



UNIVERSIDAD  
**Finis Terrae**

UNIVERSIDAD FINIS TERRAE  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
INGENIERÍA CIVIL INDUSTRIAL

**IMPACTO DEL COSTO NIVELADO DE ENERGÍA (LCOE) EN LA  
COMPARACIÓN DE INVERSORES DE CADENA Y CENTRAL EN  
UNA PLANTA FOTOVOLTAICA**

CÉSAR SEBASTIÁN RAMIREZ CERNA

Trabajo de título presentado a la Facultad de Ingeniería de la Universidad Finis Terrae,  
para optar al Título de Ingeniero Civil Industrial

Profesor Guía: Fernando Yanine

Santiago, Chile

2025

## CONTENIDO

1	CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN.....	6
1.1	SITUACIÓN ACTUAL .....	6
1.2	OBJETIVOS .....	9
1.2.1	<i>Objetivo general</i> .....	9
1.2.2	<i>Objetivos específicos</i> .....	9
1.3	ALCANCES Y LIMITACIONES .....	10
1.3.1	<i>Alcances</i> .....	10
1.3.2	<i>Limitaciones</i> .....	11
2	CAPÍTULO 2 ESTADO DEL ARTE.....	12
3	CAPÍTULO 3 MARCO TEÓRICO .....	15
3.1	GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA.....	15
3.1.1	ENERGÍA SOLAR.....	15
1.	RADIACIÓN SOLAR .....	15
3.1.2	EFFECTO FOTOVOLTAICO .....	16
1.	CELDA FOTOVOLTAICA .....	16
3.2	TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS .....	17
3.2.1	PANELES FOTOVOLTAICOS .....	17
3.2.2	TECNOLOGÍAS DE LAS CELDAS SOLARES .....	17
1.	SILICIO MONOCRISTALINO.....	17
2.	SILICIO POLICRISTALINO .....	18
3.	SILICIO AMORFO.....	18
3.2.3	SISTEMAS DE SEGUIMIENTO SOLAR .....	18
1.	MECANISMO.....	18
3.3	INVERSORES .....	19
3.3.1	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES .....	19
3.3.2	RASTREADOR DE PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA (MAXIMUM POWER POINT TRACKING (MPPT)).....	20
3.3.3	CONFIGURACIÓN DE LOS INVERSORES FOTOVOLTAICOS .....	20
1.	INVERSOR CENTRAL .....	21
2.	INVERSOR DE CADENA.....	21
3.	MICROINVERSORES .....	22
4.	INVERSOR DE MULTICADENA .....	22
3.4	FACTORES QUE AFECTAN EL RENDIMIENTO DE UNA PLANTA FOTO- VOLTAICA (PV).....	22
3.5	INDICADORES CLAVE DE DESEMPEÑO .....	23
3.5.1	PERFORMANCE RATIO (PR) .....	23
3.5.2	EFICIENCIA AC/DC.....	24
3.5.3	LEVELIZED COST OF ELECTRICITY (LCOE) .....	24
4	CAPÍTULO 4 METODOLOGÍA .....	26
4.4	VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS .....	29
5	CAPÍTULO 5 DESARROLLO .....	31
5.3.1	<i>Simulación del rendimiento energético teórico</i> .....	37
5.3.1.3	<i>Diagrama de pérdidas y su análisis</i> .....	40
5.3.1.5	<i>Diagrama de pérdidas y su análisis</i> .....	42
5.3.1.7	<i>Conclusión General: Comparativa de Inversores Central SMA y de Cadena Huawei</i> 44	
5.3.2	<i>Recolección y Análisis de Datos Reales de Operación</i> .....	45
5.3.2.1	<i>Metodología</i> .....	46
5.3.2.2	<i>Resultados de Generación de Energía</i> .....	46
5.3.2.3	<i>Resultados de Eficiencia</i> .....	50
	<i>Figura 5.8: Comparación de la eficiencia de conversión AC/DC Mensual</i> .....	50
5.3.2.4	<i>Resultados del Performance Ratio</i> .....	51
5.3.3	<i>Comparación entre Producción Teórica y Real</i> .....	53
5.3.4	<i>Performance Ratio (PR)</i> .....	55
5.3.5	<i>Evaluar la viabilidad económica mediante el cálculo del LCOE</i> .....	59
5.3.5.1	<i>Conexión con los Objetivos 1, 2 y 3</i> .....	59

5.3.5.2	<i>Resultados del LCOE</i> .....	60
6	CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES.....	62
6.	GLOSARIO.....	65
7	REFERENCIAS.....	67
<b>ANEXOS .....</b>		<b>75</b>
A.1	PROCEDIMIENTO .....	75
A.1.1	<i>Crear un nuevo diseño y simulación</i> .....	75
A.1.2	<i>Parámetros Generales del Proyecto Inversor Central</i> .....	76
A.1.3	<i>Orientación</i> .....	76
A.1.4	<i>Sistema</i> .....	76
A.1.5	<i>Perdidas detalladas</i> .....	77
A.1.6	<i>Horizonte</i> .....	78
A.1.7	<i>Gestión de la energía</i> .....	80
A.2	TABLAS.....	81
A.2.1	<i>Energía real total generada</i> .....	81
A.2.2	<i>Indisponibilidades</i> .....	81
A.2.3	<i>Factores climáticos</i> .....	82
A.2.4	<i>Performance Ratio total</i> .....	83

## RESUMEN

La creciente necesidad de diversificar la matriz energética y disminuir la dependencia de combustibles fósiles ha impulsado el desarrollo de proyectos de generación renovable en Chile, destacando especialmente la energía solar fotovoltaica por su potencial técnico y económico. En este contexto, el presente estudio busca analizar el desempeño técnico-económico de dos configuraciones de inversores: central e inversores de cadena (también conocidos como inversores string), en una planta fotovoltaica de 9 MW ubicada en la Región del Maule. La problemática central radica en que, si bien ambas tecnologías son ampliamente utilizadas en sistemas de gran escala, existe escasa evidencia comparativa local sobre su comportamiento en condiciones reales de operación. Dado que la elección del tipo de inversor incide directamente en la eficiencia energética, los costos operacionales y la viabilidad económica del proyecto, se vuelve necesario evaluar cuál configuración resulta más conveniente para optimizar la rentabilidad. Para abordar este objetivo, se implementa una metodología mixta que integra simulaciones energéticas con el software PVsyst y el análisis de datos reales obtenidos desde el sistema SCADA de la planta. Se compara la producción estimada y real de cada tipo de inversor, y posteriormente se calcula el Costo Nivelado de Energía (LCOE), incorporando costos de inversión (CAPEX), operación y mantenimiento (OPEX). Los resultados evidencian que los inversores de cadena presentan una mejor eficiencia energética y menor pérdida frente a condiciones variables, mientras que los inversores centrales ofrecen una menor inversión inicial. En términos económicos, el LCOE de los inversores de cadena resultan levemente inferior al de los centrales bajo condiciones simuladas, aunque las diferencias se reducen bajo condiciones reales. Se concluye que la tecnología de cadena representa una alternativa más competitiva en escenarios donde se priorizan eficiencia y resiliencia operativa, aportando evidencia relevante para la toma de decisiones en proyectos solares en Chile.

**Palabras clave:** energía fotovoltaica, inversores string, inversores centrales, LCOE, viabilidad técnico-económica.

## ABSTRACT

The growing need to diversify the energy matrix and reduce dependence on fossil fuels has driven the development of renewable energy projects in Chile, particularly photovoltaic solar power due to its technical and economic potential. This study analyzes the techno-economic performance of two inverter configurations—central inverters and string inverters—in a 9 MW photovoltaic power plant located in the Maule Region. Although both technologies are widely used in utility-scale systems, limited local comparative evidence exists regarding their performance under real operating conditions. A mixed methodology was applied, combining energy simulations using PVsyst software with the analysis of operational data obtained from the plant's supervisory control and data acquisition (SCADA) system. The estimated and actual energy production of each inverter type were compared, and the Levelized Cost of Energy (LCOE) was calculated, incorporating capital expenditures (CAPEX) and operation and maintenance costs (OPEX). Results indicated that string inverters achieved higher energy efficiency and lower losses under variable operating conditions, while central inverters required lower initial investment. Economically, string inverters presented a slightly lower LCOE under simulated conditions, although differences decreased when real operational data were considered. The findings suggest that string inverter technology represents a more competitive alternative in scenarios where efficiency and operational resilience are prioritized, providing relevant evidence for decision-making in photovoltaic projects in Chile.

**Keywords:** photovoltaic energy, string inverters, central inverters, LCOE, techno-economic analysis.

# **1 Capítulo 1 Introducción**

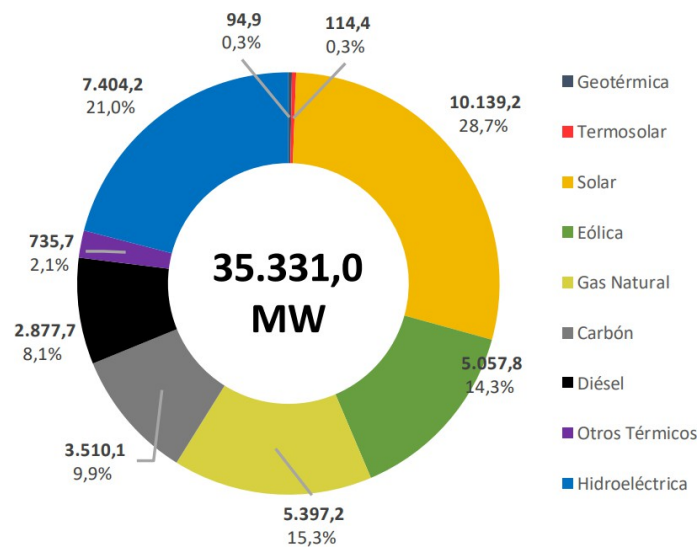
## **1.1 Situación actual**

Cada día en muchos países del mundo se sigue buscando nuevas alternativas para adoptar nuevas formas de generar energía de manera sostenible, esto ante un pronóstico inminente vinculado a la escasez de los combustibles fósiles y el aumento del consumo de energía y la diversificación estratégica de la cartera energética (Tahir et al., 2019) . En este contexto, la energía fotovoltaica (PV) ha jugado un rol importante en el suministro de energía, ya que ofrece múltiples beneficios en comparación con las fuentes de energía tradicionales, principalmente porque es una opción limpia, renovable y con bajos riesgos para el medio ambiente (Mahmood et al., 2020). Además, las plantas fotovoltaicas, a diferencia de las plantas basadas en combustibles fósiles o hidroeléctricas, pueden construirse relativamente rápido, en un plazo de seis a doce meses, frente a los cuatro o cinco años que suelen requerir las plantas convencionales (Zidane et al., 2023).

