimo en términos de uso del suelo y biodiversidad responsable, ya que está alejado de áreas de alta biodiversidad, corredores biológicos o ecosistemas sensibles. Sin embargo, al ejecutar el proyecto es necesario incorporar planes de preservación y rescate de flora, fauna y protección de suelos.

Impactos Negativos.

No obstante, los beneficios superan ampliamente los posibles efectos adversos, es importante reconocer los impactos potenciales y establecer medidas de mitigación adecuadas:

- La ocupación de terreno que se necesita para la instalación de los módulos y demás equipo para los 2.5 MWp es de aproximadamente 6.3 hectáreas, este uso del suelo puede alterar la cubierta vegetal, afectar el ecosistema y modificar el entorno visual actual.
- Con la instalación de los paneles, estructuras, trazado de caminos de acceso, equipos auxiliares y líneas de evacuación también se provoca un impacto visual en el paisajismo natural del entorno.
- Puede haber perturbación del suelo y que se afecte organismos del suelo, alteración del drenaje natural de las escorrentías superficiales, por lo que se estaría alterando el microclima local y generando indirectamente una barrera para algunas especies.
- Las actividades de limpieza de los módulos requieren agua, pudiendo aumentar el consumo de agua de uso doméstico, para la operación se cuenta con agua de pozo, lo cual viene a impactar el reservorio y en algún momento tener escasez. Por lo que es necesario definir la frecuencia, el método de limpieza eficiente.
- La etapa de construcción del proyecto conlleva movimiento de tierras, emisión de polvo, generación de ruido por lo que se alteran las rutas de la fauna, contaminación del aire y el suelo con residuos de construcción.

Se puede inferir que el proyecto de energía solar que se está proponiendo tiene un balance ambiental favorable. Contribuye a la mitigación del cambio climático, disminuye la huella de carbono y mejora la sostenibilidad de la planta de cemento. Los impactos negativos que se han detectado son de baja magnitud y se pueden controlar con facilidad mediante acciones de mitigación como las que se explican en el siguiente párrafo.

Medidas de Mitigación

Para minimizar los impactos negativos y maximizar los beneficios se deben considerara medidas de mitigación como:

- Seleccionar terrenos dentro del perímetro del área industrial que es un área libre de actividad agrícola activa, ya degradados y sin un alto valor de biodiversidad.
- Aunque la operación ya cuenta con licencia ambiental para la operación del proceso de fabricación de cemento, realizar un estudio previo de la fauna y flora, medidas de control a aplicar para mitigar los impactos ecológicos.
- Dado que dentro de las partes interesadas se encuentra definido los empleados, proveedores, clientes se debe considerar el diseño paisajístico que incluye el uso de cercas vivas que mejoren la integración visual y el mantenimiento estético del entorno que reduzca el impacto visual.
- Incorporar un plan de gestión del agua enfocado en minimizar el uso eficiente del recurso.
- Plan definido para el control de los aspectos que se alteran durante la fase de construcción, manejo de residuos y restauración de los suelos afectados.
- Es positivo anticiparse y tener definido la gestión de residuos al final de la vida útil de los módulos fotovoltaicos y demás componentes eléctricos y electrónicos, valorar el coprocesamiento interno o en su defecto la disposición final mediante un externo autorizado, similar al manejo actual de la chatarra industrial.

8.4.4 Viabilidad económica (VAN, TIR, Periodo de recuperación)

En este numeral se presenta la viabilidad económica de implementar el sistema fotovoltaico propuesto para alimentar los colectores de polvo y electrofiltros instalados en el proceso de molienda de cemento, cemento. Se consideran aspectos como el ahorro energético, los costos de inversión y operación, así como la rentabilidad esperada a lo largo de la vida útil del sistema. La evaluación económica del sistema propuesto se basa en una inversión inicial de USD \$3,392,365.00 y utiliza indicadores financieros importantes como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el tiempo de recuperación de la inversión. Este análisis se ha llevado a cabo bajo ciertos parámetros técnicos y económicos que se especifican a continuación:

- Inversión inicial (CapEx) de USD \$3,392,365.00, incluyendo costos directos e indirectos.
- Producción energética anual estimada de 3,637,800 kWh.
- Tarifa eléctrica industrial evitada de USD \$0.12/kWh (Tarifa actual de la ENEE)
- Costos de operación y mantenimiento (O&M) de USD \$50,885.00/año (equivalente a 1.5% del CapEx).

- Tasa de descuento del 10%.
- Vida útil del sistema 25 años.
- Degradación anual de los módulos fotovoltaicos de 0.6%.

▪ **Flujo de Caja:**

El flujo de caja muestra los ingresos, egresos y beneficios netos del sistema fotovoltaico proyectados para la vida útil estimada por los componentes principales de 25 años. Para el primer año de operatividad (año 0), se registra la ejecución de la inversión total del proyecto como un único egreso por un monto de USD \$3,392,365.00, dicho valor incluye todos los costos directos e indirectos presupuestados. A partir del año 1, ya se considera la producción energía anual de 3,637,800 kWh, de acuerdo con las especificaciones técnicas y locativas del proceso productivo se consideró una degradación progresiva del 0.6% anual, lo cual refleja la pérdida de eficiencia de los módulos fotovoltaicos a lo largo del tiempo. Para estimar el monto de los ingresos anuales se estimaron multiplicando la producción energética de cada año por la tarifa eléctrica evitada, que la información de la planta informa que actualmente ronda en USD \$0.12/kWh, lo que vendría a representar el ahorro económico al sustituir ese consumo de energía convencional por energía solar. Para los costos de operación y mantenimiento (O&M) se dejaron constantes en USD \$50,885.00 anuales para los 25 años, permitiendo tener una evaluación conservadora de los egresos recurrentes. Finalmente, el flujo neto anual se obtiene restando los costos de los ingresos, y el flujo acumulado, pudiendo así identificar cuándo el proyecto alcanza el punto de equilibrio financiero. Bajo este enfoque se tiene una visión clara de la evolución económica del proyecto, destacando su capacidad para generar beneficios sostenibles a lo largo del tiempo. El detalle se muestra en la tabla 12.

Tabla 14. Flujo de caja del proyecto

Año	Producción (kWh)	Ingresos (USD)	Costos O&M / Inversión (USD)	Flujo Neto (USD)	Flujo Acumulado (USD)
0	0	0	\$ 392,365.00	\$ -392,365.00	\$ -392,365.00
1	3,615,973.20	\$ 433,916.78	\$ 50,885.00	\$ 383,031.78	\$ -9,333.22
2	3,594,277.36	\$ 431,313.28	\$ 50,885.00	\$ 380,428.28	\$ 371,095.07
3	3,572,711.70	\$ 428,725.40	\$ 50,885.00	\$ 377,840.40	\$ 748,935.47
4	3,551,275.43	\$ 426,153.05	\$ 50,885.00	\$ 375,268.05	\$ 1,124,203.52
5	3,529,967.77	\$ 423,596.13	\$ 50,885.00	\$ 372,711.13	\$ 1,496,914.65
6	3,508,787.97	\$ 421,054.56	\$ 50,885.00	\$ 370,169.56	\$ 1,867,084.21
7	3,487,735.24	\$ 418,528.23	\$ 50,885.00	\$ 367,643.23	\$ 2,234,727.44
8	3,466,808.83	\$ 416,017.06	\$ 50,885.00	\$ 365,132.06	\$ 2,599,859.50
9	3,446,007.98	\$ 413,520.96	\$ 50,885.00	\$ 362,635.96	\$ 2,962,495.46
10	3,425,331.93	\$ 411,039.83	\$ 50,885.00	\$ 360,154.83	\$ 3,322,650.29
11	3,404,779.94	\$ 408,573.59	\$ 50,885.00	\$ 357,688.59	\$ 3,680,338.88
12	3,384,351.26	\$ 406,122.15	\$ 50,885.00	\$ 355,237.15	\$ 4,035,576.03
13	3,364,045.15	\$ 403,685.42	\$ 50,885.00	\$ 352,800.42	\$ 4,388,376.45
14	3,343,860.88	\$ 401,263.31	\$ 50,885.00	\$ 350,378.31	\$ 4,738,754.75
15	3,323,797.71	\$ 398,855.73	\$ 50,885.00	\$ 347,970.73	\$ 5,086,725.48
16	3,303,854.93	\$ 396,462.59	\$ 50,885.00	\$ 345,577.59	\$ 5,432,303.07
17	3,284,031.80	\$ 394,083.82	\$ 50,885.00	\$ 343,198.82	\$ 5,775,501.89
18	3,264,327.61	\$ 391,719.31	\$ 50,885.00	\$ 340,834.31	\$ 6,116,336.20
19	3,244,741.64	\$ 389,369.00	\$ 50,885.00	\$ 338,484.00	\$ 6,454,820.20
20	3,225,273.19	\$ 387,032.78	\$ 50,885.00	\$ 336,147.78	\$ 6,790,967.98
21	3,205,921.55	\$ 384,710.59	\$ 50,885.00	\$ 333,825.59	\$ 7,124,793.56
22	3,186,686.02	\$ 382,402.32	\$ 50,885.00	\$ 331,517.32	\$ 7,456,310.89
23	3,167,565.91	\$ 380,107.91	\$ 50,885.00	\$ 329,222.91	\$ 7,785,533.80
24	3,148,560.51	\$ 377,827.26	\$ 50,885.00	\$ 326,942.26	\$ 8,112,476.06
25	3,129,669.15	\$ 375,560.30	\$ 50,885.00	\$ 324,675.30	\$ 8,437,151.35

Fuente: autoría propia

Indicadores Financieros:

A partir del flujo de caja previamente elaborado, hemos calculado algunos indicadores clave que nos ayudarán a evaluar la viabilidad económica del proyecto:

▪ Valor Actual Neto (VAN):

Los cálculos proyectan un valor de USD \$1,518,594.91 lo cual representa el beneficio económico neto que entrega el proyecto, descontando los flujos futuros al presente con una tasa de descuento del 10%. Se interpreta que un valor de VAN positivo significa que el proyecto es capaz de recuperar la inversión inicial, sino que también genera un excedente económico considerable, lo que lo convierte en una opción de inversión muy atractiva.

▪ Tasa Interna de Retorno (TIR):

Los cálculos de la TIR obtenida nos muestran la rentabilidad interna del proyecto. Al superar con facilidad la tasa de descuento del 10% (tasa mínima de rendimiento exigido para aceptar una inversión en la empresa de referencia utilizada en este trabajo), por lo que se confirma que el proyecto es financieramente sólido. Con una TIR de 47.56%, el retorno sobre la inversión es alto, lo que posiciona este proyecto frente a otras alternativas de inversión.

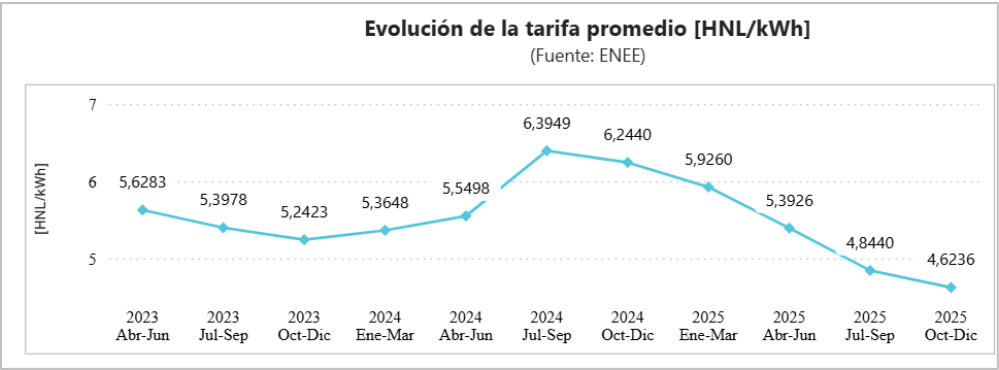
▪ Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI):

Con el cálculo de este indicador sabremos cuánto tiempo tomará recuperar el capital invertido. Los resultados arrojan un PRI de 4 años, al comparar con una vida útil de 25 años del sistema significa que el proyecto comenzará a generar beneficios netos a partir del quinto año, para proyectos de este monto y categoría se considera que se tendrá una recuperación rápida y eficiente del capital.

8.4.5 Análisis de sensibilidad respecto a la tarifa

Se considero a bien realizar un análisis de sensibilidad, ya que es una herramienta que nos permite ver cómo la rentabilidad del proyecto se verá afectada por cambios en la tarifa eléctrica evitada, y que es esencial para estimar los ingresos. Según los históricos de tarifa de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para los consumidores del sector industrial se ajustan periódicamente las tarifas, como se observa en la ilustración 11 en el periodo de abril de 2023 la tarifa era de USD \$0.22 en contraste para los meses de Julio septiembre que ronda los USD \$0.17 (tasa cambio 1 USD\$ = HNL. 26.50)

Ilustración 11. Evolución de la tarifa energía eléctrica



Fuente: (Comisión reguladora de energía eléctrica, 2025)

A continuación, en la ilustración 13, se presentan los escenarios que hemos tomado en cuenta, que nos permita ver la evolución frente al cambio en la tarifa.

Tabla 15. Escenarios análisis de sensibilidad de la tarifa

Tarifa (USD/kWh)		VAN (USD)	TIR (%)	PRI (años)
0.12	\$	1,518,594.91	47.56%	4
0.145	\$	3,726,852.55	120.80%	1
0.165	\$	4,358,728.78	139.35%	1
0.185	\$	4,990,605.03	157.90%	1

Fuente: autoría propia

De la tabla anterior podemos distinguir que a medida que la tarifa eléctrica evitada aumenta, los ingresos del proyecto también crecen, lo que a su vez viene a mejorar todos los indicadores financieros.

En el escenario base de USD \$0.12/kWh, el proyecto es viable, con un VAN positivo y una TIR alta, aunque el periodo de recuperación se extiende a 4 años. A medida que la tarifa aumenta los escenarios son más favorables (USD \$0.145/kWh en adelante), el proyecto muestra una rentabilidad excepcional, con TIR superiores al 100% y la recuperación de la inversión se tiene en el primer año. Este análisis demuestra que el proyecto se considera que es sólido ante variaciones en las tarifas, lo que brinda flexibilidad y resiliencia frente a los cambios en el mercado energético que utilizan combustibles fósiles y que anualmente el precio aumenta.