Los sistemas fotovoltaicos (PV) se dividen en dos grupos principales: los sistemas autónomos (off-grid), que funcionan de manera independiente, y los sistemas conectados a la red eléctrica (on-grid) (ElNozahy & Salama, 2013). Los sistemas autónomos funcionan sin conexión a la red eléctrica, mientras que los sistemas conectados a la red combinan el sistema fotovoltaico con la red eléctrica (Nema et al., 2009).

En los últimos años, Chile ha experimentado un crecimiento significativo en la capacidad de generación de energía solar. Este aumento se debe al apoyo de las políticas gubernamentales, al desarrollo de la economía nacional, a la interconexión de las redes eléctricas y al aumento previsto del uso del vehículo eléctrico, que proporciona un auge a las energías renovables. Otra ventaja de la que goza Chile es la extraordinaria radiación solar del desierto de Atacama, una de las más altas del mundo. Al mismo tiempo, la caída de los costes de la tecnología solar ha hecho que esta fuente de energía sea cada vez más competitiva en comparación con los métodos de generación tradicionales (Solari San Martín, 2019).

Según detalla el informe de IRENA, la potencia instalada a nivel mundial en equipos y centrales de energía fotovoltaica, creció un 22% en 2022 respecto al año anterior (IRENA, 2023). Como se observa en la Figura 1.1, basada en datos de agosto del 2024 del (CEN, 2024), la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en Chile es de 10,13 GW, unos 28,7% de la capacidad instalada para generar energía eléctrica; para este total se consideraron proyectos en pruebas y entregados a la operación.



**Figura 1.1:** Distribución de la capacidad instalada de generación eléctrica en Chile.

Fuente:(CEN,2024)

Dentro de este mismo ámbito ha crecido considerablemente el interés en un componente clave en las plantas fotovoltaicas: el inversor. Este equipo se ha consolidado como uno de los más revolucionarios e importantes en las plantas solares, gracias a su capacidad para convertir la energía de corriente continua generada por los módulos solares en corriente alterna, con una frecuencia de 50 Hz o 60 Hz (Zidane et al., 2019a). Hay cuatro tipos principales de inversores: centralizados, de cadena, microinversores y multicadena. Cada uno tiene sus pros y contras según el tamaño del proyecto, el diseño del sistema y el clima del lugar. Sin embargo, este análisis se enfoca solo en los inversores centralizados y de cadena porque son los más comunes en plantas grandes conectadas a la red eléctrica. Se dejan fuera los otros dos porque suelen usarse más en instalaciones pequeñas o residenciales, lo cual no corresponde al alcance de

este estudio.

En el diseño de sistemas fotovoltaicos, la elección de los inversores juega un papel fundamental, ya que impacta tanto directa como indirectamente en el rendimiento y en los costos generales del sistema (Faranda et al., 2015). Esto ha provocado un debate considerable sobre las ventajas comparativas entre dos tipos de inversores centrales y de cadena (Zhao et al., 2010).

El rendimiento de un sistema fotovoltaico depende en gran medida de factores meteorológicos, como la temperatura y la irradiación solar, además de una serie de parámetros de rendimiento que permiten caracterizar el sistema, incluyendo el rendimiento final, el rendimiento de referencia, la temperatura ambiente, las pérdidas del sistema y la relación de rendimiento (Tamoor et al., 2023).

Una planta fotovoltaica debe estar correctamente dimensionada para suministrar electricidad de manera constante a lo largo del año; un dimensionamiento inadecuado puede causar sobre dimensionamiento o sub- dimensionamiento, afectando tanto los costos como la eficiencia del sistema (Hameed et al., 2023).

Diversos estudios han comparado las especificaciones y el rendimiento de inversores centrales y de cadena.

Los inversores centrales utilizan una unidad de gran potencia para gestionar bloques completos de módulos fotovoltaicos, lo que reduce el número de equipos y disminuye el CAPEX. Sin embargo, una falla en el inversor puede afectar una gran parte del sistema, generando importantes pérdidas si no se soluciona rápidamente (Schimpf & Norum, 2008)(Blaabjerg, Yang, Ma, & Wang, 2015). Por su parte, los inversores de cadena distribuyen la conversión en múltiples unidades más pequeñas, lo que otorga mayor flexibilidad, eficiencia ante condiciones variables (como sombreado o suciedad) y facilita el mantenimiento, aunque con un mayor costo inicial y mayor infraestructura requerida (Shawky et al., 2020).

Estudios internacionales señalan que los inversores de cadena ofrecen un mejor rendimiento energético y mayores ingresos; persiste el debate sobre si esta ventaja justifica su costo inicial. Las diferencias en el tamaño de las plantas, las condiciones de operación y la falta de datos públicos complican la comparación entre estudios (Leva et al., 2023) (Desai et al., 2020a). Sin embargo, la mayoría de estos estudios no abordan las particularidades de las plantas en Chile, donde

la alta irradiación y la variabilidad térmica pueden afectar el desempeño de ambas configuraciones. Dicho lo anterior, el principal problema de esta investigación radica en la falta de estudios locales que analicen el rendimiento técnico y económico de los inversores de cadena y centrales bajo condiciones reales de operación en la región centro-sur de Chile. Esta falta de información dificulta tomar opciones documentadas sobre la configuración óptima para proyectos fotovoltaicos en esta región, especialmente considerando que el Costo Nivelado de Energía (LCOE, por sus siglas en inglés: Levelized Cost of Energy) es una métrica esencial para determinar la competitividad económica de los proyectos.

Por esta razón, se desarrolla una investigación en conjunto con la empresa Colbún S.A., dedicada a la generación y comercialización de energía eléctrica (Colbún S.A., 2023), que aporta datos reales y detalles de una instalación fotovoltaica conectada al sistema eléctrico nacional. Este parque solar de 9 MW, ubicado en la región del Maule, Chile, combina las tecnologías de inversor central y de cadena.

Este estudio contribuye al entendimiento de la industria solar chilena mediante la evaluación técnica y económica de los inversores de cadena y centrales bajo las condiciones reales de operación en la región centro-sur de Chile. Este análisis permite determinar la configuración óptima desde la perspectiva del rendimiento energético y el LCOE, lo que favorece la optimización del diseño de futuras plantas solares en el país.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo general**

Evaluar el impacto técnico -económico de la operación de los inversores de cadena y los inversores centrales en una planta fotovoltaica de la región centro-sur de Chile, mediante simulaciones y análisis de datos reales, con el fin de determinar la configuración óptima en términos de rendimiento energético y el Costo Nivelado de Energía (LCOE).

### **1.2.2 Objetivos específicos**

1. Simular el rendimiento técnico de los inversores de cadena y centrales mediante el software PVsyst, considerando las condiciones climáticas de la región centro-sur de Chile.
2. Recolectar y analizar datos reales de operación de la planta fotovoltaica, obtenidos a través del sistema SCADA, con el fin de evaluar el rendimiento real de los inversores de cadena y centrales.
3. Comparar los resultados obtenidos entre los datos reales y los resultados simulados, con el objetivo de identificar discrepancias y analizar los factores que afectan el rendimiento de los inversores.
4. Evaluar la viabilidad económica de ambas configuraciones a través del cálculo del costo nivelado de energía (LCOE) para inversores de cadena y central, considerando CAPEX, OPEX y producción energética durante la vida útil de la planta, para determinar la mejor configuración en plantas fotovoltaicas de la región centro-sur de Chile, según el rendimiento técnico y LCOE.

### **1.3 Alcances y limitaciones**

#### **1.3.1 Alcances**

El presente estudio se centra en el análisis técnico-económico de dos configuraciones de inversores utilizados en plantas fotovoltaicas de gran escala: los inversores centrales y los inversores de cadena. La investigación se desarrolla en el contexto de una planta fotovoltaica de 9 MW ubicada en la Región del Maule, Chile, y considera el proceso de conversión de corriente continua (DC) a corriente alterna (AC), así como la posterior interconexión a la red de distribución mediante transformadores y sistemas de electrónica de potencia.

Se evalúan las características técnicas, operativas y económicas asociadas a cada tipo de inversor, considerando las condiciones climáticas locales y los requerimientos de operación de una planta conectada a la red. Para ello, se utilizan tanto simulaciones mediante el software PVsyst como datos reales obtenidos a través del sistema SCADA de la planta.

El alcance de este estudio se orienta a identificar la opción tecnológica que permita obtener el costo nivelado de electricidad (LCOE), que representa el costo

promedio por cada megavatio-hora (MWh) generado durante toda la vida útil del proyecto. Esta métrica integra los costos de inversión inicial (CAPEX), operación y mantenimiento (OPEX), y la producción energética estimada. Su uso es fundamental para comparar objetivamente la rentabilidad de distintas configuraciones tecnológicas bajo un mismo criterio económico (Ragnarsson et al., 2015).

### **1.3.2 Limitaciones**

Este estudio se limita a la evaluación de una planta fotovoltaica de 9 MW ubicada en la Región del Maule, utilizando los datos obtenidos del sistema SCADA durante un período de un año (entre agosto de 2023 a julio de 2024). No se consideran datos de otros parques fotovoltaicos, lo que restringe la capacidad de hacer comparaciones directas con otras instalaciones. Además, la precisión de los resultados depende de la calidad y continuidad de los datos meteorológicos recolectados. Cualquier interrupción en la recolección de datos o fallos en la medición pueden afectar la exactitud del análisis y las simulaciones realizadas.

Asimismo, el análisis económico, enfocado en el cálculo del costo nivelado de electricidad (LCOE), se basa en estimaciones de costos actuales, que pueden variar en el futuro debido a cambios en los precios del mercado y avances tecnológicos no contemplados. También, aunque se emplea el software PVsyst, que es una herramienta robusta y confiable, las simulaciones pueden no captar todas las particularidades del sistema real, especialmente bajo condiciones climáticas extremas o de larga duración que no están incluidas en el alcance de este estudio.

## 2 Capítulo 2 Estado del arte

Existen numerosos estudios que comparan las características y el rendimiento de los inversores de cadena y los inversores centrales.

El estudio de (Leva et al., 2023) analiza ambos tipos de inversores en plantas fotovoltaicas a gran escala mediante simulaciones en PVsyst, considerando indicadores como producción específica, eficiencia, CAPEX, OPEX y LCOE. Los resultados muestran que los inversores string presentan una mayor eficiencia (80,9% vs. 79,3%) y una producción específica superior (1435 kWh/kWp/año frente a 1406 kWh/kWp/año). Sin embargo, los inversores centrales mantienen una ventaja en costos de inversión, con un CAPEX estimado de 0,54 MUSD/MWp frente a 0,60 MUSD/MWp en el sistema string. La elección entre ambas tecnologías depende del contexto del proyecto, aunque los sistemas con inversores string tienden a ser más competitivos a largo plazo, especialmente cuando se consideran mejoras en O&M y reducciones tecnológicas en los costos.

En la investigación de (Desai et al., 2020b), se comparan dos plantas fotovoltaicas de 2 MW en India, una con inversores centrales y otra con inversores de string, evaluando su rendimiento en condiciones reales al aire libre. Los resultados indican que los inversores de cadena producen entre un 2% y un 3% más de energía en promedio, y hasta un 4%-8% más en condiciones de sombreado parcial, nublado y durante el monzón, lo que equivale a un aumento de 100 MWh anuales en la energía producida.

El artículo (Phap & Le, 2019) analiza las diferencias entre inversores centrales y de cadena en una planta fotovoltaica situada en Vietnam. Los hallazgos indican que los inversores de cadena proporcionan ventajas como una mayor flexibilidad y eficiencia operativa, gracias a su habilidad para atenuar los efectos de fallas parciales. No obstante, los inversores centrales se distinguen por sus costos iniciales más bajos y facilidad de instalación. El estudio concluye que la decisión entre estas tecnologías depende de las condiciones específicas del proyecto, así como de los objetivos financieros y operativos.

El estudio de (Atasoy & Tezcan, 2021) modela una planta de energía solar de 10

MW en Ankara (Turquía) y analiza los inversores centrales y de cadena en aspectos como costes de inversión y mantenimiento, eficiencia y pérdidas energéticas. Los resultados indican que los inversores de cadena tienen menores costes totales, menores pérdidas y producen más energía anualmente. Aunque los inversores centrales se utilizaron ampliamente en plantas de gran escala, los avances tecnológicos en los inversores de cadena están reduciendo su ventaja competitiva.

En (Yilmaz & Dincer, 2017), se evaluó el rendimiento de los inversores según su capacidad, demostrando que los inversores centrales de alta capacidad ofrecen un mejor desempeño en plantas fotovoltaicas a gran escala frente a los inversores de cadena.

Por su parte, (Díez-Mediavilla et al., 2014) investiga el rendimiento del inversor central y de cadena para dos sistemas diferentes instalados en España. Las plantas fotovoltaicas están expuestas a las mismas condiciones meteorológicas y tienen potencias diferentes de 113,4 kW y 56 kW. Tras dos años de operación, los resultados muestran que la configuración de inversores de cadena supera significativamente a la de inversores centrales, con una producción extra de 0.069 kWh/día por kWp instalado, lo que representaría más de 35,000 euros de ingresos adicionales en una planta de 100 kWp durante 25 años.

El estudio de (Arráez-Cancelliere et al., 2017) realiza una comparación tecnoeconómica entre microinversores e inversores de cadena en sistemas fotovoltaicos residenciales conectados a la red, considerando escenarios con y sin sombreado. Los resultados muestran que los microinversores proporcionan un rendimiento energético superior y un costo nivelado de electricidad (LCOE) más bajo en ambos casos.

El artículo (Zidane et al., 2019b) calcula el (LCOE) mínimo mediante un procedimiento de optimización para comparar las topologías central y de cadena. Los resultados muestran que las plantas con diseño central logran el menor LCOE tanto en escenarios con límite de potencia nominal (100 kWp) como sin restricciones de potencia. Además, un análisis de sensibilidad revela que un aumento en la eficiencia del inversor contribuye a disminuir el LCOE de la planta fotovoltaica.

El estudio de (Mahmood et al., 2023) analiza el rendimiento de un sistema fotovoltaico de 20 kW en la Universidad Técnica de Medio Oriente en Bagdad. Usando PVsyst, se evaluó la energía inyectada, el rendimiento y pérdidas. Los resultados mostraron una inyección de 517 MWh a la red y un índice de rendimiento del 76.5%. Esto sugiere que la adopción de energía fotovoltaica podría aumentar en Bagdad y que otras universidades podrían instalar sistemas similares para reducir costos.

El estudio de (Rawat et al., 2023) examina una planta solar de 400 kWp en el Instituto Swami Keshvanand, Jaipur, utiliza simulaciones con PVsyst. Se analizan la energía mensual en la red, la relación de rendimiento, producciones normalizadas, energía diaria y reducción de CO<sub>2</sub>, además de la configuración de los módulos e inversores. Un diagrama destaca las pérdidas principales. La simulación indica una inyección de 811 MWh/año a la red, con una relación de rendimiento del 82.09% y una producción específica de 1690 kWh/kWp/año.

### **3 Capítulo 3 Marco Teórico**

En este capítulo se presenta una revisión bibliográfica de conceptos y fundamentos relevantes para entender el contexto del proyecto. Primero, se describe el funcionamiento y la importancia de los componentes clave involucrados en el estudio, seguido de una revisión de las técnicas y procesos relacionados, los cuales sustentan la metodología planteada para abordar el objetivo del proyecto.

#### **3.1 Generación solar fotovoltaica**

##### **3.1.1 Energía Solar**

La energía solar, origen tanto de combustibles renovables como fósiles, proviene de reacciones de fusión que ocurren en el sol, un cuerpo negro con una temperatura superficial de 5772 K (Gray, 2013). Este reactor de fusión natural, sostenido por la gravedad de sus gases, libera una energía inmensa, estimada en  $3.86 \times 10^{12}$  MW. Tras recorrer  $1.495 \times 10^{11}$  metros, esta energía llega a la Tierra con una intensidad constante de  $1.37 \text{ kW/m}^2$  (Hersch & Zweibel, 1982). Aunque parte de la luz solar es bloqueada al atravesar la atmósfera, su energía puede ser aprovechada eficientemente mediante células solares para generar calor y electricidad (Gorjian & Ebadi, 2020).

##### **1. Radiación Solar**

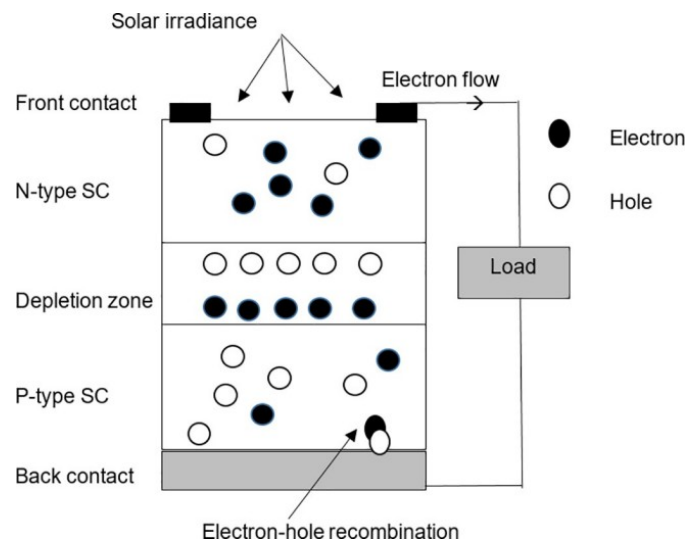
La radiación solar corresponde a la energía que el Sol emite en forma de ondas electro- magnéticas, incluyendo luz visible, ultravioleta e infrarroja (Gueymard & Myers, 2008). La radiación que llega a la Tierra se compone de directa y difusa, cuya combinación forma lo que se conoce como radiación global (Kabir et al., 2017). La generación solar, al transformar la radiación solar en electricidad o calor, destaca como una energía renovable, inagotable y libre de emisiones de dióxido de carbono, con beneficios importantes frente a otras fuentes energéticas (Landis, 2022).

### 3.1.2 Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico, proceso mediante el cual la luz solar se convierte en electricidad, es un principio clave en la tecnología de las células solares. Este fenómeno fue descubierto en 1839 por Henri Becquerel, quien, al sumergir una lámina de platino recubierta con cloruro de plata en una solución electrolítica y exponerla a la luz, observó la generación de corriente eléctrica (Rhodes et al., 2005).

En la actualidad, las células solares aprovechan este efecto mediante dos capas de semiconductores, denominadas P y N. La unión entre estas capas actúa como un diodo, permitiendo que los electrones fluyan de la capa N a la P. Cuando fotones con suficiente energía inciden sobre la célula solar, se produce un movimiento de electrones que genera un exceso en la capa N y una escasez en la capa P, creando así la corriente eléctrica necesaria para generar energía útil (Gray, 2010). Este proceso se representa en la Figura 3.1, que muestra el flujo de electrones y huecos generado por la irradiación solar (Mellit & Kalogirou, 2022).

**Figura 3.1:** Flujo de electrones en una célula solar.



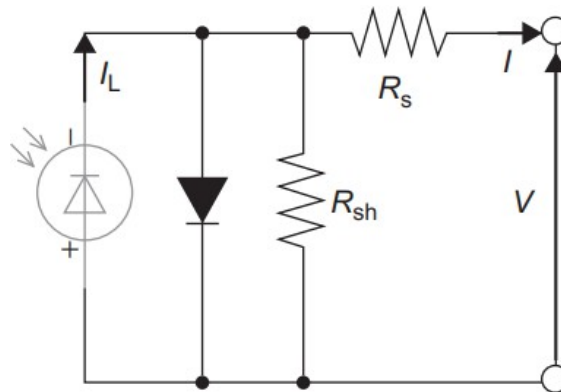
Fuente:(Mellit & Kalogirou, 2022)

#### 1. Celda fotovoltaica

La célula fotovoltaica utiliza materiales semiconductores para convertir la luz solar directamente en electricidad, generando un campo eléctrico al recibir fotones e impulsando el flujo de corriente en un circuito eléctrico. Las células

fotovoltaicas se modelan como una fuente de corriente conectada a un diodo y dos resistencias. La Figura 3.2 muestra el diagrama, donde la corriente generada está directamente relacionada con la irradiancia recibida. En condiciones de poca o ninguna iluminación, la célula puede comportarse como una carga, consumiendo corriente del sistema (Brooks, 2014).