9. CONCLUSIONES

1. Con el desarrollo de este trabajo de fin de master, se logró confirmar que es posible integrar un sistema fotovoltaico para alimentar los colectores de polvo y los electrofiltros en la molienda de cemento, tanto desde un enfoque técnico como ambiental y económico. El diseño propuesto, con una capacidad instalada de 2.53 MWp, garantiza que se cubra toda la demanda energética de los sistemas de filtración, asegurando la estabilidad de la red interna y la continuidad en la operación de la planta.
2. Las simulaciones realizadas con ayuda del software PVsyst muestran un rendimiento global del 80.68 % y una producción anual neta de 3,637.8 MWh. Confirmando el gran potencial de generación solar en la región de Comayagua. A su vez estos resultados están en línea con las mejores prácticas internacionales para plantas fotovoltaicas industriales y evidencian una excelente relación entre la generación y la demanda.
3. Los resultados del análisis financiero son bastante positivos, con un VAN positivo de USD \$1,518,594.00 una TIR del 47.56 % y un tiempo de recuperación de 4 años reafirman que el proyecto es económicamente viable en relación con la tarifa de energía actual en Honduras. También, el análisis de sensibilidad revela que la rentabilidad se sostiene a pesar de cambios de ± 10 % en los precios de la electricidad.

4. Con la disponibilidad de energía eléctrica más económica, es posible optimizar los ciclos de disparo del sistema de desempolvado, incrementando su frecuencia en los colectores y electrofiltros, lo que permitirá capturar una mayor cantidad de polvos finos que se reincorporan al proceso como filler mineral. Esta práctica puede reducir hasta un 3.5 % del contenido de clinker en el cemento, lo que a su vez disminuye el consumo de energía y las emisiones asociadas al proceso de clinkerización. Además, contribuye a la producción de un cemento más sostenible o "verde", con una menor huella de carbono y un costo más bajo por tonelada de cemento. Al calcular el impacto económico para una capacidad productiva de planta de 1,000,000 de toneladas de cemento anuales, con un factor clinker promedio de 60%, lo que se traduce en 600,000 toneladas de clinker necesarias para producir ese volumen de cemento, el reincorporar el polvo de los sistemas de colección y filtros reduciría en 21,000 toneladas de clinker, lo que a un costo de producción promedio de USD \$48.00/ton de clinker representaría un ahorro potencial de USD \$1,008,000.00 por año y acumulado para la vida útil del sistema de USD \$25,200,000.00.
5. Las estimaciones realizadas evidencian que el sistema evitará la emisión de alrededor de 1,900 toneladas de CO₂ al año, lo que suma unas 47,000 toneladas durante su vida útil. Esto refuerza la contribución directa a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS 7), promoviendo la energía limpia y la acción climática. El proyecto impulsa la transición energética en la industria y mejora la imagen ambiental del sector cementero.
6. Se considera que el enfoque metodológico propuesto, basado en un análisis integral técnico, económico y ambiental, se convierte en una herramienta replicable para otras plantas de molienda o industrias de proceso continuo con alta demanda energética. Su aplicación permite evaluar proyectos de integración renovable de manera estandarizada, favoreciendo la sostenibilidad y competitividad industrial tanto a nivel nacional como regional.

10. BIBLIOGRAFÍA

- ABB . (2025). *ABB*. Obtenido de <https://new.abb.com/power-converters-inverters>
- Agencia Internacional de Energía - IEA. (2022). *Perspectivas energéticas mundiales*. Paris: [iea.org](https://www.iea.org). Obtenido de <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>
- Air Jet. (09 de 03 de 2021). *Air jet engineering the enviroment*. Obtenido de <https://airjet-filtration.com/filtracion-industrial/soluciones-de-desempolvado/>

Alonso, J. A. (8 de 5 de 2025). *Sunfields Europe*. Obtenido de <https://www.sfe-solar.com/energia-solar/fotovoltaica/>

Bayod-Rújula, Á. A. (2019). *SOLAR HYDROGEN PRODUCTION Processes, Systems and Technologies*. Academic Press.

Cambio energético. (31 de 01 de 2025). *Cambio Energético*. Obtenido de cambioenergetico: <https://www.cambioenergetico.com/blog/regulador-carga-solar/>

Cemex, S.A.B. de CV. (06 de 2025). *cemex*. Obtenido de <https://www.cemex.com/es/w/cemex-y-synhelion-logran-avance-para-desarrollar-la-primera-planta-de-cemento-totalmente-solar-en-el-mundo>

Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación . (2002). *Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación* . Obtenido de Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación : <https://www.coit.es>

Diario Oficial La Gaceta. (21 de 02 de 2011). Tribunal superior de cuentas. *Reglamento para el control de emisiones generadas por fuentes fijas*, págs. 1-27. Obtenido de <https://www.tsc.gob.hn/biblioteca/index.php/reglamentos/201-reglamento-para-el-control-de-emisiones-generadas-por-fuentes-fijas>

ENEE. (2014). *Norma Técnica de Distribución de Energía Eléctrica en Honduras*. Comisión Reguladora de Energía Eléctrica . Tegucigalpa: La Gaceta.

Enerdata. (02 de 07 de 2025). *Enerdata*. Obtenido de <https://datos.enerdata.net/energia-total/datos-consumo-internacional.html>

Esquer, J. L. (2020). *Optimización molienda de Cemento Planta Tepeaca Cemex*. Ciudad de México, Distrito Federal: Cemex México.

eurostat. (07 de 2025). Obtenido de Eurostat: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Final_energy_consumption_in_industry_-_detailed_statistics

Fenández, E. C. (03 de 2025). Universidad Europea de Canarias. Madrid, España.

Food and agriculture organization of the united nations. FAO. (2011). *Energy smart food for people and climate*. Roma, Italia.: fao.org.

Gobierno de España . (19 de 10 de 2023). *Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, BOE*. Obtenido de <https://www.boe.es/eli/es/rd/2013/10/18/815/con>

Holcim S.A.B. de C.V. (07 de 2025). *Holcim*. Obtenido de <https://www.holcim.com.sv/holcim-producira-cemento-a-partir-de-energia-solar-0>

Ingeniería del Medio Ambiente - INGEMOL. (2017). *Informe Ambiental del estado de los Filtros de planta*. Bogota, D.C.: Ingemol.

International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV). (2018). *Results 218*. Frankfurt: VDMA Photovoltaic Equipment.

- Jesús E. Garcia Garnica, S. B. (Enero-Junio, 2018). Viabilidad técnico-económica de un sistema fotovoltaico en una planta de tratamiento de agua. *INGE CUC*, vol. 14 no.1, 41-51.
- Kawasaki Heavy Industries Ltd. (1979). *Bases de Diseño Molienda de Cemento Honduras*. Villaluenga: Asland.
- LATAM Green. (09 de 2023). *Latam Green*. Obtenido de <https://latam-green.com/>
- Maxeon. (09 de 2025). *MAXEON 6 AC PANEL SOLAR*. Obtenido de <https://www.maxeon.com/maxeon-solar-panels>
- Mindat.org. (01 de 9 de 2025). *Mindat.org*.
- Pérez, K. M. (2016). *Evaluación del comportamiento de un cemento ternario de base clínquer-arcilla calcinada-carbonato de calcio utilizando arcilla de bajo contenido de caolinita*. Santa Clara, Cuba: Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas.
- PORVOO. (08 de 2025). *porvoo*. Obtenido de <https://porvoo.com.cn/es/blog/sistemas-de-alto-rendimiento-para-la-captacion-de-polvo-en-fabricas-de-cemento/>
- PVsyst S.A. (2025). *Simulation Report - Dimensionamiento sistema SFV proyecto desempolvado Honduras 2.0*. Canarias, España: PVsyst V8.0.7 Universidad Europea.
- Red Honduras. (2 de 10 de 2025). *Red Honduras*. Obtenido de <https://redhonduras.com/geografia/departamento-de-comayagua/>
- Rodriguez, V. (2022). *¿Cómo ahorrar energía en tu empresa?* Granada: Cuerva.
- Takraf GmbH. (2025). *TAKRAF*. Obtenido de <https://www.takraf.com/product/high-pressure-grinding-rolls>
- Tarazano, E. C. (22 de 9 de 2024). Una breve historia de los paneles solares. *Smithsonian magazine*, pág. 8. Obtenido de smithsonian magazine: <https://www.smithsonianmag.com/sponsored/brief-history-solar-panels-180972006/>
- The European Cement Association. (2020). *Cementing the European Green deal*. Bruselas: CEMBUREAU. Obtenido de https://cembureau.eu/media/kuxd32gi/cembureau-2050-roadmap_final-version_web.pdf
- US Environmental Protection EPA. (06 de 08 de 2010). *United States Enviromental Protection Agency*. Obtenido de <https://www.epa.gov/stationary-sources-air-pollution/portland-cement-plants-new-source-performance-standards-nsp>
- Weather Spark. (03 de 10 de 2025). *Weather Spark*. Obtenido de <https://es.weatherspark.com/>

11. ANEXOS

Anexo 1. Características y tipos de las células solares.

Las células solares fotovoltaicas, también denominadas células solares, son dispositivos semiconductores delgados que generan corriente eléctrica al ser expuestos a la luz solar. Esto se debe a las propiedades intrínsecas de los semiconductores y a las estructuras específicas, como la unión p-n, la heterounión y la interfaz sólido-electrolito, que facilitan la extracción de electrones excitados de la célula antes de que regresen a su estado de equilibrio térmico, permitiendo así su flujo hacia un circuito externo para realizar trabajo. Estas células constituyen los componentes fundamentales de los paneles solares y de los sistemas fotovoltaicos, posibilitando la generación de energía limpia y renovable a partir de la luz solar. (Fenández, 2025)

Las células solares más comunes son las que se fabrican con silicio cristalino y silicio multicristalino. En estas células, se ha implementado una unión p-n y se han establecido contactos en ambas caras. Cuando se exponen a la luz del sol en un día despejado, estas células pueden generar alrededor de 0.5 voltios y una corriente de 35 mA/cm², bajo una irradiancia estándar de 1000 W/m². Ambos tipos de materiales utilizan silicio ultrapuro, el mismo que se usa en la industria microelectrónica, y que ha sido un recurso valioso para la industria fotovoltaica hasta hoy. La segunda tecnología de células es conocida como “células de capa delgada” o thin film solar cells, que abarca una variedad de tecnologías. Cuatro materiales comunes se utilizan para fabricar estas células solares de película delgada: telururo de cadmio (CdTe), silicio amorfo (a-Si), seleniuro de cobre, indio y galio (CIGS), y arseniuro de galio (GaAs), ordenados de menor a mayor eficiencia en laboratorio. La gran ventaja de la Energía Solar Fotovoltaica de capa delgada es que permite lograr un costo más bajo, aunque su eficiencia no sea tan alta. (Fenández, 2025)

Otra tecnología interesante son las llamadas “células de silicio pelicular” o Si-sheet solar cells. Este tipo de célula es fabricado por una sola empresa, Astropower, y utiliza silicio policristalino en un diseño de capa delgada. Y, por último, tenemos las células más eficientes que se han creado hasta ahora, conocidas como “células multiunión”. Estas están compuestas por varias células de diferentes materiales que se construyen de manera monolítica, es decir, en un solo monocristal continuo. Con estas células, se ha logrado alcanzar una impresionante eficiencia del 40.7% bajo luz concentrada. (Fenández, 2025)

Además de por el material principal del que están hechas, las células solares también se pueden clasificar según otras características. A continuación, veremos algunas de estos tipos de células fotovoltaicas:

- *La célula partida.*

La célula partida o "Half-Cell module", como su nombre sugiere, se divide en dos partes. Estas células son considerablemente más pequeñas que las que solemos ver, lo que implica que se requerirá un número mayor para un sistema, pudiendo llegar hasta 144. Esto ofrece ciertas ventajas, entre las que se destacan una eficiencia mucho más alta, una mejor respuesta al calor y una mayor resistencia a microrroturas. Gracias a su tamaño reducido, estas células tienen un comportamiento mecánico superior, lo que significa que su vida útil será mucho más larga. (International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV), 2018)

- *La célula PERC (Passivated Emitter Rear Cell).*

También llamada célula de Emisor Pasivado en la Parte Trasera es una tecnología que se implementa en la parte posterior de la célula de silicio, aunque no la podamos ver. Su función es reflejar los electrones desde la parte trasera hacia la delantera, que es donde realmente se produce el efecto fotoeléctrico y, en consecuencia, la generación de electricidad. Esto resulta en una eficiencia bastante interesante.

- *Células Tipo-P y Tipo N*

Las células tipo P están tratadas con boro, y cuando este se mezcla con el oxígeno al principio de la exposición a la luz solar, se produce una degradación inducida por la luz (LID). Esto resulta en una disminución de la eficiencia y de la producción de energía. En cambio, las células tipo N están dopadas con fósforo, lo que les permite evitar el efecto LID y, por lo tanto, mantener tanto la eficiencia como la producción de energía. Aunque las células tipo N requieren un paso adicional en su fabricación, lo que incrementa el costo, también ofrecen una mayor eficiencia y un mejor rendimiento en comparación con el tipo P.

- *Células de heterounión*

Por último, también están las células solares de heterounión. Estas células son una mezcla de dos tecnologías diferentes: una célula de silicio cristalino que se coloca entre dos capas de silicio amorfo de película delgada. La combinación de ambas tecnologías permite aprovechar mejor la luz difusa y la baja irradiancia, lo que se traduce en una mayor recolección de energía en comparación con usar solo una de las dos tecnologías.

Anexo 2. Proceso de producción de la energía solar.