**Figura 3.2:** Circuito equivalente de una célula fotovoltaica ideal.



Fuente: (Abella, 2005)

## 3.2 Tecnologías Fotovoltaicas

### 3.2.1 Paneles Fotovoltaicos

El panel solar, también conocido como módulo fotovoltaico, consta de varias celdas conectadas eléctricamente, encapsuladas y montadas en una estructura. Proporciona una salida de corriente continua con valores de tensión predeterminados (como 6V, 12V o 24V), que determinan el funcionamiento del sistema fotovoltaico (Abella, 2005).

### 3.2.2 Tecnologías de las Celdas Solares

Las celdas fotovoltaicas pueden clasificarse en tres tipos principales: Silicio Monocristalino, Policristalino y Amorfo.

#### 1. Silicio Monocristalino

Las celdas de silicio monocristalino se producen a partir de obleas cortadas de un único cristal de silicio puro. Son reconocidas por su forma circular o hexagonal, su ligereza, bajo costo y un rendimiento que varía entre el 15% y el

20%. Además, tienen un color azul oscuro con un brillo metálico (Green, 1982) (Lin, 2015).

## **2. Silicio Policristalino**

Las celdas de silicio policristalino se componen de pequeñas partículas cristalizadas, que les otorgan una apariencia de mezcla con tonos variados entre azul y gris. Estas celdas tienen un rendimiento del 15% (Green, 1982) (Lin, 2015).

## **3. Silicio Amorfo**

En las celdas de silicio amorfo, la estructura cristalina desaparece, y el silicio se deposita como una fina capa, caracterizada por tonalidades marrones o grises oscuros (Green, 1982) (Lin, 2015).

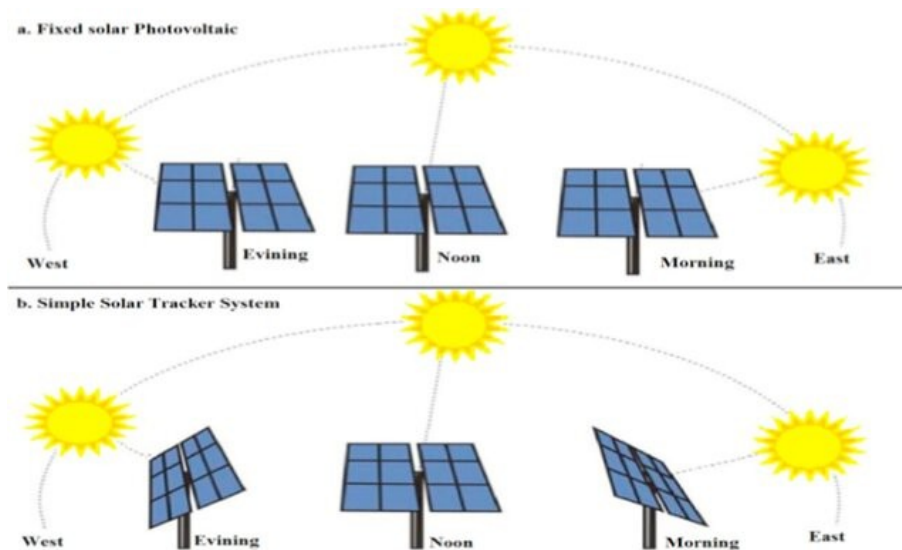
### **3.2.3 Sistemas de seguimiento solar**

Un sistema de seguimiento solar asegura que los módulos fotovoltaicos sigan el movimiento del sol, manteniéndose en el ángulo ideal para captar la máxima cantidad de luz y optimizar la generación de energía eléctrica. Este diseño, que incluye técnicas avanzadas de seguimiento, es esencial para maximizar el rendimiento del sistema (Duffie & Beckman, 2013).

#### **1. Mecanismo**

El mecanismo del sistema de seguimiento es responsable de garantizar un rastreo preciso del sol y debe contar con un diseño robusto que le permita resistir climas adversos, ofreciendo una vida útil equivalente a la de los módulos fotovoltaicos. Dependiendo del tipo de mecanismo, los sistemas de seguimiento solar pueden clasificarse en seguidores de un eje o de dos ejes (Reca-Cardena & López-Luque, 2018). En la Figura 3.3 se ilustra esta diferencia, mostrando cómo los sistemas móviles ajustan su orientación para seguir el recorrido del sol y mejorar la captación de radiación a lo largo del día (Mehdi et al., 2019).

**Figura 3.3:** (a) Sistema solar fijo y (b) Sistema de seguimiento solar.



Fuente: (Mehdi et al., 2019)

### 3.3 Inversores

Un inversor es un circuito electrónico diseñado para transformar corriente continua (CC) en corriente alterna (CA). En sistemas solares, los inversores están especialmente adaptados para convertir la salida de CC de los paneles fotovoltaicos en una CA utilizable tanto por redes comerciales como locales (Reca-Cardena & López-Luque, 2018).

#### 3.3.1 Características principales

Según la información presentada por (Leva et al., 2023), los parámetros clave de los inversores son:

- Voltaje de entrada: Este se define por un voltaje mínimo que permite al inversor comenzar a operar y un voltaje máximo que no debe excederse para evitar fallas. Dentro de este rango, el MPPT optimiza la potencia extraída del generador fotovoltaico ajustando automáticamente las condiciones de operación.
- Corriente de entrada: El inversor tiene un límite máximo de corriente que puede soportar antes de dañarse. El rango de operación del MPPT es menor que este límite máximo.

- Voltaje y frecuencia de salida CA: Determinados por normas nacionales y códigos de red.
- Rango de temperatura ambiental: Usualmente entre -30 °C y 60 °C. También incluyen factores como la humedad relativa (RH 0-100%) y la altitud máxima operativa (por ejemplo, 1000 m o 4000 m).
- Curva de eficiencia: Muestra la variación de eficiencia en diferentes voltajes de entrada y cargas parciales. Comúnmente se reportan valores como la “Máxima eficiencia del inversor”
- Inversores tradicionales y sin transformador: Los inversores tradicionales contienen un transformador que sincroniza el voltaje de las fuentes y las cargas; en cambio, los inversores sin transformador no cuentan con este elemento (Zeb et al., 2018).

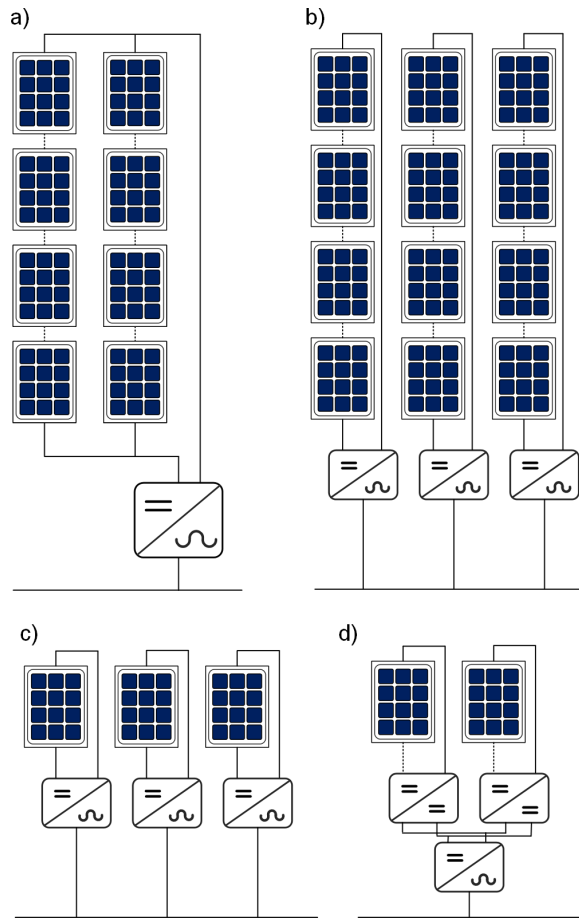
### **3.3.2 Rastreador de punto de máxima potencia (Maximum Power Point Tracking (MPPT))**

El desempeño de un generador fotovoltaico está estrechamente relacionado con su punto de operación. El algoritmo MPPT permite optimizar el punto de operación de un generador fotovoltaico, maximizando la producción de energía al ajustar la relación de trabajo según los voltajes y corrientes del panel, que son muestreados frecuentemente (Hayder et al., 2020)

### **3.3.3 Configuración de los inversores fotovoltaicos**

En la Figura 3.4 se presentan las cuatro configuraciones principales para plantas foto- voltaicas, las cuales incluyen: a) inversores centralizados, b) inversores de cadena, c) microinversores y d) inversores multicadena (Kolantla et al., 2020). Cada configuración ofrece ventajas distintas y se elige en función de los requisitos específicos de la aplicación y del tamaño del sistema (Le & Benjapolakul, 2019).

**Figura 3.4:** Configuraciones de inversores fotovoltaicos: (a) centralizado, (b) de cadena, (c) microin- versor, (d) multcadena.



Adaptado de (Zidane et al., 2019b)

### 1. Inversor central

Como se muestra en la Fig. 3.4 (a), la configuración de inversor central consiste en conectar varias cadenas de módulos fotovoltaicos en paralelo a un único inversor, que suministra corriente alterna a la red a través de un transformador. Esta estructura es económica y sencilla de mantener, pero emplea un único MPPT para todos los módulos, lo que genera pérdidas de eficiencia debido a las variaciones en la irradiación solar, la temperatura y las sombras sobre los módulos (Schimpf & Norum, 2008)(Blaabjerg et al., 2015).

### 2. Inversor de cadena

La configuración de cadena, mostrada en la Fig. 3.4 (b), consiste en conectar cada cadena de módulos fotovoltaicos a su propio inversor, lo que permite que

opere de manera independiente en su punto óptimo de máxima potencia (MPPT). Esto reduce las pérdidas energéticas causadas por sombreados parciales o desajustes entre módulos y facilita el uso de diferentes tipos y cantidades de módulos en el sistema. Además, la capacidad del sistema puede expandirse fácilmente añadiendo nuevas cadenas y, si falla un inversor, se garantiza la continuidad del servicio. No obstante, esta configuración requiere múltiples inversores, lo que incrementa los costes de instalación (Shawky et al., 2020).

### **3. Microinversores**

La configuración de microinversores, mostrada en la Fig. 3.4 (c), asigna un inversor individual a cada módulo fotovoltaico, lo que proporciona ventajas como una mayor flexibilidad en el diseño, un monitoreo más preciso de fallas y un mejor desempeño en condiciones de sombreado parcial, ya que se minimizan las pérdidas. Sin embargo, la exposición directa de los inversores al aire libre incrementa el estrés térmico, lo que acorta su vida útil, por lo que esta solución es más adecuada para aplicaciones de baja potencia y alta rentabilidad (Schimpf & Norum, 2008)(Shawky et al., 2020).

### **4. Inversor de multicadena**

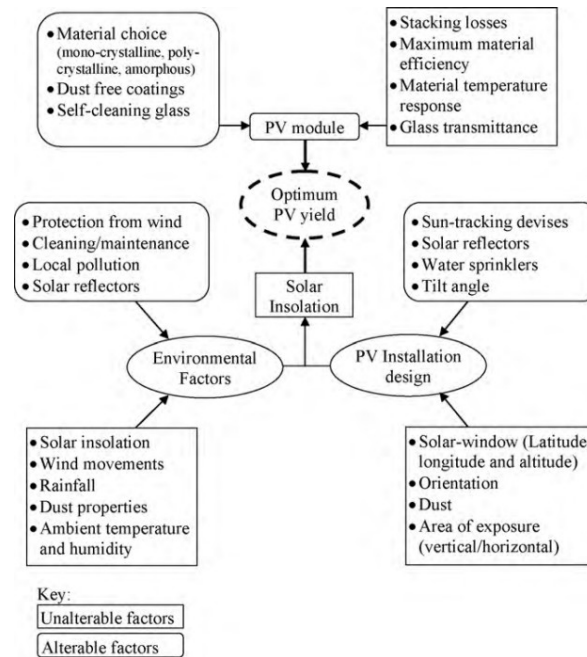
La topología de multicadena, mostrada en la Fig. 3.4 (d), conecta cada cadena foto- voltaica a un convertidor CC-CC para amplificar el voltaje y realizar el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). Estos convertidores se integran en un único inversor mediante un bus CA-CA. Esta opción es más fiable que la estructura de cadenas y combina características de las topologías centralizadas y de cadena para maximizar la potencia de salida. Sin embargo, las pérdidas asociadas a los convertidores y las dos etapas de conversión reducen la eficiencia del sistema (Schimpf & Norum, 2008)(Shawky et al., 2020).

## **3.4 Factores que afectan el rendimiento de una planta foto- voltaica (PV)**

Para maximizar el rendimiento, las instalaciones fotovoltaicas se diseñan teniendo en cuenta factores alterables e inalterables. Los factores alterables permiten ajustar el diseño a los requisitos específicos de cada instalación,

mientras que los inalterables deben ser aceptados como condiciones previas (Mani & Pillai, 2010). La Fig. 3.5 muestra una representación de estos factores y su influencia en el diseño, instalación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos (Mani & Pillai, 2010).

**Figura 3.5:** Factores alterables e inalterables que determinan el rendimiento máximo de un sistema fotovoltaico.



Adaptado de (Mani & Pillai, 2010)

### 3.5 Indicadores Clave de Desempeño

#### 3.5.1 Performance Ratio (PR)

Es una métrica clave para medir la eficiencia de una instalación fotovoltaica. Factores como la orientación, la inclinación, el sombreado, las pérdidas en los cables y la topología del sistema influyen en este indicador. En particular, la elección del tipo de inversor ya sea central, de cadena o microinversor, puede afectar significativamente el PR, con valores reportados entre el 75% y el 90% para instalaciones con inversores centrales (Lagarde et al., 2023).

Formula del PR:

$$PR = \frac{ENERGÍA AC (kWh)}{Irradiación solar \left(\frac{kWh}{m^2}\right) * Potencia nominal (kEp)} \quad (3.1)$$

### 3.5.2 Eficiencia AC/DC

La eficiencia AC/DC mide la capacidad del inversor para transformar la energía en corriente (CC) generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna (CA) que se entrega a la red. Este indicador indica la calidad del inversor y su rendimiento operativo (Mertens & Hanser, 2014)

Formula de la eficiencia del inversor:

$$Eficiencia = \frac{Energía\ AC}{Energía\ DC} * 100 \quad (3.2)$$

### 3.5.3 Levelized Cost of Electricity (LCOE)

El LCOE es una métrica esencial que calcula el costo medio de producción de electricidad en una planta durante toda su vida útil, integrando los costos de inversión inicial, operativos y de mantenimiento, y facilitando la comparación efectiva entre el costo y la energía producida (Ragnarsson et al., 2015).

El coste total de la generación de energía se clasifica en dos tipos: Los costes iniciales de inversión (CAPEX) y los costos continuos de operación y mantenimiento (OPEX). El CAPEX incluye los gastos en hardware, como equipos, materiales, obras civiles, dispositivos generadores y construcciones, así como los costos indirectos que engloban el diseño, permisos, autorizaciones y la supervisión de la construcción. En cuanto a los costos de operación y mantenimiento, estos cubren los gastos anuales de operación, mantenimiento de la planta y tarifas financieras, como el seguro (Castro-Santos et al., 2015)

El LCOE está condicionado por diversos factores, como los costos de construcción, los gastos de operación y mantenimiento, la vida útil de la planta, la tecnología utilizada para la generación de energía, la eficiencia energética, las tasas de degradación del sistema, la inflación, las tasas de interés y los impuestos corporativos (Clauser & Ewert, 2018).

La fórmula para calcular el LCOE se puede definir de la siguiente forma

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{CAPEX+OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{Energiagenerada_t}{(1+r)^t}} \quad (3.3)$$

## **4 Capítulo 4 Metodología**

### **4.1 Enfoque de la investigación**

Esta investigación adopta un enfoque mixto, integrando métodos cualitativos y cuantitativos. En la parte cualitativa, se realiza una revisión detallada de la literatura científica, las normativas técnicas y los manuales relacionados con los sistemas fotovoltaicos y los inversores. Por otro lado, el análisis cuantitativo se basa en la recopilación y el procesamiento de datos operativos del parque fotovoltaico Machicura, junto con simulaciones desarrolladas en el programa informático especializado PVsyst

### **4.2 Fases de la investigación**

#### **4.2.1 Fase 1**

La fase inicial de la investigación se enfoca en la recopilación de antecedentes y conceptos clave sobre el funcionamiento de sistemas fotovoltaicos, con énfasis en las características técnicas de inversores centrales y de string, así como en los factores que afectan el rendimiento. Para ello, se consultan informes técnicos del parque fotovoltaico Machicura, artículos científicos, revistas especializadas y libros disponibles en bases de datos como IEEE, ScienceDirect, MDPI, Energies y ResearchGate.

#### **4.2.2 Fase 2**

Simulación en PVsyst: Para analizar el rendimiento teórico del parque fotovoltaico Machicura, se utiliza el software PVsyst. Este software permite simular y evaluar el diseño de sistemas fotovoltaicos bajo condiciones específicas del sitio y del sistema. A continuación, se describen los pasos generales que se siguen en el proceso de simulación:

1. Configuración del Proyecto

Se definen los parámetros iniciales del sistema:

- La ubicación geográfica del parque para importar las condiciones climáticas locales, como la irradiancia solar y las temperaturas.
- La capacidad instalada del sistema y el tipo de conexión, que en este caso es conectado a la red.
- La elección de tecnología fotovoltaica, incluyendo módulos bifaciales y rastreadores de eje horizontal.

## 2. Diseño del Sistema

Se diseñan las configuraciones específicas del sistema:

- Selección de módulos: Se eligieron módulos fotovoltaicos disponibles en el mercado, definiendo su potencia nominal y características técnicas.
- Configuración del inversor: Se seleccionaron dos tipos de inversores, central y string, ajustando el diseño para cada tecnología.
- Configuración de cadenas: Se determinaron el número de módulos en serie y paralelo, ajustando la capacidad total del sistema.

## 3. Configuración de Pérdidas

Para obtener resultados más realistas, se incluyeron pérdidas asociadas al sistema:

- Pérdidas térmicas, que dependen de la temperatura ambiente y el flujo de aire en los módulos.
- Pérdidas por degradación del material, como la degradación inducida por luz (LID) y la acumulación de suciedad.
- Pérdidas eléctricas, incluyendo resistencias óhmicas en cables y transformadores.

- Pérdidas por sombras, tanto cercanas como lejanas, ajustadas según la topografía y el horizonte del sitio.

#### 4. Análisis del Horizonte

Se incluyeron los datos del horizonte del parque para calcular el impacto de los sombreados en diferentes momentos del año. Esto permitió identificar posibles obstrucciones solares y ajustar los parámetros de orientación del sistema.

#### 5. Resultados de la Simulación

- El software genera los resultados esperados bajo condiciones ideales.
- La energía producida antes de las pérdidas (EArray) y la energía final inyectada a la red (E Grid).
- Se obtienen indicadores de eficiencia como el Performance Ratio (PR), calculado a partir de EArray y EGrid, para evaluar el rendimiento del sistema respecto al máximo teórico.
- Se generan representaciones gráficas y tablas que muestran la distribución mensual de la energía producida y las pérdidas acumuladas.

Este procedimiento fue realizado tanto para la configuración con inversores central como para la de cadena, asegurando una base común para la comparación de resultados. La simulación teórica sirve como referencia para analizar el rendimiento real del parque fotovoltaico y evaluar las diferencias entre ambas tecnologías.

#### **4.2.3 Fase 3**

##### Recolección de datos reales

La información de producción y los eventos del parque fotovoltaico fueron obtenidos directamente del sistema SCADA, recopilando datos cada 5 minutos durante un año, entre agosto de 2023 y julio de 2024. Toda esta información se encuentra documentada en el Anexo A.2.

Los datos fueron los siguientes:

- Energía generada en DC y AC para cada tipo de inversor.
- Parámetros de operación: setpoints, temperatura ambiente, irradiancia y

velocidad del viento.

- Registro de indisponibilidades (eventos de paradas, mantenimientos y pérdidas energéticas asociadas).
- Adicionalmente, se utilizan datos meteorológicos de la estación local para evaluar cómo las condiciones climáticas afectan el rendimiento.

#### **4.2.4 Fase 4**

Análisis de datos

Los datos obtenidos se procesaron para:

- Comparar la producción teórica y real, identificando desviaciones.
- Analizar eventos de indisponibilidad y su impacto en la generación de energía.
- Determinar el rendimiento energético (DC/AC) de cada tipo de inversor.
- Calcular el LCOE como indicador económico clave.