La producción de la energía solar puede fácilmente explicarse mediante cuatro etapas principales:

1. **Absorción de la luz solar:** Todo comienza cuando los paneles fotovoltaicos capturan la luz solar. Estos paneles se colocan estratégicamente para recibir la mayor cantidad de luz solar directa, ya sea en techos o en campos abiertos, con el fin de maximizar su exposición al sol. Cuando la luz solar toca la superficie del panel, la energía del sol es absorbida por las células solares que lo componen.
2. **Conversión en electricidad de corriente continua:** En cada panel solar, las células solares transforman la luz que han capturado en electricidad gracias al efecto fotovoltaico. Debido a su diseño, que incluye un campo eléctrico creado por capas positivas y negativas, los electrones liberados se mueven en una sola dirección, generando así una corriente continua. La corriente continua producida por todas las células del panel se combina, resultando en una salida eléctrica de corriente continua que se puede utilizar desde los terminales del panel solar.
3. **Conversión de CC a CA:** El siguiente paso es convertir la corriente continua (CC) en corriente alterna (CA) mediante un dispositivo conocido como inversor. Esta conversión es esencial porque la mayoría de los electrodomésticos, sistemas domésticos y redes eléctricas operan con CA. A diferencia de la CC, que fluye en una sola dirección, el voltaje de CA oscila, cambiando de dirección de manera periódica. Esta es la forma en que las redes eléctricas suelen proporcionar energía.
4. **Utilización de la energía solar:** Una vez que la energía solar se convierte en CA, está lista para ser utilizada o almacenada. Hay varias formas principales de aprovechar la electricidad generada.
 - Autoconsumo. La electricidad en CA producida puede alimentar directamente la instalación o edificación donde se encuentran los paneles solares. En este caso, la energía solar se utiliza en el lugar para los usos habituales de iluminación, electrodomésticos y equipos, lo que ayuda a reducir el consumo de electricidad de la red.
 - Alimentar la red eléctrica. Si el sistema está conectado a la red pública y genera más electricidad de la que se consume en ese momento, el excedente puede ser enviado a la

red. En otras palabras, la instalación solar devuelve electricidad a la red general para que otros la utilicen.

Almacenamiento en baterías. El exceso de electricidad puede cargar un banco de baterías en lugar de desperdiciarse o ser vertido a la red. Estas baterías almacenan la energía en forma química y pueden liberarla como electricidad cuando se necesita, por ejemplo, durante la noche, en apagones prolongados (si se cuenta con un sistema de respaldo) o en días nublados cuando los paneles no producen energía. (Alonso, 2025).

Anexo 3. Componentes de un sistema solar fotovoltaico aislado.

Para los sistemas que no envían sus excedentes a la red, denominados aislados tienen los siguientes componentes para su operación.

1. **Los paneles fotovoltaicos:** están formados por un conjunto de celdas fotovoltaicas de silicio; que, como se explicó previamente, son los encargados de transformar la energía solar en energía eléctrica a través del proceso fotoeléctrico. Las características más significativas de un panel fotovoltaico son: Potencia máxima que concierne al valor por el cual se clasifican comercialmente los paneles, y normalmente se especifica en condiciones de prueba estándar (1000 W/m² a 25 °C.), voltaje y corriente de máxima potencia, que se alcanzan cuando el panel está en el punto de máxima potencia, voltaje y corriente de circuito abierto que corresponde cuando el voltaje del panel es cero. Los paneles tienen una eficiencia media de 12%, lo que supone 120 w/m² en condiciones óptimas de radiación. La vida útil de un panel solar es de 25 años.
2. **Baterías:** Almacenan el excedente de energía para ser utilizado durante la noche o en momentos de baja producción solar. Las disponibles comercialmente son de litio y plomo. Las baterías fijan el voltaje que manejará la instalación, pudiendo ser de 12 V, 24 V o 48 V. La vida útil de las baterías depende del número de ciclos que realicen, éstos se determinan por los siguientes factores:
 - Profundidad de descarga máxima diaria; capacidad máxima que se puede extraer en Ah de la batería normalmente tiene un valor del 15 % al 25 %.

- Máxima profundidad de descarga; parámetro que establece la descarga máxima de una batería en ausencia de sol, normalmente tiene valores del 70% al 80%. (Jesús E. Garcia Garnica, Enero-Junio, 2018)
3. **Regulador de carga:** también conocido como controlador de carga, es un dispositivo que se coloca entre los paneles solares y la batería, donde su función principal es regular la cantidad de energía que fluye de los paneles solares a la batería, protegiendo de sobrecargas y optimizando el flujo de energía, alargando así la vida útil de la batería. Sin un regulador de carga solar, la batería podría sufrir daños rápidamente debido a las fluctuaciones de energía generadas por los paneles solares. Es importante considerar que la producción de energía de estos no es lineal, ya que depende de la luz; por lo tanto, en condiciones de iluminación cambiantes, el suministro de energía también variará. Los reguladores más comunes son los MPPT (Máximo Power Point Tracking), que se traduce al español como seguimiento del punto de máxima potencia. Estos dispositivos están diseñados para optimizar la producción de energía de los paneles solares en cualquier condición ambiental. Son especialmente eficaces en situaciones donde no se cuentan con condiciones ideales de luz solar o en presencia de sombras parciales. Tienen en cuenta factores como la irradiación solar, la inclinación del panel y la temperatura del entorno. Cuando se presentan estas variaciones, tanto el voltaje como la corriente de salida del panel solar también cambian; es en este contexto donde el regulador de carga solar entra en acción, ajustando su propio voltaje y corriente para extraer la máxima energía posible del panel, lo que permite maximizar su producción. (Cambio energético, 2025)
 4. **Inversor:** Es un hecho conocido que la electricidad producida por los paneles solares no está optimizada para su uso directo en los equipos y maquinaria de cualquier industria, ya que la electricidad generada por los paneles solares es de corriente continua (DC) y la que utilizan los equipos es de corriente alterna (AC). Esta es la razón por la que las instalaciones fotovoltaicas necesitan considerar este dispositivo para llevar a cabo la conversión de corrientes. Por lo general, se seleccionan inversores que tengan entre un 80% y un 90% de la potencia pico. Es fundamental considerar la orientación de los paneles, las pérdidas estimadas y, en función de estas consideraciones, se seleccionará el inversor.

5. **Contador bidireccional:** El medidor bidireccional es un componente esencial en las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, ya que mide la energía eléctrica que fluye en ambas direcciones: de la red al usuario y del usuario a la red. Este dispositivo permite un control más preciso de la energía eléctrica proporcionada por la empresa de suministro y la generada de manera individual a través de fuentes renovables en un momento dado. Su importancia radica en la gestión del excedente fotovoltaico, lo que posibilita el almacenamiento eficiente de la energía.

Anexo 4. Tipos de colectores de polvo.

En los sucesivos párrafos se presenta de manera breve los tipos de colectores comúnmente utilizados en el sector de la industria cementera.

- a) **Filtros de mangas (baghouses):** Son los más utilizados en la industria cementera. Consisten en una serie de mangas de tela que filtran el aire cargado de polvo. La limpieza se realiza mediante pulsos de aire comprimido (pulse-jet), lo que permite operación continua. El medio filtrante que utilizan puede ser poliéster, polipropileno, politetrafluoroetileno (PTFE), la eficiencia es alta mayor al 99.9% para partículas $> 1 \mu\text{m}$. (PORVOO, 2025)
- b) **Colectores de cartucho:** utilizan elementos plisados que ofrecen mayor superficie de filtración en menor volumen. Este tipo de colectores son ideales para espacios reducidos y partículas finas. Tienen una relación de aire/medio de 1:1 a 2:1. (PORVOO, 2025)
- c) **Electrofiltros:** se basa en la aplicación de un campo eléctrico de alta tensión, que normalmente se encuentra en el rango de 40 a 70 kV, lo que provoca la ionización de los gases cargados de polvo. Las partículas obtienen una carga eléctrica y son desviadas hacia placas colectoras de polaridad opuesta, donde se adhieren y posteriormente se eliminan mediante sistemas de limpieza mecánica, como martillos o vibradores. (El-Anwar et al., 2025). Los electrofiltros son realmente efectivos, alcanzando eficiencias superiores al 99 % y logrando concentraciones de emisión inferiores a 50 mg/Nm^3 . Esto les permite cumplir con las normativas internacionales sobre emisiones industriales, como la Directiva europea 2010/75/UE, y con los estándares de diversas agencias ambientales internacionales. (Bapat, 2001)

Anexo 5. Molienda de cemento (referencia).

▪ Finalidad

La finalidad de la molienda de cemento es la de moler el clinker con sus aditivos (yeso, puzolana, caliza) y obtener una granulometría de 4-12% de retenido en un tamiz de 45 micras. El objetivo de moler el cemento finamente es la de darle mayor resistencia. El control de calidad se efectúa a la salida de los molinos, del producto terminado se obtiene una muestra a la que se le realizan ensayos químicos y físicos.

▪ Medios

Los molinos de cemento se conectan por medio de cintas transportadoras de alimentación en la que descargan las tolvas de clinker, puzolana y caliza. En la salidas hay aeros de producto terminado molido que descargan en los elevadores de cangilones hacia el turbo separador y el ducto de gases que va hacia los dos ciclones antepuestos.

▪ Tipos de accionamientos

- Motor principal: tiene con una potencia de 3000 kW, voltaje de 460 V, 60Hz , corriente de 54 A y gira a 714 rpm.
- Motor auxiliar o virador: tiene con una potencia de 19 kW, voltaje de 460 V, 60Hz , corriente de 30 A y gira a 1765 rpm.
- Unidad de lubricación: tiene 2 motobombas para el motor principal auxiliar y reductores. Dos bombas de alta presión de aceite para los cojinetes y dos de baja presión.

▪ Partes del Molino

- Partes Fijas: motor principal y reductor, motor auxiliar, unidad de lubricación, tabique intermedio y tabique de salida, placas de blindaje fijas dentro de la virola
- Partes móviles: virola, clapet de salida del molino, bolas de molienda, compuestas de visita

▪ Elementos de mando y control

- Mandos en el sitio (tienen botonera): motor principal, motor auxiliar
- En la Sala de Control: Tripleta agua, tripleta lubricación del molino, tripleta motor principal, tripleta alimentación, set point para velocidad del ventilador de molienda y set point alimentación molino
- Señales disponibles:

Tabla 16. Señales disponibles

CODIGO	NOMBRE	LL	L	H	HH	Rango
	Caudal de alimentación	0	0	2000	2000	0 - 2000
PIA416DR17YJ10	Consumo en Kw del molino	0	0	100000	100000	0 - 4000
PIA416YP16YT10	Temperatura de salida del material	0	70	115	115	0 - 200
PIA416Y16YT30	Temperatura de salida de los gases del molino	0	70	125	135	0 - 200
PIA416YP16YP10	Presión salida de los gases del molino	-28	-25	0	0	-29.4 - 0

Fuente: autoría propia con datos de (Kawasaki Heavy Industries Ltd, 1979)

▪ Protecciones

Para proteger las instalaciones de los molinos de cemento de cualquier tipo de daño, se cuenta con las siguientes protecciones: circuito del hidráulico del motor, circuito del agua de enfriamiento del aceite del motor, temperaturas de devanado del motor, temporizado del molino sin alimentación, disparo de alimentación por fallo de al menos una báscula (clinker, yeso, puzolana o slag), micro de posicionamiento del motor principal o auxiliar

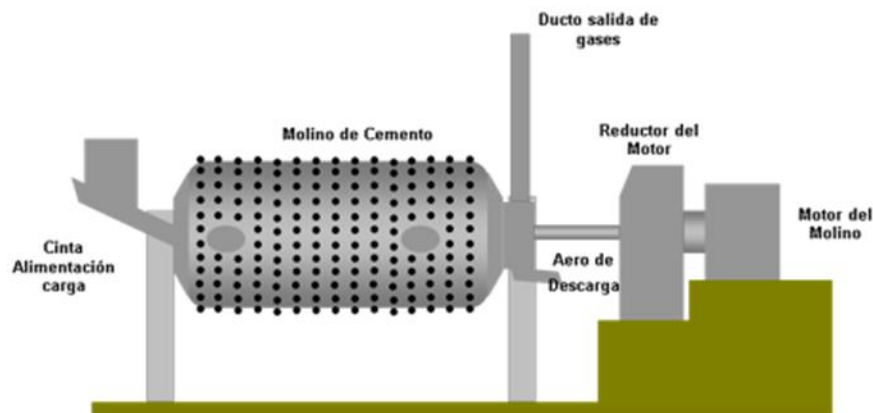
▪ Principios de funcionamiento

El molino es alimentado desde las tolvas de clinker, yeso, puzolana y caliza a través de una serie de bandas transportadoras (incluyendo las básculas). El molino está dividido en dos cámaras de molienda, en la cámara uno es la entrada del material y la salida se encuentra en la cámara dos. Estas cámaras están conectadas entre sí por medio de un tabique central por donde pasa el material debido a la depresión provocada por el ventilador de molienda.

En la cámara uno se encuentran las bolas más grandes (90 – 60 mm) y en la dos las pequeñas (50 – 20 mm) es por esta razón que las placas de blindaje tienen un diseño diferente para cada cámara. Las bolas trituran el material a lo largo de todo el molino, las bolas de diámetro mayor se encuentran ubicadas cerca de la entrada de material, debido a que el clinker y sus añadidos ingresan al molino con una granulometría alta (1-1.5 cm). A medida avanza el material es más fino, así como también las bolas son más pequeñas. Las bolas actúan moliendo en su caída (Movimientos de cascada y catarata), en el roce o fricción con las placas del molino y cuando golpean el material.

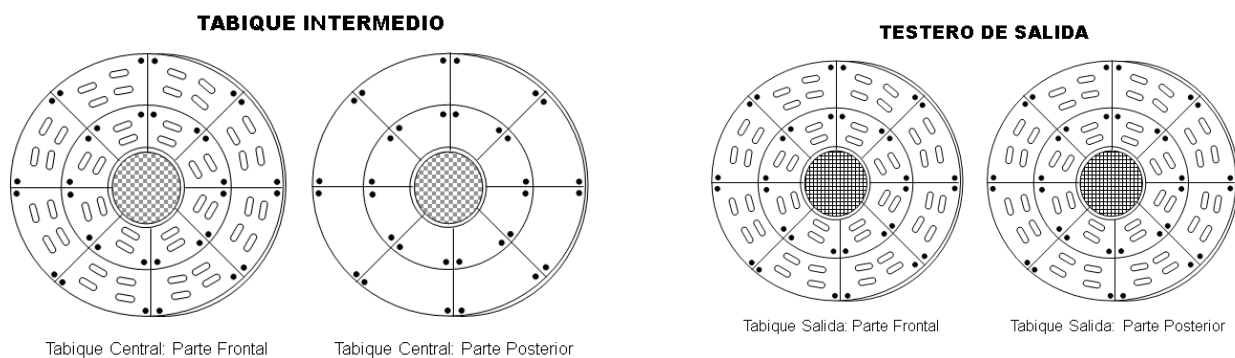
A la salida del molino hay otro tabique, conocido como tabique de salida por donde descarga el molino hacia un aerodeslizador y luego este se descarga hacia el transportador de cangilones y esta a su vez descarga el material en una serie de aeros que llevan el material sobre el turbo separador.