### **4.3 Instrumentos y herramientas**

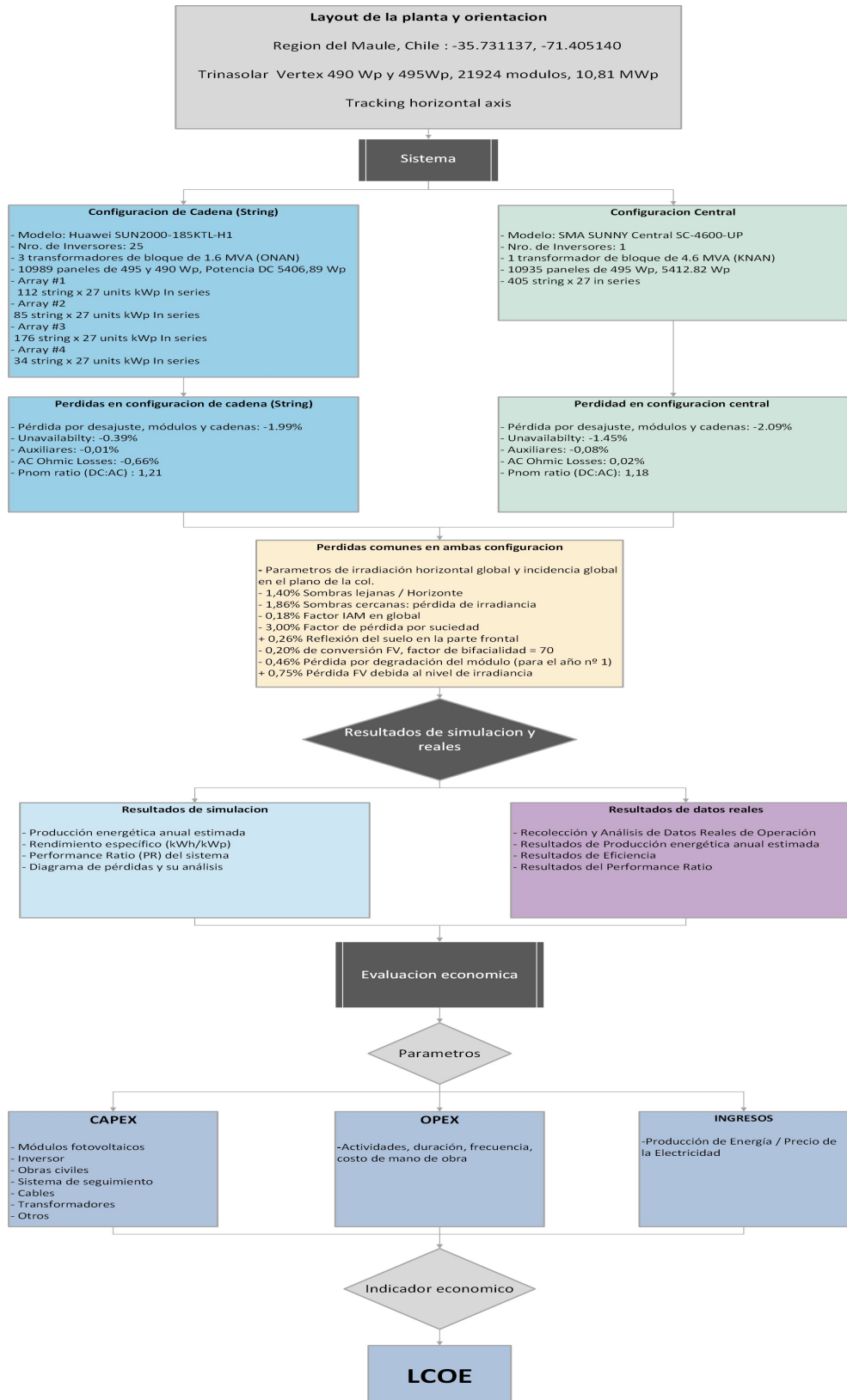
- Software PVsyst: Simulación del parque fotovoltaico.
- Microsoft Excel: Procesamiento, análisis estadístico y gráficos de los datos reales.
- Documentos técnicos: Incluyen el informe de Estudios Eléctricos para Colbún.

### **4.4 Validación de los resultados**

Para validar los resultados, se compararon los datos simulados con los reales, identificando patrones de rendimiento anual en los inversores. Además, los hallazgos fueron revisados junto a expertos del sector y el equipo técnico del parque.

La Figura 4.1 resume el proceso del estudio: comienza con la simulación teórica de inversores (central y string), sigue con el análisis de datos reales del sistema SCADA, contrasta los resultados y finaliza con el cálculo del LCOE, considerando factores técnicos y económicos.

Figura 4.1: Diagrama metodológico para la simulación y análisis de eficiencia de inversores fotovoltaicos



## **5 Capítulo 5 DESARROLLO**

### **5.1 Descripción del Parque Fotovoltaico**

#### **5.1.1 Parque Fotovoltaico Machicura**

El Parque Fotovoltaico (FPV) Machicura es un proyecto de generación de energía solar desarrollado por Colbún S.A. Está ubicado en la comuna de Colbún, Región del Maule, Chile, cerca del lago Machicura. La planta cuenta con una capacidad instalada de 9.225 MVA y utiliza tecnología fotovoltaica de punta para la conversión de energía solar en electricidad (Eléctricos, 2022).

#### **5.1.2 Ubicación y Conexión**

El parque fotovoltaico se encuentra en una zona estratégica cerca del lago Machicura, en la región del Maule, optimizando el acceso a las condiciones climáticas favorables de la región para la generación solar. La planta se vincula al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) mediante una conexión directa a través de un “tap-off” en la línea de doble circuito que alimenta los servicios auxiliares de la Central Machicura (Eléctricos, 2022).

### **5.2 Componentes Principales del Parque FV Machicura**

#### **5.2.1 Módulos Solares**

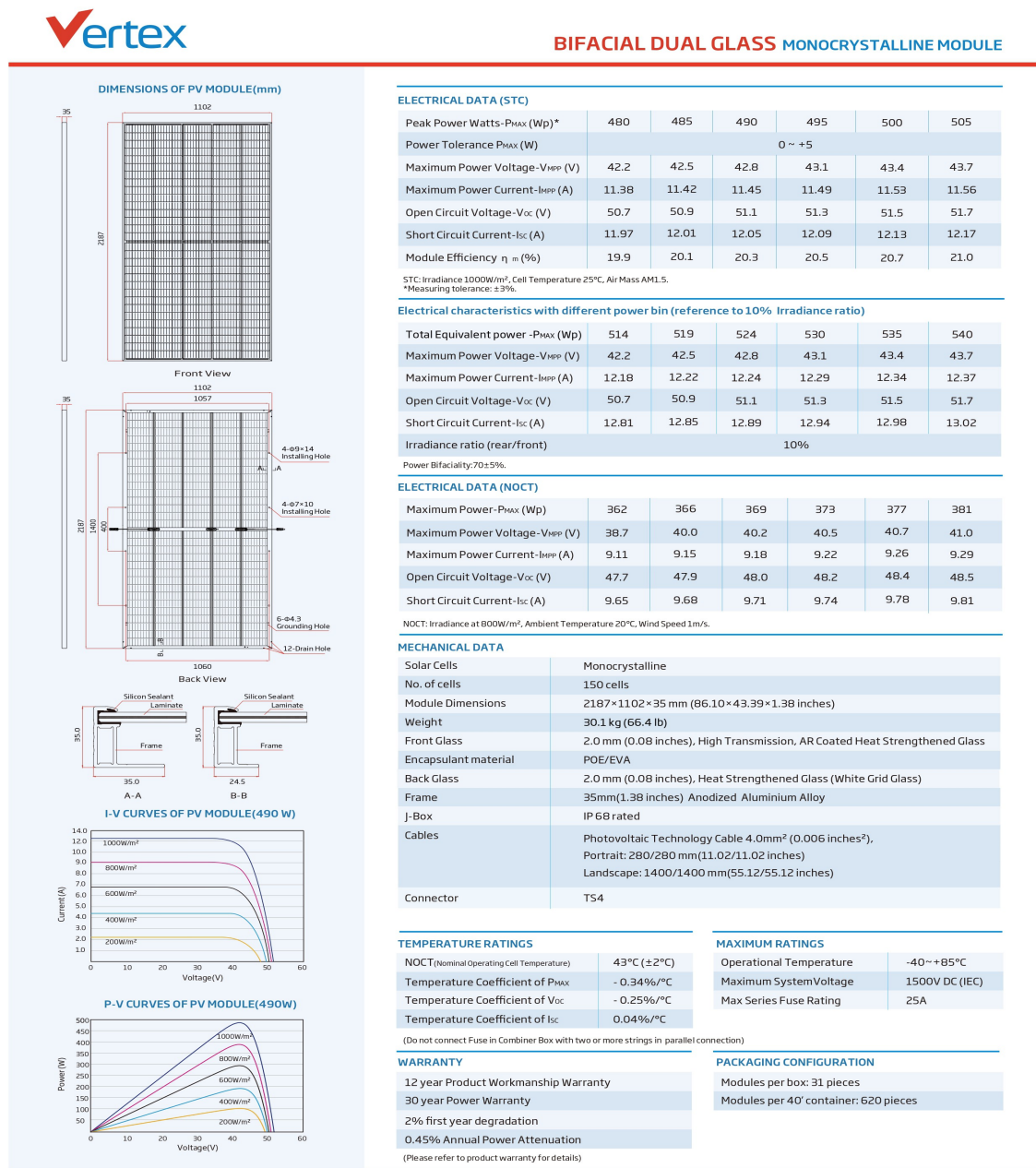
El parque cuenta con paneles solares Trinasolar de los modelos TSM-490DEG18MC.20 y TSM-495DEG18MC.20, con una capacidad total de generación en corriente continua (DC) de 10,819.71 kWp. Estos paneles están diseñados con tecnología bifacial, lo que permite captar irradiación tanto en su cara frontal como en su cara posterior, maximizando la generación en condiciones de alta reflectancia.

- **Potencia Nominal:** Los módulos tienen una potencia de entre 490 Wp y 495 Wp.
- **Durabilidad y Resistencia:** Estos módulos están fabricados para soportar condiciones climáticas adversas, asegurando una operación eficiente y

duradera del par- que bajo diversas condiciones ambientales.

Las principales características se presentan en la Figura 5.1

Figura 5.1: Datos de los paneles Trina Solar Vertex TSM-DEG18MC.20.



Fuente:(TrinaSolar, 2021)

## 5.2.2 Inversores

El PFV Machicura utiliza una combinación de inversores central y de cadena (string), lo cual optimiza la conversión de la energía generada en los paneles solares desde corriente continua (DC) a corriente alterna (AC).

#### **5.2.2.1 Inversor Central (Central inverter):**

Modelo: SMA SUNNY Central SC-4600-UP Cantidad: 1

Capacidad: 4600 kVA

Este inversor se conecta a un transformador propio con una capacidad de 4600 kVA, relación de transformación de 0.69 kV/13.8 kV, con ajuste de  $\pm 2 \times 2.5\%$ .

En la Figura 4.2 se presentan las principales especificaciones técnicas del inversor Sunny Central 4600 UP-US, incluyendo parámetros de entrada/salida, eficiencia y requerimientos eléctricos.

Figura 5.2: Especificaciones técnicas de inversor Sunny Central.

### SUNNY CENTRAL 4400 UP-US / 4600 UP-US

Technical data	SC 4400 UP-US	SC 4600 UP-US
<b>Input (DC)</b>		
MPP voltage range $V_{DC}$ (at 25 °C / at 50 °C)	962 to 1325 V / 1050 V	1003 to 1325 V / 1050 V
Min. input voltage $V_{DC_{min}}$ / Start voltage $V_{DC_{start}}$	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Max. input voltage $V_{DC_{max}}$	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC_{max}}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC_{sc}}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupling of battery	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV, 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
<b>Output (AC)</b>		
Nominal AC power at $\cos \phi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	4400 kVA <sup>1)</sup> / 3960 kVA	4600 kVA <sup>1)</sup> / 4140 kVA
Nominal AC power at $\cos \phi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	3520 kW <sup>1)</sup> / 3168 kW	3680 kW <sup>1)</sup> / 3312 kW
Nominal AC current $I_{AC_{max}}$ (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>1)</sup>	660 V / 528 V to 759 V	690 V / 552 V to 759 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>9)</sup>	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>9)</sup>	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>2)</sup> / European efficiency <sup>2)</sup> / CEC efficiency <sup>3)</sup>	98.8% / 98.7% / 98.5%	98.9% / 98.7% / 98.5%
<b>Protective Devices</b>		
Inputs-side disconnection point	DC load break switch	
Outputs-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection	NEMA 3R	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. <sup>4)</sup> / partial load <sup>5)</sup> / average <sup>6)</sup>	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range (optional) <sup>8)</sup>	(-37 °C) -25 °C to 60 °C / (-37 °C) -13 °F to 140 °F	
Noise emission <sup>7)</sup>	65.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL <sup>8)</sup> 1000 m / 2000 m	● / ○ (earlier temperature-dependent derating)	
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Features</b>		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	UL 62109-1, UL 1741 (Chapter 31, CDR 61), NERC, UL 1741-SB, UL 1998, IEEE 1547-2018 <sup>1)</sup> , MIL-STD-810G	
EMC standards	FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional		

1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion  
 2) Efficiency measured without internal power supply  
 3) Efficiency measured with internal power supply  
 4) Self-consumption at rated operation  
 5) Self-consumption at < 75% Pn at 25 °C  
 6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 25 °C  
 7) Sound pressure level at a distance of 10 m

8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.  
 9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA  
 10) Depending on the DC voltage  
 11) Nominal power at 35 °C max DC voltage of 1050 V  
 12) Harmonics are within IEEE 1547-2018 limits with at least 2 inverters in operation

Fuente: (SMA, 2024).

#### 5.2.2.2 Inversores de Cadena (String Inverters):

Modelo: Huawei SUN2000-185KTL-H1 Cantidad: 25 unidades

Capacidad por unidad: 185 kVA

Los inversores de cadena están organizados en tres centros de transformación.

Sus especificaciones técnicas se presentan en la Figura 5.3.

**CT-2:** Agrupa 9 inversores con una capacidad de transformación de 1600 kVA y una relación de 0.8 kV/13.8 kV.

**CT-3 y CT-4:** Cada uno agrupa 8 inversores de cadena, con las mismas especificaciones de capacidad y relación de transformación que CT-2.

**Figura 4.3:** Especificaciones técnicas del inversor de cadena (String) (SUN2000). Fuente:(Huawei, 2024)

**Eficiencia**

Especificaciones técnicas	SUN2000-175KTL-H0	SUN2000-185KTL-INH0	SUN2000-185KTL-H1
Máxima eficiencia	≥99,0 %	≥99,0 %	≥99,0 %
Eficiencia china	≥98,4 %	-	-
Eficiencia europea	-	≥98,6 %	≥98,6 %

**Entrada**

Especificaciones técnicas	SUN2000-175KTL-H0	SUN2000-185KTL-INH0	SUN2000-185KTL-H1
Voltaje máximo de entrada	1500 V		
Corriente de entrada máxima (por MPPT)	26 A		
Corriente máxima de cortocircuito (por MPPT)	40 A		
Corriente inversa máxima hacia la matriz fotovoltaica	0 A		
Voltaje mínimo de inicio/operación	500 V/550 V		
Rango de voltaje de operación	500-1500 V		

Especificaciones técnicas	SUN2000-175KTL-H0	SUN2000-185KTL-INH0	SUN2000-185KTL-H1
Rango de voltaje MPPT con carga plena	880-1300 V		
Voltaje nominal de entrada	1080 V		
Cantidad de entradas	18		
Cantidad de rastreadores MPP	9		

**Salida**

Especificaciones técnicas	SUN2000-175KTL-H0	SUN2000-185KTL-INH0	SUN2000-185KTL-H1
Potencia activa nominal	175 kW	160 kW	175 kW
Potencia aparente máxima	193 kVA	185 kVA	185 kVA
Potencia activa máxima (cosφ = 1)	193 kW	185 kW	185 kW
Voltaje de salida nominal	800 VCA, 3 W + PE		
Corriente de salida nominal	126,3 A	115,5 A (160 kW) 126,3 A (175 kW)	108,3 A (150 kW) 121,3 A (168 kW) 126,3 A (175 kW)
Frecuencia de red eléctrica adaptada	50 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Corriente de salida máxima	140,7 A	134,9 A	134,9 A
Factor de potencia	0,8 capacitivo; 0,8 inductivo		
Distorsión armónica total máxima (potencia nominal)	<3 %		

### **5.2.3 Transformadores de Bloque**

#### **5.2.3.1 Centro de Transformación N°1:**

Este transformador de 4.6 MVA es utilizado exclusivamente por el inversor central SMA y posee una relación de transformación de 0.69 kV/13.8 kV con ajuste de  $\pm 2.5\%$ , permitiendo la integración eficiente de la energía generada al sistema de transmisión de la planta.

#### **5.2.3.2 Centros de Transformación N°2, N°3 y N°4:**

Cada uno de estos transformadores tiene una capacidad de 1.6 MVA y una relación de transformación de 0.8 kV/13.8 kV, permitiendo la integración de la energía convertida en los inversores de cadena. Estos centros agrupan los inversores Huawei en tres grupos y optimizan la distribución y eficiencia de la conversión de energía.

### **5.2.4 Sistema de Monitoreo y SCADA**

El parque Machicura está equipado con un sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), que permite el monitoreo y control en tiempo real de los parámetros operativos de la planta. Este sistema registra datos de generación, condiciones ambientales, estado de cada componente y eventos de mantenimiento o fallos. Funciones del SCADA:

- **Monitoreo en tiempo real:** Facilita la supervisión continua de la producción y del estado de los inversores y transformadores.
- **Alertas y Seguridad:** Genera alertas para detectar posibles fallas y activar protocolos de mantenimiento, mejorando la continuidad de la operación.
- **Optimización de Rendimiento:** Los datos recopilados permiten analizar el rendimiento de la planta y realizar ajustes necesarios para optimizar la eficiencia energética del sistema.

## **5.3 Resultados y Análisis**

Este apartado describe las principales etapas que se desarrollan para alcanzar

los objetivos de la investigación. El trabajo inicia con una simulación teórica del parque fotovoltaico Machicura en PVsyst 7.4.8 bajo licencia estudiantil, donde se modelan configuraciones con inversores centrales y de cadena para estimar el rendimiento energético y las pérdidas asociadas. En segundo lugar, se realiza el análisis de datos operativos reales recogidos durante un año con una frecuencia de 5 minutos, lo que permite evaluar el comportamiento de ambos tipos de inversores en condiciones reales. Posteriormente, se comparan los resultados teóricos y reales, identificando las diferencias y analizando los factores operativos que las explican. Finalmente, se calcula el Costo Nivelado de la Energía (LCOE) para ambas configuraciones y se proponen estrategias para optimizar el rendimiento energético y reducir las pérdidas.

### **5.3.1 Simulación del rendimiento energético teórico**

A continuación, se detalla la configuración técnica utilizada en PVsyst 7.4.8 para modelar el rendimiento del inversor central e inversor de cadena en el parque fotovoltaico Machicura. Este diseño considera parámetros específicos del sistema y datos climáticos locales, asegurando una simulación precisa que refleja las condiciones reales del lugar (PVsyst, 2024). Para una descripción detallada del procedimiento seguido en la configuración del modelo incluyendo la selección de componentes, definición de pérdidas y condiciones de operación se recomienda consultar el Anexo A.1.

### 5.3.1.1 Configuración del inversor central



**PVsyst V7.4.8**  
 VC0, Simulation date:  
 22/10/24 14:39  
 with V7.4.7

Project: PF Machicura  
 Variant: TRINA 495W INVERSOR CENTRAL SMA Half 405

Cesar Sebastian Ramirez Cerna (Chile)

Project summary			
<b>System information</b>		<b>Inverters</b>	
<b>PV Array</b>			
Nb. of modules	10935 units	Nb. of units	1 unit
Pnom total	5413 kWp	Pnom total	4600 kWac
		Grid power limit	4500 kWac
		Grid lim. Pnom ratio	1.203
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	5413 kWp	Total power	4600 kWac
Total	10935 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	26354 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.18
Cell area	24112 m <sup>2</sup>		
PV Array Characteristics			
<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	TSM-495DEG18MC.20(II)draft	Model	Sunny Central 4600 UP
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	495 Wp	Unit Nom. Power	4600 kWac
Number of PV modules	10935 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	5413 kWp	Total power	4600 kWac
Modules	405 string x 27 In series	Operating voltage	1003-1325 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.18
Pmpp	4940 kWp		
U mpp	1054 V		
I mpp	4687 A		

**Figura 5.1:** Configuración técnica utilizada en PVsyst para el inversor central, Fuente: Elaboración propia


Como se observa en la Figura 5.1, se resume el diseño simulado de la planta con tecnología de inversor central. En Project Summary, se presenta una potencia total instalada de 5.413 kWp, compuesta por 10.935 módulos “Trina Solar” de 495 Wp. El sistema considera un único inversor central “SMA Sunny Central 4600 UP” de 4.600 kWac, con un límite de inyección a red de 4.500 kWac y una relación DC/AC de 1,18.