Ilustración 12. Esquema Molino de Cemento



Fuente: autoría propia

Ilustración 13. Testeros de Molino de Cemento



Fuente: (Kawasaki Heavy Industries Ltd, 1979)

Anexo 6. Módulos Solares

Elegir los paneles solares adecuados es crucial para asegurar la máxima eficiencia, durabilidad y retorno de la inversión. A continuación, se presentan algunos factores clave a considerar:

- **Factores Claves Por Considerar.**

Monocristal o policristalino: La decisión entre paneles monocristalinos y policristalinos está estrechamente relacionada con la eficiencia energética. La elección dependerá de las necesidades específicas y del espacio disponible para la instalación. Los paneles monocristalinos, hechos de un solo cristal de silicio, ofrecen una mayor eficiencia y un mejor rendimiento, especialmente en condiciones de baja luz solar, lo que los convierte en una excelente opción para espacios reducidos o áreas con menor irradiación solar. En cambio, los paneles policristalinos, que se fabrican con múltiples cristales de silicio fundidos, suelen ser menos eficientes, pero a menudo son más económicos. (Fenández, 2025)

Calidad y durabilidad: La calidad de fabricación de los paneles solares es fundamental para garantizar su durabilidad y rendimiento a largo plazo. Los paneles de alta calidad, que se producen bajo estrictos estándares, no solo tienen una vida útil más prolongada, sino que también requieren menos mantenimiento. Un panel solar de calidad superior puede operar de manera eficiente durante más de 25 años, mientras que los paneles de menor calidad pueden tener una vida útil considerablemente más corta y, con el tiempo, podrían comenzar a presentar daños o problemas de funcionamiento.

Dimensiones: Las dimensiones y el peso de los paneles solares son factores importantes por considerar, especialmente para aplicaciones domésticas donde se instalan en techos. Los paneles deben ser lo suficientemente ligeros y compactos para no comprometer la estructura del techo, pero también deben tener el tamaño adecuado para maximizar la captación de luz solar.

Eficiencia: Se refiere al porcentaje de luz solar que se convierte en electricidad. Los paneles solares residenciales suelen ofrecer una eficiencia que oscila entre el 19% y el 23%. Aquellos con mayor eficiencia convierten más luz en energía, lo que se traduce en un mejor retorno de la inversión.

Potencia: La potencia de un panel solar se refiere a la cantidad de energía que puede generar en condiciones de prueba estándar (STC), que generalmente son de 1000 W por metro cuadrado a 25°C. Aunque las condiciones reales pueden variar, esta medida es muy útil para comparar la producción de diferentes paneles.

Marca: Las marcas reconocidas suelen ofrecer garantías más amplias y un mejor servicio al cliente. Además, cuentan con un historial de fiabilidad y rendimiento que te brinda mayor tranquilidad.

Garantía del producto: Instalar un sistema solar representa una inversión significativa, por lo que es crucial que los paneles solares sean duraderos. En este sentido, la garantía del producto asegura que el panel se mantenga funcional y en buen estado durante muchos años.

Garantía de rendimiento: También conocida como garantía de salida lineal, esta garantía te da la confianza de que el panel solar mantendrá un cierto porcentaje de su capacidad de producción a lo largo del tiempo. Las mejores garantías ofrecen un rendimiento del 92% después de 25 años.

Resistencia al calor: La eficiencia de los paneles va disminuyendo a medida que la temperatura aumenta. La resistencia al calor indica cuánto disminuye la producción de energía por cada grado adicional sobre los 25°C. Los mejores paneles presentan una disminución de sólo el 0.25% por cada grado adicional.

- **Tipos de paneles solares según el número de células**

El número de células también influye directamente en la eficiencia y rendimiento de los paneles solares. A continuación, se detallan los tipos de paneles solares disponibles en función de la cantidad de células y comentarios acerca de sus aplicaciones más comunes:

Paneles Mono celulares: Están compuestos por tres capas que recogen la energía desde la primera. Tienen un precio relativamente accesible y ofrecen una eficiencia media, lo que los hace muy utilizados en hogares, ya que logran un buen balance entre costo y rendimiento.

Paneles bifaciales: Poseen dos células, son una opción más reciente en el mercado y están ganando popularidad. Estos paneles son más eficientes porque pueden captar más energía solar, aprovechando la luz reflejada desde el suelo o estructuras cercanas. Aunque su precio es más alto, también ofrecen una mayor eficiencia y durabilidad.

- **Tipos de paneles solares según voltaje**

El voltaje de los paneles solares es fundamental para elegir el más adecuado según las necesidades y aplicaciones específicas. Entre las opciones disponibles en el mercado se encuentran:

Paneles solares de 410Wp: con un voltaje de 24 voltios, son perfectos para casas unifamiliares en áreas soleadas. Resultan muy rentables para reducir costos y se pueden combinar con otras fuentes de energía. En lugares con buena exposición solar, estos paneles pueden cubrir las necesidades energéticas de una familia promedio.

Paneles de 430Wp: proporcionan un poco más de potencia. Si la ubicación recibe abundante sol, estos paneles son ideales para quienes dependen casi exclusivamente de la energía solar.

Paneles solares de 505Wp: están diseñados para situaciones que requieren una mayor producción de electricidad, como fábricas, comunidades de propietarios o explotaciones agrícolas. Estos paneles pueden satisfacer una alta demanda de energía, aunque su precio y tamaño los hacen más adecuados para instalaciones con un gran consumo energético. A continuación, en la tabla 14 se presenta un resumen de los paneles solares y sus principales características

Tabla 17. Comparativo Paneles de Alta eficiencia para uso industrial

Cuadro comparativo de paneles solares de alta eficiencia para uso industrial						
Marca / Modelo	Potencia (W)	Eficiencia (%)	Costo Estimado (\$/W)	Vida Útil (años)	Garantía Producto / Rendimiento	Tecnología
Maxeon 6	440	22.8	3.2	40	25 años / 92% al año 25	Back Contact / IBC
REC Alpha Pure R	430	22.3	2.9	30	20 años / 92% al año 25	HJT Gapless
FuturaSun Nova Duetto	590	22.84	2.85	30	25 años / 85% al año 30	Bifacial / N-Type
SunPower SPR-P6	420	21.4	3	40	25 años / 92% al año 25	Monocristalino / PERC
LONGi Hi-MO 6	440	22.5	2.4	25	12 años / 84.8% al año 25	Monocristalino / PERC
Trina Vertex S+	430	21.8	2.8	25	15 años / 84% al año 25	N-Type / Bifacial / PERC
JA Solar DeepBlue 4.0X	570	21.7	2.8	25	12 años / 80% al año 25	Monocristalino / PERC
Jinko Tiger Neo	480	22.2	2.75	25	12 años / 80% al año 25	N-Type / TOPCon
Canadian Solar HiKu	440	22.5	2.6	25	12 años / 80% al año 25	Monocristalino / PERC

Fuente: (Agencia Internacional de Energía - IEA, 2022)

Anexo 7. Ficha técnica panel solar MAXEON 6AC

SUNPOWER | FROM MAXEON
SOLAR TECHNOLOGIES

MAXEON 6 AC PANEL SOLAR

420-440 W | Hasta un 22,8 % de eficiencia

 Microinversor integrado
de fábrica

 Marco negro, lámina
trasera blanca

Más energía de por vida

Diseñado para maximizar la generación de energía mediante una eficiencia líder del sector, un desempeño mejorado a altas temperaturas y una mayor conversión de energía en condiciones de poca luz, como por la mañana, por la noche y en días nublados.

Fiabilidad sin concesiones

Diseñado para funcionar en todo tipo de condiciones meteorológicas con células anti-grietas y conexiones reforzadas que protegen frente al desgaste y la corrosión. El microinversor de cada panel permite su funcionamiento independiente para mitigar el impacto de la sombra al tiempo que mejora el desempeño del sistema.



Sostenibilidad superior

Los ingredientes limpios, la fabricación responsable y la producción de energía duradera para 40 años hacen de los paneles SunPower Maxeon la opción más sostenible del sector de la energía solar.

SUNPOWER



La garantía más larga del sector

Los paneles SunPower Maxeon están cubiertos por una garantía de 40 años¹ respaldada por exhaustivas pruebas de terceros y datos de campo de más de 33 millones de paneles desplegados en todo el mundo.

Cobertura de producto y de potencia	40 años
Salida mínima garantizada año 1	98,0%
Degradación máxima anual	0,25%

Garantía de producto limitada del microinversor de Enphase	25 años
--	---------



Más información sobre SPR-MAX6-XXX- E3-AC
sunpower.maxeon.com

MAXEON 6 AC POTENCIA: 420-440 W | EFICIENCIA: Hasta un 22,8%

Datos eléctricos de CA	
Modelo de inversor: IQ 7A	A 230 V CA
Potencia máxima de salida	366 VA
Máx. potencia de salida continua	349 VA
Rango/Tensión nom. (L-N)	219 ~ 264 V
Máx. corriente de salida continua	1,52 A
Máx. unidades por circuito derivado de 20 A (L-N)	10
Eficiencia ponderada ²	96,5%
Frecuencia nominal	50 Hz
Rango de frecuencia ampliado	45-55 Hz
Corriente de fallo de cortocircuito de CA durante 3 ciclos	5,8 A rms
Puerto de CA de clase de sobretensión	III
Corriente de retroalimentación del puerto de CA	18 mA
Ajuste del factor de potencia	1,0
Factor de potencia (ajustable)	0,8 adelanto/0,8 retardo

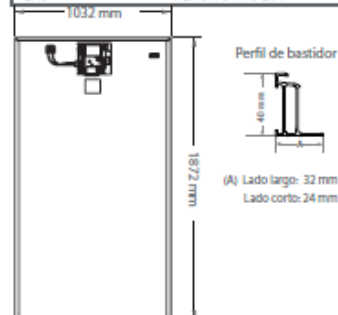
Datos de alimentación de CC				
	SPR-MAX6-440-E3-AC	SPR-MAX6-435-E3-AC	SPR-MAX6-425-E3-AC	SPR-MAX6-420-E3-AC
Potencia nominal ³ (P _{nom})	440 W	435 W	425 W	420 W
Tol. de potencia	+5/0%	+5/0%	+5/0%	+5/0%
Eficiencia del módulo	22,8%	22,5%	22,0%	21,7%
Coef. temp. (Potencia)	-0,29%/°C			
Tol. de sombra	Seguimiento del punto de máxima potencia del nivel del módulo integrado			

Datos mecánicos	
Células solares	66 células monocristalinas Maxeon Generación 6
Cristal frontal	Cristal templado antirreflejos de gran transmisividad
Clasificación ambiental	Microinversor con clasificación para exteriores - IP67 (UL: NEMA tipo 6)
Marco	Anodizado negro de clase 1
Peso	21,8 kg



Condiciones de funcionamiento probadas	
Temperatura de funcionamiento	De -40 °C a +60 °C
Máx. temperatura ambiente	50 °C
Humedad relativa	Del 4 % al 100 % (con condensación)
Máx. altitud	2000 m
Carga de diseño ⁴	Viento: 3600 Pa, 367 kg/m² en cara posterior
	Nieve: 5400 Pa, 551 kg/m² en cara frontal
Resistencia a impactos	Granizo de 25 mm de diámetro a 23 m/s
Carcasa del microinversor	Carcasa polimérica clase II, doble aislamiento, resistente a la corrosión

Garantías, certificaciones y conformidad	
Garantías ¹	- Garantía de potencia limitada durante 40 años - Garantía de producto limitada durante 40 años
Garantía de microinversores	Garantía de producto limitada durante 25 años cubierta por la garantía Enphase⁵
Certificaciones y conformidad	- IEC 61215, 61730⁶ - IEC 62109-1, 62109-2 - IEC 61000-6-3 - AS4777.2, RCM - IEC/ EN 50549-1:2019, G98/G99 - VDE-AR-N-4105
Certificados de gestión de calidad	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
Prueba PID (degradación inducida por potencial)	1000 V: IEC 62804
Prueba LeTID	Versión preliminar IEC 61215 ⁷
Normas disponibles	TUV, EnTest
Contribución a la certificación del Green Building Council	Los paneles pueden aportar puntos adicionales para la obtención de las certificaciones LEED y BREEAM
Conformidad con EHS	RoHS, OHSAS 18001:2007, REACH SVHC-201



Veuillez lire les instructions de sécurité et d'installation.
 Veuillez consulter
www.sunpower.maxeon.com/Int/PVInstallGuide/IEC.
 La version papier peut être demandée à l'adresse suivante :
supportetecnico@maxeon.com.

SUNPOWER
 FROM MAXEON SOLAR TECHNOLOGIES

544435 REV A / A4_ES
 Fecha de publicación: Enero 2022

- 1 La garantía de 40 años no está disponible en todos los países ni para todas las instalaciones y requiere registro; de lo contrario, se aplica nuestra garantía de 25 años.
- 2 Probado según EN 50530 (UE).
- 3 Condiciones de prueba estándar (irradiancia de 1000 W/m², AM 1,5, 25 °C). Estándar de calibración de NREL: intensidad según SOMS, tensión según LACCS FF. Toda la tensión de CC está totalmente contenida dentro del módulo.
- 4 Factor de seguridad 1,5 incluido.
- 5 Los módulos de CA deben conectarse al hardware de control Enphase (ENVOY) para habilitar la garantía de producto Enphase.
- 6 Consulte el módulo DC, calificación antincendios de clase C según IEC 61730.
- 7 Paneles degradados un 0 % en pruebas LeTID extendidas realizadas por PVEL. Informe de prueba R10124977G-1, 2020.

Fabricado en Malasia (células)
 Montado en Malasia (módulos)
 Las especificaciones incluidas en esta ficha técnica están sujetas a cambios sin previo aviso.
 © 2022 Maxeon Solar Technologies, Ltd. Todos los derechos reservados.
 Consulte la información sobre la garantía, patentes y marcas comerciales en
maxeon.com/legal.

Fuente: (Maxeon, 2025)

Anexo 8. Resultados Simulación PVSyst Sistema SFV Honduras



PVsyst V8.0.7
VC2, Simulation date:
06/10/25 15:45
with V8.0.7

Project: Dimensionamiento sistema SFV proyecto desempolvado Honduras_2.0

Variant: Nueva variante de simulación 1.0

Universidad Europea (Spain)

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Piedras Azules	Latitude 14.51 °N	Albedo 0.20
Honduras	Longitude -87.65 °W	
	Altitude 560 m	
	Time zone UTC-6	
Weather data		
Piedras Azules		
Meteonorm 8.2 (2000-2009), Sat=100% - Sintético		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
Orientation #1	Near Shadings	User's needs
Fixed plane	no Shadings	Fixed constant load
Tilt/Azimuth 13.7 / 1.4 °		415 kW
		Global
		3638 MWh/Year
System information		
PV Array	Inverters	Battery pack
Nb. of modules 5760 units	Nb. of units 4 units	Storage strategy: Self-consumption
Pnom total 2534 kWp	Pnom total 2520 kWac	Nb. of units 2100 units
	Pnom ratio 1.006	Voltage 640 V
		Capacity 8400 Ah

Results summary

Produced Energy	3955.9 MWh/year	Specific production	1561 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	80.68 %
Used Energy	3637.7 MWh/year			Solar Fraction SF	76.38 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
Single-line diagram	9



Project: Dimensionamiento sistema SFV proyecto desempolvado Honduras_2.0

PVsyst V8.0.7
VC2, Simulation date:
06/10/25 15:45
with V8.0.7

Variant: Nueva variante de simulación 1.0

Universidad Europea (Spain)

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
Orientation #1			Models used
Fixed plane		Sheds configuration	Transposition Perez
Tilt/Azimuth	13.7 / 1.4 °	No 3D scene defined	Diffuse Perez, Meteonorm
			Circumsolar separate
Horizon		Near Shadings	User's needs
Average Height	4.9 °	no Shadings	Fixed constant load
			415 kW
			Global
			3638 MWh/Year
Storage			
Kind	Self-consumption		
Charging strategy		Discharging strategy	
When excess solar power is available		As soon as power is needed	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	SPR-MAX6-440	Model	PVS800-57-0630kW-B
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	440 Wp	Unit Nom. Power	630 kWac
Number of PV modules	5760 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	2534 kWp	Total power	2520 kWac
Modules	320 string x 18 In series	Operating voltage	525-825 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (≧25°C)	693 kWac
Pmpp	2353 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.01
U mpp	663 V		
I mpp	3548 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	2534 kWp	Total power	2520 kWac
Total	5760 modules	Max. power	2772 kWac
Module area	11128 m²	Number of inverters	4 units
Cell area	9977 m²	Pnom ratio	1.01
Battery Storage			
Battery			
Manufacturer	Generic	Battery Pack Characteristics	
Model	Adjustable Li-Ion		
Battery pack		Voltage	640 V
Nb. of units	25 in series	Nominal Capacity	8400 Ah (C10)
	x 84 in parallel	Temperature	Fixed 20 °C
Discharging min. SOC	20.0 %		
Stored energy	4458.8 kWh		
Battery input charger			
Model	Generic		
Max. charg. power	2600.0 kWdc		
Max./Euro effic.	97.0/95.0 %		
Battery to Grid inverter			
Model	Generic		
Max. disch. power	1000.0 kWac		
Max./Euro effic.	97.0/95.0 %		



PVsyst V8.0.7
VC2, Simulation date:
06/10/25 15:45
with V8.0.7

Project: Dimensionamiento sistema SFV proyecto desempolvado Honduras_2.0

Variant: Nueva variante de simulación 1.0

Universidad Europea (Spain)

Array losses								
Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	3.1 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss				
Loss Fraction	-0.4 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.2 %			
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000



PVsyst V8.0.7
VC2, Simulation date:
06/10/25 15:45
with V8.0.7

Project: Dimensionamiento sistema SFV proyecto desempolvado Honduras_2.0

Variant: Nueva variante de simulación 1.0

Universidad Europea (Spain)

Horizon definition

Horizon from Meteornorm web service, Lat=14°30'32", Long=-87°39'12"

Average Height	4.9 °	Albedo Factor	0.82
Diffuse Factor	0.99	Albedo Fraction	100 %

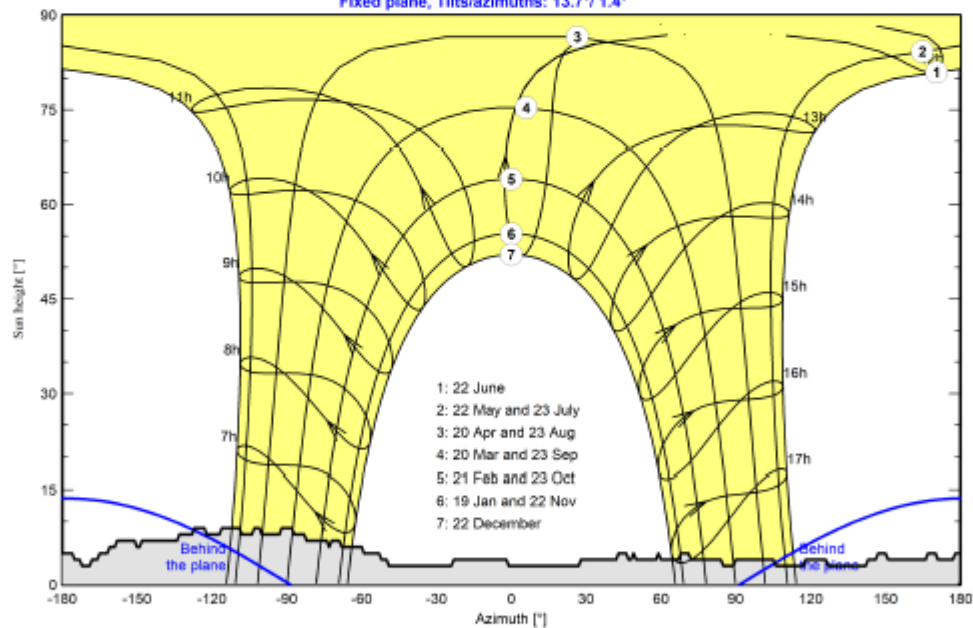
Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-175	-173	-169	-165	-162	-159	-158	-150	-134	-133	-127	-123	-117
Height [°]	5.0	4.0	4.0	3.0	5.0	5.0	6.0	7.0	6.0	7.0	8.0	9.0	9.0	8.0
Azimuth [°]	-108	-104	-101	-100	-92	-88	-83	-82	-73	-72	-68	-60	-53	-52
Height [°]	8.0	8.0	9.0	8.0	9.0	9.0	8.0	7.0	6.0	7.0	6.0	6.0	5.0	4.0
Azimuth [°]	-50	-49	-24	-2	-1	28	42	46	47	49	50	59	60	71
Height [°]	4.0	3.0	3.0	4.0	3.0	4.0	4.0	5.0	4.0	5.0	4.0	5.0	4.0	5.0
Azimuth [°]	84	85	90	105	118	127	142	146	147	166	170	171	178	179
Height [°]	4.0	3.0	4.0	4.0	4.0	3.0	3.0	4.0	5.0	4.0	5.0	4.0	5.0	5.0

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 13.7°/ 1.4°





Project: Dimensionamiento sistema SFV proyecto desempolvado Honduras_2.0

PVsyst V8.0.7
VC2, Simulation date:
06/10/25 15:45
with V8.0.7

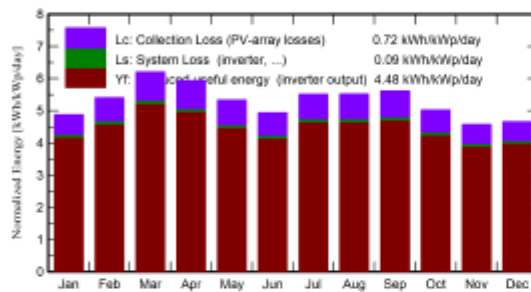
Variant: Nueva variante de simulación 1.0

Universidad Europea (Spain)

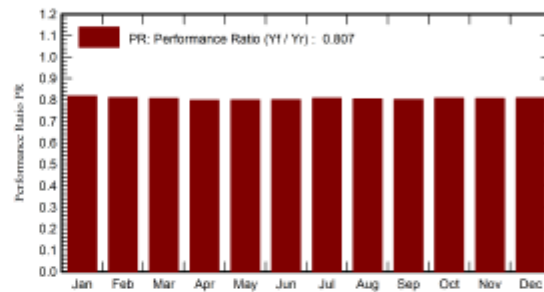
Main results

System Production			
Produced Energy	3955.9 MWh/year	Specific production	1561 kWh/kWp/year
Used Energy	3637.7 MWh/year	Perf. Ratio PR	80.68 %
		Solar Fraction SF	76.38 %
Battery aging (State of Wear)			
Cycles SOW	94.0 %		
Static SOW	90.0 %		
Battery lifetime	10.0 years		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EfrGrid MWh
January	134.6	63.70	21.62	151.3	143.1	336.0	309.0	236.4	77.7	72.5
February	138.4	53.83	23.05	151.3	143.8	333.2	279.1	208.1	103.1	70.9
March	185.0	65.17	25.01	192.3	182.5	419.1	309.0	242.8	151.1	66.2
April	180.4	79.66	26.46	178.1	167.7	385.9	299.0	241.8	118.7	57.2
May	174.3	82.98	26.82	165.3	155.5	359.0	309.0	241.8	93.6	67.1
June	159.1	71.52	25.70	148.2	139.2	322.8	299.0	218.5	82.7	80.5
July	182.3	87.12	25.87	171.0	160.7	373.7	309.0	252.7	98.0	56.3
August	176.1	85.86	25.83	171.2	161.2	373.8	309.0	246.3	103.3	62.7
September	165.1	63.09	25.39	168.3	158.9	365.9	299.0	222.6	119.8	76.4
October	146.7	67.44	24.41	155.7	146.9	341.1	309.0	225.7	93.6	83.3
November	124.1	65.10	22.44	137.4	129.0	303.2	299.0	217.3	63.8	81.7
December	127.1	59.41	22.22	144.4	136.6	320.5	309.0	224.4	72.0	84.5
Year	1893.4	844.88	24.58	1934.7	1825.1	4234.3	3637.7	2778.4	1177.5	859.2

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EfrGrid	Energy from the grid

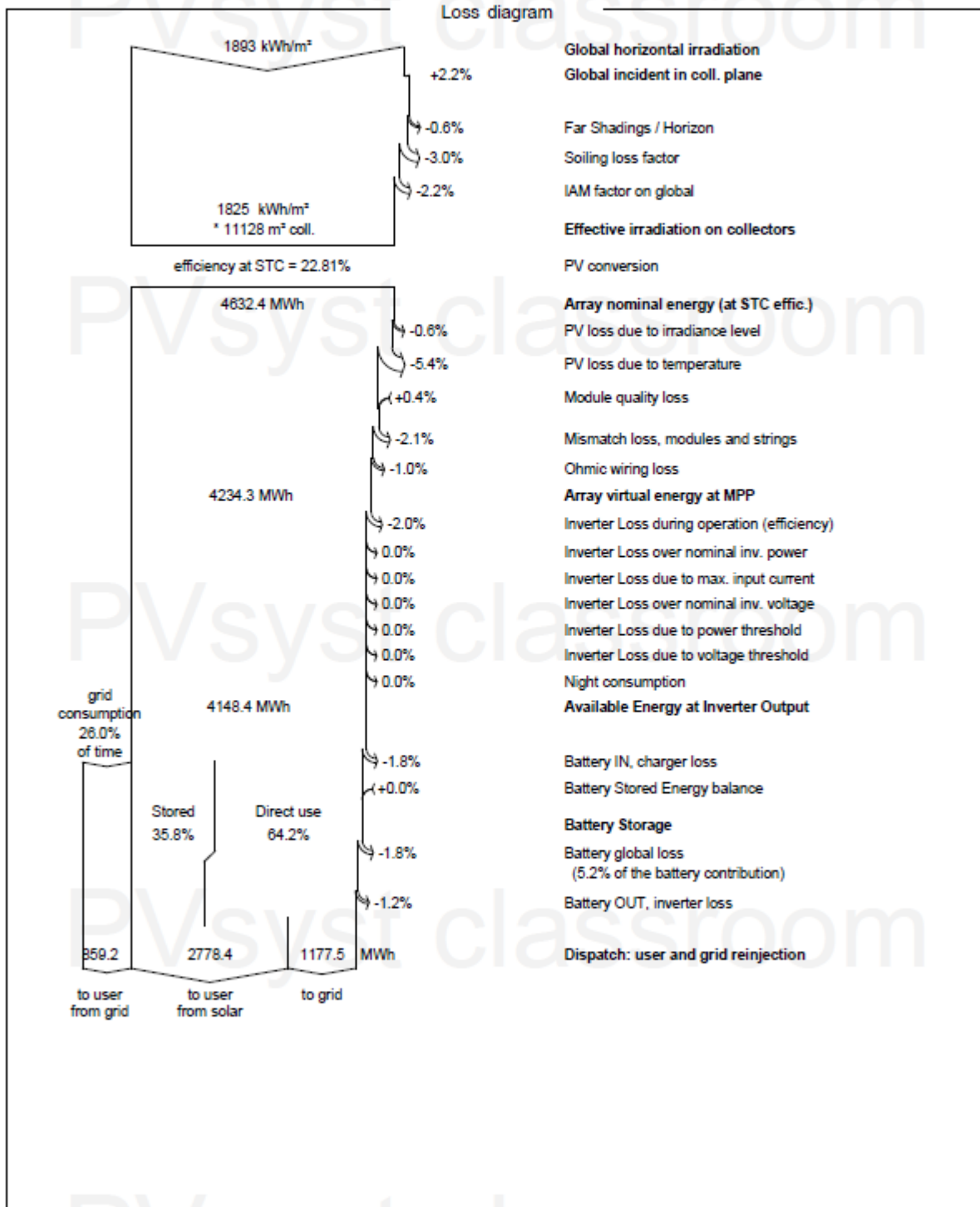


PVsyst V8.0.7
VC2, Simulation date:
06/10/25 15:45
with V8.0.7

Project: Dimensionamiento sistema SFV proyecto desempolvado Honduras_2.0

Variant: Nueva variante de simulación 1.0

Universidad Europea (Spain)





PVsyst V8.0.7
VC2, Simulation date:
06/10/25 15:45
with V8.0.7

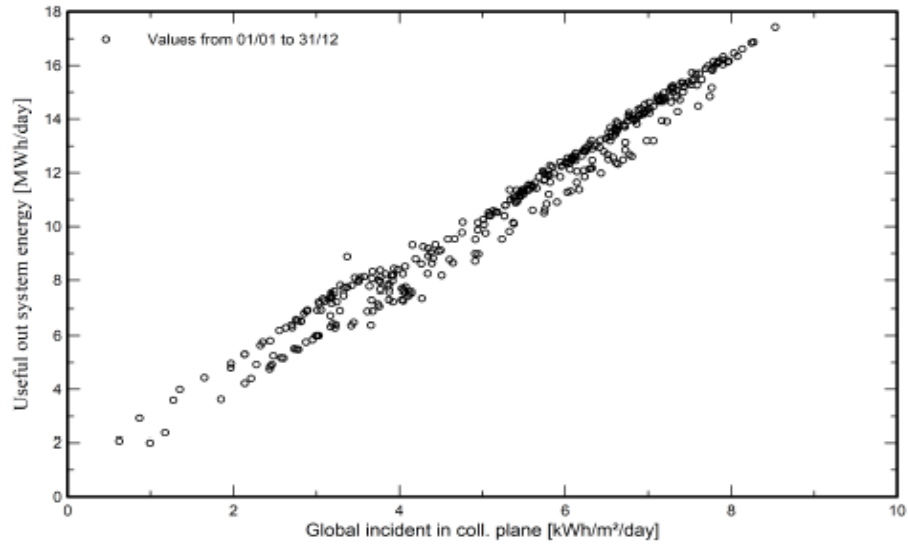
Project: Dimensionamiento sistema SFV proyecto desempolvado Honduras_2.0

Variant: Nueva variante de simulación 1.0

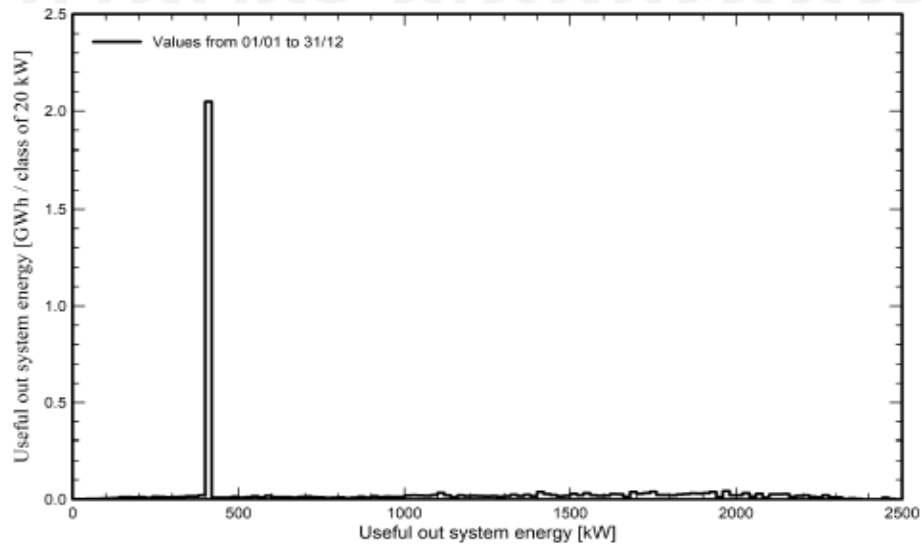
Universidad Europea (Spain)

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



Anexo 9. Inversores

Además de convertir la corriente, los inversores solares llevan a cabo otras funciones para optimizar la eficiencia y la seguridad del sistema. A continuación, se describen las más relevantes:

- Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT): ajustan los parámetros eléctricos para maximizar la energía extraída de los paneles solares en diversas condiciones.
- Sincronización con la red: garantizan que la electricidad generada coincida en frecuencia y voltaje con la red eléctrica.
- Monitorización: supervisan el rendimiento del sistema fotovoltaico y ofrecen datos sobre la producción de energía.

▪ Tipos de inversores solares.

Para seleccionar el inversor solar adecuado, es importante conocer los diferentes tipos que existen. A continuación, presentamos una clasificación basada en dos criterios principales:

1. Según la potencia y configuración eléctrica.

Podemos diferenciar dos tipos de inversores solares: los monofásicos y los trifásicos. Cada uno será adecuado dependiendo del entorno en el que se vaya a utilizar (empresa o vivienda) y de las necesidades específicas de consumo y distribución de energía.

- Inversores monofásicos. Diseñados para instalaciones pequeñas, que generan menos de 10 kW. ya que convierten la corriente continua en corriente alterna monofásica. Es decir, una única fase y corriente alterna de 220-240 V.
- Inversores trifásicos. Se emplean en sistemas de energía solar de mayor escala, como en el sector industrial. Estos dispositivos usan redes con tres fases y tres corrientes alternas. Soportan potencias superiores a 10 kW, generan corriente alterna trifásica de 380-400 V, que es compatible con sistemas eléctricos de alta potencia.

2. Según la tecnología aplicada a instalaciones con conexión a la red.

Los inversores solares pueden dividirse según la tecnología que emplean para gestionar la energía. Dentro de esta clasificación, podemos encontrar los siguientes tipos:

- Inversores string: también denominados en cadena, se utilizan en instalaciones fotovoltaicas donde la radiación solar es constante todo el año y no queda

bloqueada por sombras. Los paneles se disponen en serie, formando cadenas, y cada una de ellas se conecta a una entrada del inversor. De esta manera, el inversor extrae la máxima potencia posible de cada string.

- Inversores híbridos: combinan la función de un inversor convencional en cadena con la capacidad de gestionar la carga y descarga de energía. De esta forma, no solo transforman la energía, sino que también facilitan su almacenamiento. Estos inversores están diseñados para prolongar la vida de las baterías. (Rodríguez, 2022)

A continuación, se presenta una tabla que resume los inversores industriales de los principales fabricantes de tecnología solar, destacando el inversor trifásico con tecnología Synergy de SolarEdge se sitúa en el primer puesto del ránking; seguido del Fronius Tauro y del Huawei SUN2000-50KTL M3. (Rodríguez, 2022)

Ilustración 14. Comparativa de Inversores Industriales (50 kW)

RANKING	1º	2º	3º	4º
CARACT./INVERS.	 SolarEdge trifásico Synergy	 Fronius Tauro	 Huawei SUN2000-50KTL-M3	 Kostal PIKO CI
Potencia	50	50	50	50
Eficiencia máx. (%)	98,3	98,6	98,5	98,3
MPPT	1 por panel	3	4	4
Garantía (años)	12 ampliables a 20	5 ampliables a 20	5 ampliables a 20	5
Precio	€€€	€€€	€	€€
Calidad Soporte técnico	1º	2º	4º	3º
Origen	Israel	Austria	China	Alemania
Calidad monitorización	1º	2º	4º	3º
Medidas (AnxAlxProf)	Unidad Synergy: 558x328x273 Synergy Manager: 360x560x295	644x1.038x316	640x530x270	710x855x285
Temperatura Máx. (°C)	-40 a +60	-40 a +65	-25 a +60	-25 a +60
Grado de protección	IP65	IP65	IP66	IP65

Fuente: (Rodríguez, 2022)

El inversor seleccionado para el proyecto corresponde a la siguiente ficha técnica.

INVERSORES SOLARES

Inversores centrales ABB

PVS800 – 500 a 1000 kW



—
01

—
01 Inversor central
ABB, PVS800

Plataforma de inversor líder del mercado

Los inversores solares ABB han sido desarrollados sobre la base de décadas de experiencia en la industria y una probada plataforma tecnológica. La experiencia práctica incomparable de nuestra empresa, líder tecnológico y del mercado mundial en convertidores de CA y CC de velocidad variable, es el sello de la nueva gama de inversores solares.

Los inversores, basados en la exitosa plataforma de convertidores industriales de ABB – los convertidores industriales más utilizados en el mercado – son la forma más eficiente y rentable de convertir la corriente continua generada por los módulos solares en corriente alterna de alta calidad, sin generación de CO₂ y lista para ser inyectada en la red.

Los inversores solares centrales ABB elevan la fiabilidad, eficiencia y facilidad de instalación hasta un nuevo nivel. Estos inversores están dirigidos a integradores de sistemas y usuarios finales que precisen inversores solares de alto rendimiento para plantas de energía fotovoltaica de gran superficie. Los inversores están optimizados para centrales eléctricas rentables de varios megavatios.

Inversores solares de ABB

Los inversores centrales ABB son idóneos para grandes instalaciones fotovoltaicas pero también son adecuadas para centrales eléctricas de gran tamaño instaladas en edificios comerciales o industriales. Gracias a su alto rendimiento, componentes contrastados, un diseño compacto y modular y una serie de servicios durante todo el ciclo de vida del producto, los inversores centrales ABB garantizan una amortización rápida de la inversión.

Principales características

- Alta eficiencia
- Diseño modular y compacto
- Amplia protección de los lados de CC y CA
- Total funcionalidad de soporte de red
- Instalación rápida y sencilla
- Gama completa de opciones para la transmisión de datos de tipo industrial, incluida la monitorización remota
- Servicio durante el ciclo de vida del producto a través de la amplia red de servicio global de ABB

Inversores centrales ABB

PVS800 – 500 a 1000 kW



Alto rendimiento total

- Alta eficiencia
- Bajo consumo de potencia auxiliar
- Seguimiento del punto de potencia máxima eficiente
- Larga y fiable vida útil de, al menos, 20 años

Funcionalidad de soporte de red completa

- Compensación de potencia reactiva también durante la noche
- Limitación de potencia activa
- Huecos de tensión con alimentación de corriente

Compatibilidad de código de red

- Amplio cumplimiento del código de red del país en cuestión
- Capacidad de adaptación a varios requisitos de servicio locales

Soporte y servicio durante el ciclo de vida

- Amplia red de servicio global de ABB
- Ampliaciones de garantía
- Contratos de servicio
- Servicio técnico durante la vida útil del producto

Diseño modular industrial

- Diseño de producto compacto y de fácil mantenimiento
- Instalación rápida y sencilla
- Armario de entrada de CC flexible e integrado

Amplia protección

- Amplia protección de los lados de CC y CA con filtros, protección contra sobretensiones y fusibles integrados
- Seguridad y fiabilidad aumentadas con contactores en los lados de CC y CA
- Alta protección contra sobretensiones

Tecnología contrastada

- Desarrollado sobre la base de plataforma ABB, líder tecnológico del mercado mundial en convertidores de CA y CC de velocidad variable

Amplias opciones de comunicación

- Gama completa de opciones de comunicación de datos industriales
- Protocolo de Ethernet/Internet
- Monitorización remota

Inversores centrales ABB

PVS800 – 500 a 1000 kW



Datos técnicos y tipos

Código de tipo	PVS800-57-0500kW-A	PVS800-57-0630kW-B	PVS800-57-0875kW-B	PVS800-57-1000kW-C
Entrada (CC)				
Rango de tensión CC, mpp (U_{CC})	450 a 825 V	525 a 825 V	525 a 825 V	600 a 850 V
Tensión CC máx. ($U_{CC, max}$)	1100 V	1100 V	1100 V	1100 V
Intensidad CC máx. ($I_{CC, max}$) ¹⁾	1145 A	1230 A	1710 A	1710 A
Número de entradas CC protegidas	4 a 15 (+/-)	4 a 15 (+/-)	8 a 20 (+/-)	8 a 20 (+/-)
Salida (CA)				
Potencia de salida CA nominal ($P_{CA, nom}$) ²⁾	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Potencia de salida máx. ³⁾	600 kW	700 kW	1050 kW	1200 kW
Potencia a $\cos\phi = 0.95$ ⁴⁾	475 kW	600 kW	830 kW	950 kW
Intensidad nominal CA ($I_{CA, nom}$)	965 A	1040 A	1445 A	1445 A
Tensión nominal ($U_{CA, nom}$) ⁵⁾	300 V	350 V	350 V	400 V
Frecuencia de salida (f_{ca})	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Distorsión armónica de la intensidad ⁶⁾	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Estructura de la red ⁷⁾	TN e IT	TN e IT	TN e IT	TN e IT
Rendimiento				
Rendimiento máx. ⁸⁾	98.6%	98.6%	98.7%	98.8%
Euro-eta ⁹⁾	98.2%	98.4%	98.5%	98.6%
Consumo de energía				
Consumo propio en funcionamiento	490 W	490 W	650 W	650 W
Consumo en modo de espera	65 W	65 W	65 W	65 W
Tensión auxiliar externa ¹⁾	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz
Dimensiones y peso				
Anchura/Altura/Profundidad, mm	2630/2130/708	2630/2130/708	3630/2130/708	3630/2130/708
Peso aprox. ¹⁰⁾	1800 kg	1800 kg	2320 kg	2320 kg

¹⁾ 630 kW a 45 °C, 500, 875 y 1000 kW a 50 °C.

²⁾ A 25 °C. Para más detalles consulte el manual del usuario.

³⁾ +/- 10%

⁴⁾ A potencia nominal

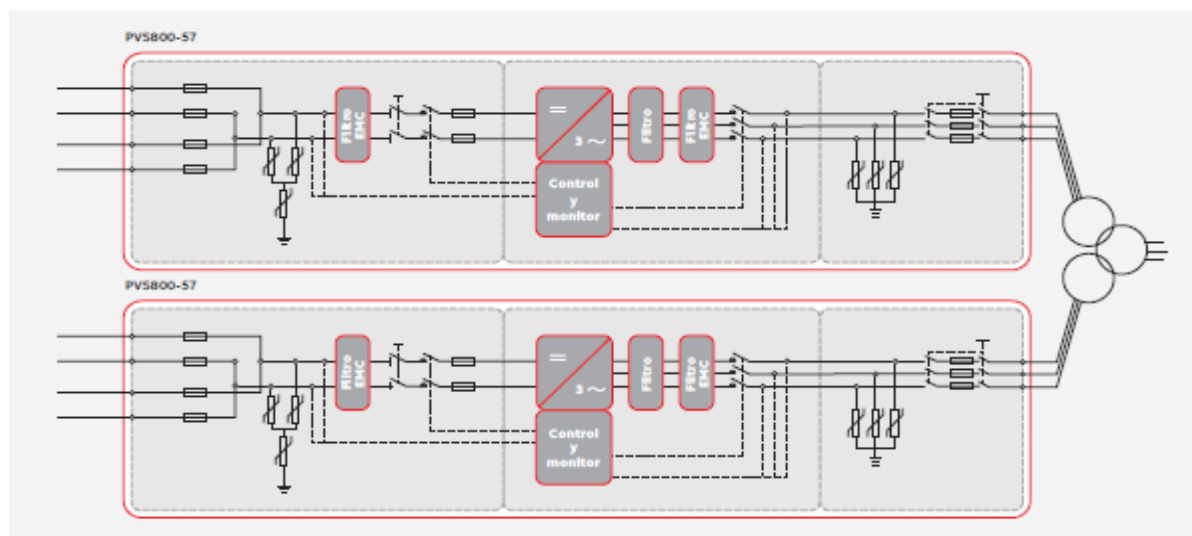
⁵⁾ En el lado del inversor es necesaria red tipo IT

⁶⁾ Rendimiento sin consumo auxiliar a mín U_{CC}

⁷⁾ Opcional a 115 V y 60 Hz

⁸⁾ Para el caso del mínimo número de entradas de CC posibles. Para más detalles consulte el manual del usuario.

Diseño y conexión a la red del inversor central ABB

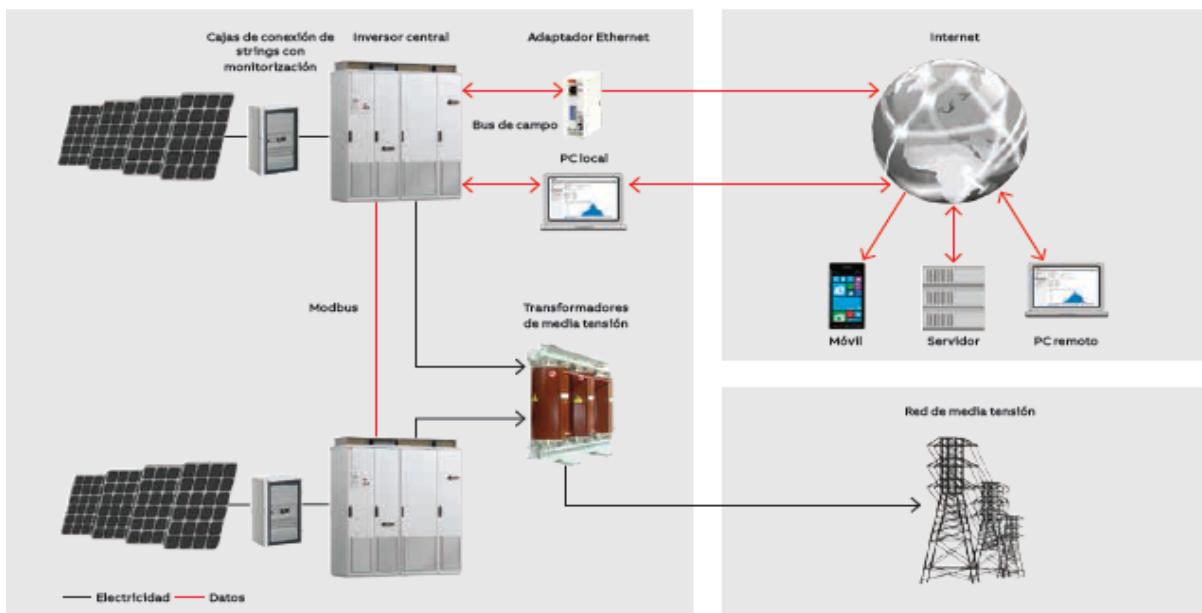


Datos técnicos y tipos

Código de tipo	PVS800-57-0500kW-A	PVS800-57-0630kW-B	PVS800-57-0875kW-B	PVS800-57-1000kW-C
Límites ambientales				
Categoría de protección	IP42	IP42	IP42	IP42
Rango de temperatura ambiente (potencia nom.) ¹⁰	-15 a +50 °C	-15 a +45 °C	-15 a +50 °C	-15 a +50 °C
Temperatura ambiente máxima ^{10a}	+55 °C	+55 °C	+55 °C	+55 °C
Humedad relativa (sin condensación)	15 a 95%	15 a 95%	15 a 95%	15 a 95%
Altitud máxima sobre el nivel del mar ¹¹	4000 m	4000 m	4000 m	4000 m
Nivel máximo de ruido ¹²	75 dBA	75 dBA	75 dBA	75 dBA
Máximo flujo de aire de la sección del Inversor	5000 m³/h	5000 m³/h	7950 m³/h	7950 m³/h
Protección				
Monitorización contra defecto a tierra ¹³	Sí	Sí	Sí	Sí
Monitorización de red	Sí	Sí	Sí	Sí
Protección anti-Isia	Sí	Sí	Sí	Sí
Polaridad Inversa de CC	Sí	Sí	Sí	Sí
Protección contra cortocircuito y sobreintensidad de CC y CA	Sí	Sí	Sí	Sí
Protección contra sobretensión y sobretemperatura de CC y CA	Sí	Sí	Sí	Sí
Interfaz de usuario y comunicaciones				
Interfaz local de usuario	Panel de control local ABB			
Entradas/Salidas analógicas	1/2	1/2	1/2	1/2
Entradas Digitales/Relé de salida	3/1	3/1	3/1	3/1
Conectividad de bus de campo	Modbus, PROFIBUS, EtherNet			
Cumplimiento de normativas del producto				
Seguridad y CEM	Conformidad CE de acuerdo con las Directivas de Baja Tensión y de CEM			
Certificaciones y aprobaciones ¹⁴	VDE, CEI, UNE, RD, EDF, P.O. 12.3, BDEW, GOST, AS, ZA			
Soporte de red y funciones de red	Compensación de la potencia reactiva ¹⁵ , Reducción de potencia, LVRT, HVRT, Protección anti-Isia			

¹⁰ No se permite escarcha. Puede requerirse calefacción del armario.¹¹ Reducción de potencia por encima de los 40 °C/45 °C¹² Reducción de potencia por encima de los 1000 m¹³ A potencia parcial típicamente <70 dBA¹⁴ Opcional¹⁵ Para más información, por favor, contactar con ABB¹⁶ También durante la noche

Esquema de transmisión de datos del inversor central ABB



Opciones

- Solución flexible para la extensión de entradas de CC mediante armarios integrados
- Calefacción de los armarios
- Ampliaciones de E/S
- Conexión a tierra del polo positivo o negativo del generador de CC
- Conexiones Fieldbus y Ethernet
- Medida de intensidad de cada entrada de CC
- Ampliaciones de garantía
- Contrato de Servicio de mantenimiento

Accesorios

- Cajas de conexión de strings con monitorización
- Soluciones para la monitorización remota

Asistencia y servicio

ABB presta asistencia a sus clientes con una red de servicio dedicada en más de 60 países y ofrece una amplia gama de servicios para el ciclo completo de vida del producto, desde la instalación y la puesta en marcha al mantenimiento preventivo, los recambios, reparaciones y reciclaje.

Para obtener más información póngase en contacto con su representante ABB local o visite la web:

www.abb.com/solarinverters
www.abb.es

Nos reservamos el derecho de realizar cambios técnicos o modificar el contenido de este documento sin previo aviso. En relación a las solicitudes de compra, prevalecen los detalles acordados. ABB no acepta ninguna responsabilidad por cualquier error potencial o posible falta de información de este documento.

Nos reservamos los derechos de este documento, los temas que incluye y las ilustraciones que contiene. Cualquier reproducción, comunicación a terceras partes o utilización del contenido total o parcial está prohibida sin consentimiento previo por escrito de ABB. Copyright © 2017 ABB. Todos los derechos reservados.



Anexo 10. Selección del Transformador

A. Datos:

- Potencia neta de inversores: $P_{ac} = 2,520 \text{ kWac}$ ($4 \times 630 \text{ kWac}$).
- Factor de potencia operativo utilizado: $\cos\phi = 0.99$ (valor de proyecto / operación).
- Tensión lado baja: **415 V**.
- Tensión lado media (supuesto de interconexión): **3,800 V (13.8 kV)**

Nota: la tensión de interconexión se debe confirmarla con la empresa distribuidora; aquí se usa 13.8 kV (caso representativo Honduras).

B. Potencia aparente requerida:

Para obtener la potencia aparente que debe soportar el transformador en condiciones normales utilizamos la siguiente fórmula:

$$S_{req} = \frac{P_{ac}}{\cos\phi}$$

$$P_{ac} = 2,520 \text{ kW} = 2,520,000 \text{ w}$$

$$\cos\phi = 1 / \cos\phi = 1 / 0.99 = 1.01$$

$$S_{req} = 2,545,455 \text{ VA} = 2,545 \text{ kVA}$$

C. Revisión de capacidades comerciales disponibles.

Se comparan tres capacidades disponibles comerciales: 2500 kVA, 3150 kVA y 3600 kVA.

Cálculo del porcentaje de carga:

$$\% \text{ carga} = S_{req} / S_{tr} \times 100$$

- Opción 1: $S_{tr} = 2500 \text{ kVA}$
 $\% \text{ carga} = (2545 / 2500) \times 100 = 101.8\%$
- Opción 2: $S_{tr} = 3150 \text{ kVA}$
 $\% \text{ carga} = (2545 / 3150) \times 100 = 80.8\%$
- Opción 3: $S_{tr} = 3600 \text{ kVA}$
 $\% \text{ carga} = (2545 / 3600) \times 100 = 70.7\%$

De los resultados anteriores se observa que un transformador de 2500 kVA quedaría cargado por encima del 100% en condiciones, las opciones de 3150 kVA es una opción viable

trabajaría alrededor del 80% habitual y eficiente y 3600 kVA es la opción que da mayor margen de sobrecargas

D. Corrientes nominales bajo voltaje (LV) y alto voltaje (HV) por transformador

Usando la fórmula para calcular la corriente:

$$I = \frac{Str}{\sqrt{3} \times V}$$

Calculando para $V_{LV} = 415$ y $V_{HV} = 13,800$

- Opción 1: Str = 2500 kVA
 $I_{LV} = 2,500,000 / 718.80 = 3.478 \text{ A}$
 $I_{HV} = 2,500,000 / 23,902.30 = 104.6 \text{ A}$
- Opción 2: Str = 3150 kVA
 $I_{LV} = 4.382 \text{ A}$
 $I_{HV} = 131.9 \text{ A}$
- Opción 3: Str = 3600 kVA
 $I_{LV} = 5.008 \text{ A}$
 $I_{HV} = 150.6 \text{ A}$

El valor de corriente LV determina la sección de barras/canales y la capacidad requerida de los ACB/interruptores LV; el valor HV determina la sección y tipo de cable MT y la capacidad del interruptor MT.

E. Cortocircuito en transformador (Isc).

Para evaluar capacidad de ruptura y dimensionar celdas media tensión y el interruptor automático de aire (MT/ACB) es útil estimar la corriente de cortocircuito interno del transformador. Esto depende de la impedancia porcentual (Z%) del transformador; valores típicos comerciales están entre 6 % y 10 % para transformadores de potencia.

$$Isc = \frac{Inom}{\%Z}$$

Cálculo (LV):

$$I_{LV} = 5008 \text{ A}, \%Z = 10\%$$

$$\text{Para } \%Z = 10\% \quad Isc = 5008 \text{ A} / 0.10 = 5008.34 \text{ A}$$

$$\text{Para } \%Z = 8\% \quad Isc = 62604.25 \text{ A}$$

$$\text{Para } \%Z = 6\% \quad Isc = 83472.33 \text{ A}$$

F. Análisis de sensibilidad y criterio de selección final

Transformador de 2500 kVA: carga $\approx 101.8 \%$ no es aceptable para régimen continuo, por lo que se descarta.

Transformador de 3150 kVA: carga $\approx 80,8 \%$ es operativo, tiene buena eficiencia térmica y económicas; también cubre la potencia actual con margen razonable.

Transformador 3600 kVA: carga $\approx 70,7 \%$ tiene un margen amplio para futuras ampliaciones, por ejemplo, si se quiere añadir un inversor adicional (5) o en una futura ampliación del banco de baterías, así mismo se mejora la vida útil por estar sometido a menor estrés térmico. Por lo que se selecciona esta opción.

Anexo 11. Infraestructura eléctrica de baja y media tensión, incluyendo subestación (MT/AT)

A. Datos:

- Potencia corriente directa (DC) modelada: 2,534 kWp
- Potencia neta de inversores: $P_{ac} = 2,520 \text{ kWac}$ ($4 \times 630 \text{ kWac}$).
- Transformador propuesto: 3.600 kVA (0.415 kV / 13.8 kV)
- Baja Tensión (LV) : 415 V (línea-a-línea). Tensión MT (POI / supuesta): 13.8 kV
- Factor de potencia operativo utilizado: $\cos \phi = 0,99$.
- Potencia cortocircuito equivalente en punto de conexión $S_{sc} = 200 \text{ MVA}$

B. Potencia aparente, corrientes y nivel de corto circuito

Estos cálculos son los mostrados en el dimensionamiento del transformador, están disponibles en el Anexo 10.

C. Dimensionamiento del cableado

a. Definición de Tramos

Para los cálculos, se empleó la resistividad del cobre, $\rho = 1.724 \times 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$. Los resultados obtenidos incluyen una estimación de la caída de tensión; sin embargo, será necesario aplicar correcciones de ampacidad considerando la temperatura, el agrupamiento y el tipo de instalación durante la fase de ingeniería de detalle. Para los cálculos, se asumieron distancias entre los diferentes tramos, las cuales se presentan en la tabla 16.

Tabla 18. Tramos y longitudes utilizados

Tramo	Type	Corriente I (A)	Voltaje Vnom (V)	Long. 1 vía (m)	Limite caída (%)
String (módulo → cajas combinadoras)	DC	11.0900	36.8300	25.0000	3.0000
Cajas combinadoras → inversor (DC, 663 V)	DC	764.4000	663.0000	40.0000	1.5000
Inversor → transformador (AC 3φ)	AC3P	885.3100	415.0000	30.0000	1.5000
Barra LV interna → transformador (bus)	AC3P	5008.3400	415.0000	5.0000	1.0000
Transformador → POI (MT 13,8 kV)	AC3P	150.6100	13800.0000	200.0000	1.5000

Fuente: autoría propia

b. Caída y secciones

Usamos la fórmula:

- Para DC (ida/vuelta): $\Delta V = I \cdot R_m \cdot 2L$ donde $R_m = \rho/A$
- Para AC trifásica: $\Delta V_{\text{línea}} = \sqrt{3} \cdot I \cdot R_m \cdot L$

Se procede a calcular el límite de caída para cada tramo de sección que se definió anteriormente, como se muestra en las tablas 17, 18, 19, 20 y 21.

Tabla 19. Caída String módulo - combiner

Sección (mm²)	Sección (m²)	Resistividad R (ohm/m)	Corriente I (A)	Voltaje Vnom (V)	Long. 1 vía (m)	dV (V)	dV (pct)	Cumple
		I (A)(ref entradas) Vnom (ref entradas) L 1 vía (ref entradas)	11.0900	36.8300	25.0000			3.0000
2.5000	0.0000025	0.0069	11.0900	36.8300	25.0000	3.8238	10.3824	No
4.0000	0.0000040	0.0043	11.0900	36.8300	25.0000	2.3899	6.4890	No
6.0000	0.0000060	0.0029	11.0900	36.8300	25.0000	1.5933	4.3260	No
10.0000	0.0000100	0.0017	11.0900	36.8300	25.0000	0.9560	2.5956	Yes
16.0000	0.0000160	0.0011	11.0900	36.8300	25.0000	0.5975	1.6222	Yes
25.0000	0.0000250	0.0007	11.0900	36.8300	25.0000	0.3824	1.0382	Yes
35.0000	0.0000350	0.0005	11.0900	36.8300	25.0000	0.2731	0.7416	Yes
50.0000	0.0000500	0.0003	11.0900	36.8300	25.0000	0.1912	0.5191	Yes
70.0000	0.0000700	0.0002	11.0900	36.8300	25.0000	0.1366	0.3708	Yes
95.0000	0.0000950	0.0002	11.0900	36.8300	25.0000	0.1006	0.2732	Yes
120.0000	0.0001200	0.0001	11.0900	36.8300	25.0000	0.0797	0.2163	Yes
150.0000	0.0001500	0.0001	11.0900	36.8300	25.0000	0.0637	0.1730	Yes
185.0000	0.0001850	0.0001	11.0900	36.8300	25.0000	0.0517	0.1403	Yes
240.0000	0.0002400	0.0001	11.0900	36.8300	25.0000	0.0398	0.1081	Yes

Fuente: autoría propia

Tabla 20. Caída String Combiner - inversor DC

Sección (mm²)	Sección (m²)	Resistividad R (ohm/m)	Corriente I (A)	Voltaje Vnom (V)	Long. 1 vía (m)	dV (V)	dV (pct)	Cumple
		I (A)(ref entradas) Vnom (ref entradas) L 1 vía (ref entradas)	764.4000	663.0000	40.0000			1.5000
2.5000	0.0000	0.0069	764.4000	663.0000	40.0000	421.7042	63.6055	No
4.0000	0.0000	0.0043	764.4000	663.0000	40.0000	263.5651	39.7534	No
6.0000	0.0000	0.0029	764.4000	663.0000	40.0000	175.7101	26.5023	No
10.0000	0.0000	0.0017	764.4000	663.0000	40.0000	105.4260	15.9014	No
16.0000	0.0000	0.0011	764.4000	663.0000	40.0000	65.8913	9.9384	No
25.0000	0.0000	0.0007	764.4000	663.0000	40.0000	42.1704	6.3605	No
35.0000	0.0000	0.0005	764.4000	663.0000	40.0000	30.1217	4.5432	No
50.0000	0.0001	0.0003	764.4000	663.0000	40.0000	21.0852	3.1803	No
70.0000	0.0001	0.0002	764.4000	663.0000	40.0000	15.0609	2.2716	No
95.0000	0.0001	0.0002	764.4000	663.0000	40.0000	11.0975	1.6738	No
120.0000	0.0001	0.0001	764.4000	663.0000	40.0000	8.7855	1.3251	Yes
150.0000	0.0002	0.0001	764.4000	663.0000	40.0000	7.0284	1.0601	Yes
185.0000	0.0002	0.0001	764.4000	663.0000	40.0000	5.6987	0.8595	Yes
240.0000	0.0002	0.0001	764.4000	663.0000	40.0000	4.3928	0.6626	Yes

Fuente: autoría propia

Tabla 21. Caída string Inversor - Transformador (AC 3φ)

Sección (mm²)	Sección (m²)	Resistividad R (ohm/m)	Corriente I (A)	Voltaje Vnom (V)	Long. 1 vía (m)	dV (V)	dV (pct)	Cumple
		I (A)(ref entradas)	885.3100	415.0000	30.0000			1.5000
		Vnom (ref entradas)						
		L 1 vía (ref entradas)						
2.5000	0.0000	0.0069	885.3100	415.0000	30.0000	317.2302	76.4410	No
4.0000	0.0000	0.0043	885.3100	415.0000	30.0000	198.2689	47.7756	No
6.0000	0.0000	0.0029	885.3100	415.0000	30.0000	132.1792	31.8504	No
10.0000	0.0000	0.0017	885.3100	415.0000	30.0000	79.3075	19.1103	No
16.0000	0.0000	0.0011	885.3100	415.0000	30.0000	49.5672	11.9439	No
25.0000	0.0000	0.0007	885.3100	415.0000	30.0000	31.7230	7.6441	No
35.0000	0.0000	0.0005	885.3100	415.0000	30.0000	22.6593	5.4601	No
50.0000	0.0001	0.0003	885.3100	415.0000	30.0000	15.8615	3.8221	No
70.0000	0.0001	0.0002	885.3100	415.0000	30.0000	11.3296	2.7300	No
95.0000	0.0001	0.0002	885.3100	415.0000	30.0000	8.3482	2.0116	No
120.0000	0.0001	0.0001	885.3100	415.0000	30.0000	6.6090	1.5925	No
150.0000	0.0002	0.0001	885.3100	415.0000	30.0000	5.2872	1.2740	Yes
185.0000	0.0002	0.0001	885.3100	415.0000	30.0000	4.2869	1.0330	Yes
240.0000	0.0002	0.0001	885.3100	415.0000	30.0000	3.3045	0.7963	Yes

Fuente: autoría propia

Tabla 22. Caída String Barra LV -interna (bus)

Sección (mm²)	Sección (m²)	Resistividad R (ohm/m)	Corriente I (A)	Voltaje Vnom (V)	Long. 1 vía (m)	dV (V)	dV (pct)	Cumple
		I (A)(ref entradas)	5008.3400	415.0000	5.0000			1.0000
		Vnom (ref entradas)						
		L 1 vía (ref entradas)						
2.5000	0.0000	0.0069	5008.3400	415.0000	5.0000	299.1036	72.0732	No
4.0000	0.0000	0.0043	5008.3400	415.0000	5.0000	186.9398	45.0457	No
6.0000	0.0000	0.0029	5008.3400	415.0000	5.0000	124.6265	30.0305	No
10.0000	0.0000	0.0017	5008.3400	415.0000	5.0000	74.7759	18.0183	No
16.0000	0.0000	0.0011	5008.3400	415.0000	5.0000	46.7349	11.2614	No
25.0000	0.0000	0.0007	5008.3400	415.0000	5.0000	29.9104	7.2073	No
35.0000	0.0000	0.0005	5008.3400	415.0000	5.0000	21.3645	5.1481	No
50.0000	0.0001	0.0003	5008.3400	415.0000	5.0000	14.9552	3.6037	No
70.0000	0.0001	0.0002	5008.3400	415.0000	5.0000	10.6823	2.5740	No
95.0000	0.0001	0.0002	5008.3400	415.0000	5.0000	7.8711	1.8967	No
120.0000	0.0001	0.0001	5008.3400	415.0000	5.0000	6.2313	1.5015	No
150.0000	0.0002	0.0001	5008.3400	415.0000	5.0000	4.9851	1.2012	No
185.0000	0.0002	0.0001	5008.3400	415.0000	5.0000	4.0419	0.9740	Yes
240.0000	0.0002	0.0001	5008.3400	415.0000	5.0000	3.1157	0.7508	Yes

Fuente: autoría propia

Tabla 23. Caída String Transformador - POI (MT 13.8kV)

Sección (mm²)	Sección (m²)	Resistividad R (ohm/m)	Corriente I (A)	Voltaje Vnom (V)	Long. 1 vía (m)	dV (V)	dV (pct)	Cumple
		I (A)(ref entradas)	150.6100	13800.0000	200.0000			1.5000
		Vnom (ref entradas)						
		L 1 vía (ref entradas)						
2.5000	0.0000	0.0069	150.6100	13800.0000	200.0000	359.7839	2.6071	No
4.0000	0.0000	0.0043	150.6100	13800.0000	200.0000	224.8649	1.6295	No
6.0000	0.0000	0.0029	150.6100	13800.0000	200.0000	149.9099	1.0863	Yes
10.0000	0.0000	0.0017	150.6100	13800.0000	200.0000	89.9460	0.6518	Yes
16.0000	0.0000	0.0011	150.6100	13800.0000	200.0000	56.2162	0.4074	Yes
25.0000	0.0000	0.0007	150.6100	13800.0000	200.0000	35.9784	0.2607	Yes
35.0000	0.0000	0.0005	150.6100	13800.0000	200.0000	25.6988	0.1862	Yes
50.0000	0.0001	0.0003	150.6100	13800.0000	200.0000	17.9892	0.1304	Yes
70.0000	0.0001	0.0002	150.6100	13800.0000	200.0000	12.8494	0.0931	Yes
95.0000	0.0001	0.0002	150.6100	13800.0000	200.0000	9.4680	0.0686	Yes
120.0000	0.0001	0.0001	150.6100	13800.0000	200.0000	7.4955	0.0543	Yes
150.0000	0.0002	0.0001	150.6100	13800.0000	200.0000	5.9964	0.0435	Yes
185.0000	0.0002	0.0001	150.6100	13800.0000	200.0000	4.8619	0.0352	Yes
240.0000	0.0002	0.0001	150.6100	13800.0000	200.0000	3.7477	0.0272	Yes

Fuente: autoría propia

A partir de los cálculos anteriores se selecciona una opción de cable disponible comercialmente asegurando el cumplimiento del límite de caída para cada tramo, se refleja la tabla 24.

Tabla 24. Opciones comerciales de cable por tramos

Tramo	Corriente I (A)	Long. 1 vía (m)	Voltaje Vnom (V)	Límite caída (%)	Opción comercial recomendada (mm ²)	Caída estimada (%)
String (módulo → cajas combinadoras)	11.09	25	36.83	3	6 mm ² (si L ≤ 25 m; si ≤ 15 m → 4 mm ²)	2.6 % (6 mm ² en 25 m)
Cajas combinadoras → inversor (DC, 663 V)	764.4	40	663	1.5	120 mm ² (cobre)	1.33%
Inversor → transformador (AC 3φ)	885.3	30	415	1.5	150 mm ² (por fase o barras)	1.27%
Barra LV interna → transformador (bus)	5.008	5	415	1	Busbar de cobre rígido	1%
Transformador → POI (MT 13,8 kV)	150.61	200	13.8	1.5	3 × 120 mm ² XLPE (recomendado para 200 m)	0.05%

Fuente: autoría propia

De la tabla 24 se observa que, para corrientes elevadas (885.3 A, 5008 A), se recomienda el uso de barras de cobre rígido, conocidas industrialmente como busbar en baja tensión (LV) en la subestación. En caso de optar por cables, será necesario emplear conductores en paralelo, por ejemplo, cuatro conductores por fase de 240 mm² (4x 240 mm²), siempre que se disponga de una configuración física compatible. En el tramo del combiner hacia el inversor (DC, 663 V), se sugiere una reducción a 120 mm²; sin embargo, si se requiere mayor eficiencia, se puede optar por barras de 150 mm². Para los tramos de media tensión, las caídas son bastante pequeñas, por lo que se elige esta opción conservadora.

4. Subestación

En la configuración que se ha planteado para el proyecto, el campo solar consta de 320 strings, cada uno compuesto por 18 módulos fotovoltaicos, alcanzando una potencia total instalada de 2534 kWp. Los strings se agrupan en cajas combinadoras que están distribuidas por el área del campo solar. Cada una de estas cajas se encarga de recolectar la energía en corriente continua de entre 12 y 16 strings, e incluye fusibles de protección por polo y descargadores de sobretensión tipo II, de acuerdo con las normas IEC 62548 e IEC 61643-32.

La energía fluye desde las cajas combinadoras hacia los inversores centrales. Se han configurado cuatro inversores, cada uno con una capacidad de 630 kWac, lo que da un total de 2520 kWac. Estos inversores estarán situados en una caseta eléctrica prefabricada, cerca del centro del campo. Cada uno de ellos convierte la energía de DC

a AC trifásica a 400 V, y también incluye protección contra sobretensiones y control de potencia activa y reactiva.

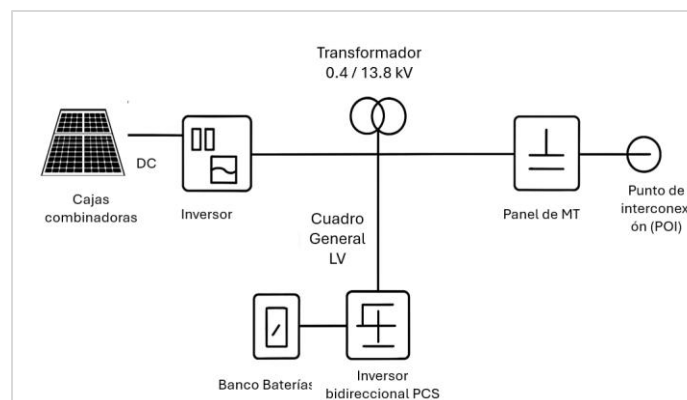
Las salidas de los inversores se agrupan en un panel general de baja tensión (Panel LV Principal), que actúa como una barra común de 400 V. En este panel, se colocan los interruptores automáticos de protección (ACB o MCCB), medidores de potencia y un seccionador general. Desde este punto, la energía se transporta al transformador elevador mediante cables de baja tensión (tipo N2XS90 o equivalente), que están dimensionados para mantener la caída de tensión por debajo del 1.5 %.

El transformador de acoplamiento que estamos proponiendo tiene una capacidad de 3600 kVA, con una relación de 0.4/13.8 kV y conexión Dyn11. Su sistema de refrigeración es ONAN y está instalado en una subestación compacta. Este transformador se encarga de elevar la tensión interna a la media tensión que la red requiere (13.8 kV). En el lado de media tensión, se instalan celdas modulares que incluyen interruptores en vacío, junto con seccionadores, fusibles y protección contra sobrecorriente (50/51) y tierra (50N/51N).

La barra de media tensión conecta la salida del transformador con el punto de interconexión (POI) a través de una línea subterránea con cable XLPE de 13.8 kV. En esta barra se conecta también el sistema de almacenamiento (baterías), utilizando un inversor bidireccional (PCS) de 1000 kW, que permite la carga y descarga de las baterías (4,458.8 kWh útiles) según la estrategia de gestión energética.

El sistema contará de una red de puesta a tierra equipotencial, que enlaza estructuras metálicas, bastidores, envolventes y neutro del transformador. A modo ilustrativo se incluye el esquemático en la ilustración 15.

Ilustración 15. Esquema conceptual eléctrico



Fuente: autoría propia