En la sección PV Array Characteristics, se incluyen parámetros eléctricos relevantes, como la tensión máxima de operación (1.054 V), la corriente (46,87 A) y la potencia máxima generada bajo condiciones de operación a 50°C (4.940 kWp). Además, se detalla el área total ocupada por los módulos (26.354 m<sup>2</sup>), lo que permite estimar el espacio requerido para la instalación y proyectar el

rendimiento energético del sistema en función de las condiciones locales.

### 5.3.1.2 Configuración del inversor de cadena

Figura 5.2: Configuración técnica utilizada en PVsyst para el inversor de cadena.



**PVsyst V7.4.8**  
VC2, Simulation date:  
22/10/24 15:33  
with V7.4.8

Project: PF Machicura  
Variant: TRINA 490-495W INVERSOR DE CADENA HUAWEI Half 407  
Trafo  
Cesar Sebastian Ramirez Cerna (Chile)

---

**Project summary**

System information		Inverters	
<b>PV Array</b>			
Nb. of modules	10989 units	Nb. of units	25 units
Pnom total	5413 kWp	Pnom total	4375 kWac
		Grid power limit	4500 kWac
		Grid lim. Pnom ratio	1.203

---

**PV Array Characteristics**

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	TSM-490DEG18MC.20(II)draft	Model	SUN2000-185KTL-H1@40C
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	490 Wp	Unit Nom. Power	175 kWac
Number of PV modules	5319 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	2606 kWp	Total power	2100 kWac
<b>Array #1 - Sub-array #1</b>			
Number of PV modules	3024 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	1482 kWp	Total power	1225 kWac
Modules	112 string x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	1352 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1048 V	Max. power (=>30°C)	185 kWac
I mpp	1291 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.21
		Power sharing within this inverter	

---

**PV Array Characteristics**

<b>Array #2 - Sub-array #2</b>			
Number of PV modules	2295 units	Number of inverters	5 units
Nominal (STC)	1125 kWp	Total power	875 kWac
Modules	85 string x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	1026 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1048 V	Max. power (=>30°C)	185 kWac
I mpp	979 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.29
		Power sharing within this inverter	
<b>PV module</b>			
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	TSM-495DEG18MC.20(II)draft	Model	SUN2000-185KTL-H1@40C
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	495 Wp	Unit Nom. Power	175 kWac
Number of PV modules	5670 units	Number of inverters	13 units
Nominal (STC)	2807 kWp	Total power	2275 kWac
<b>Array #3 - Sub-array #3</b>			
Number of PV modules	4752 units	Number of inverters	11 units
Nominal (STC)	2352 kWp	Total power	1925 kWac
Modules	176 string x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2147 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1054 V	Max. power (=>30°C)	185 kWac
I mpp	2037 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.22
		Power sharing within this inverter	
<b>Array #4 - Sub-array #4</b>			
Number of PV modules	918 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	454 kWp	Total power	350 kWac
Modules	34 string x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	415 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1054 V	Max. power (=>30°C)	185 kWac
I mpp	394 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.30
		Power sharing within this inverter	
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	5413 kWp	Total power	4375 kWac
Total	10989 modules	Max. power	4625 kWac
Module area	26484 m²	Number of inverters	25 units
Cell area	24231 m²	Pnom ratio	1.24

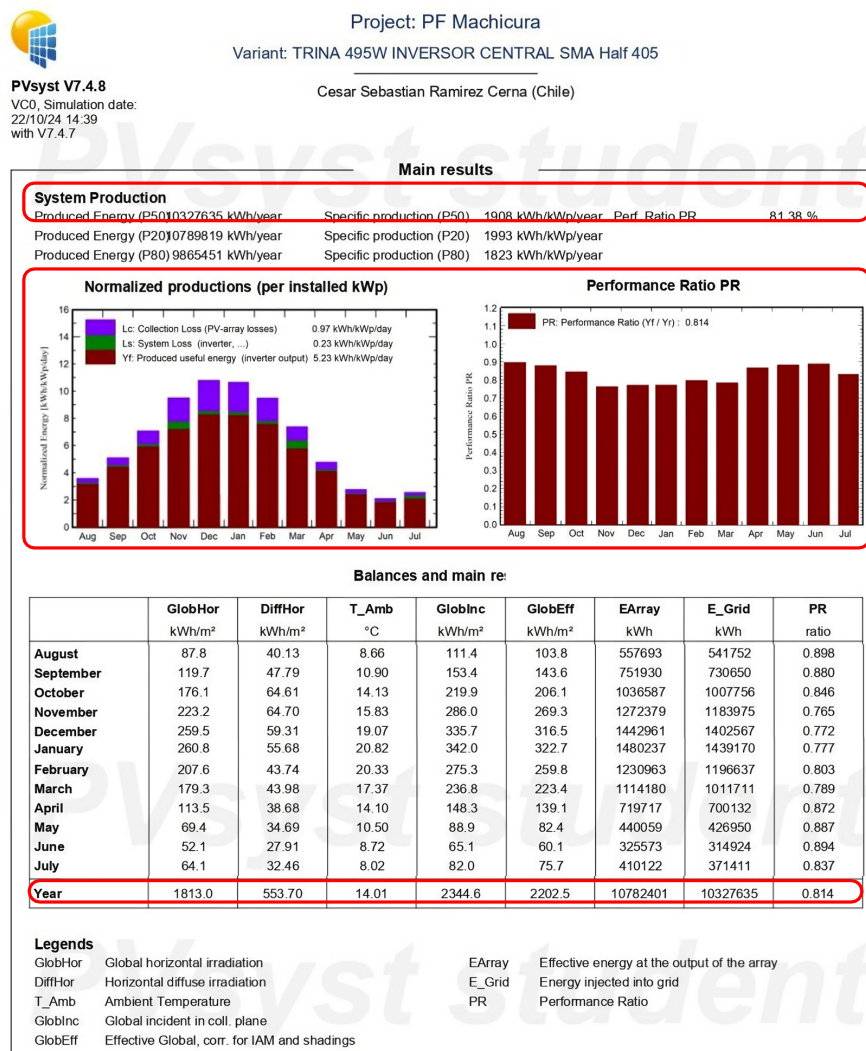
Como se muestra en la Figura 5.2, se simula la planta PF Machicura con tecnología de inversores de cadena Huawei SUN2000-185KTL-H1. El sistema

mantiene 5.413 kWp distribuidos en 10.889 módulos “Trina Solar” y 25 inversores de cadena de 175 kWac, alcanzando 4.375 kWac totales. Se organizan en cuatro subarreglos eléctricos, con parámetros como 1.048 V y hasta 49,2 A. Esta configuración distribuida permite mayor flexibilidad operativa y mejor adaptación a condiciones del terreno. Además, se observa una relación DC/AC de 1,23, similar a la configuración con inversor central.

### 5.3.1.3 Diagrama de pérdidas y su análisis

#### 1. Diagrama del Inversor Central

**Figura 6.3:** Balances y principales resultados obtenidos de la simulación en PVsyst para el inversor central

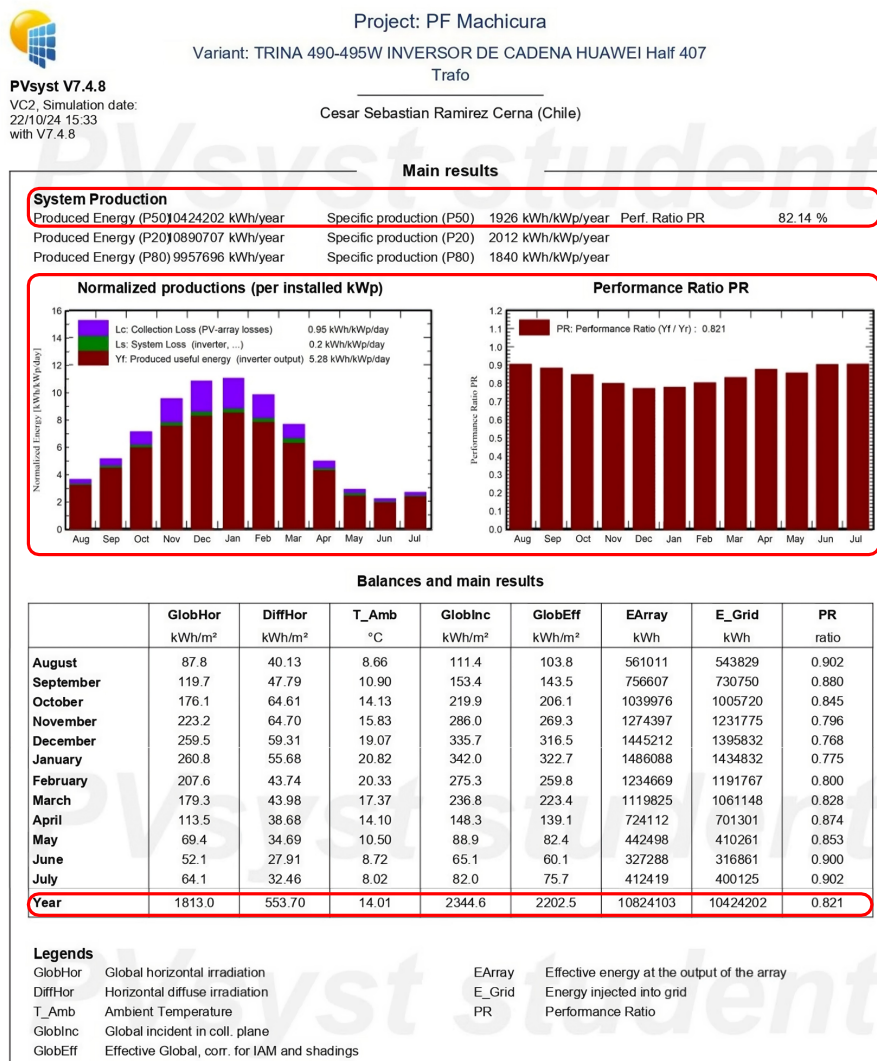


Como se muestra en la Figura 6.3, se presentan los resultados anuales de la

simulación realizada con PVsyst para el sistema con inversor central. Se destacan la energía total generada (P50: 1.993 MWh/año), el Performance Ratio (PR) anual del 81,38% y la energía inyectada a red (10.327.765 kWh). El gráfico de pérdidas normalizadas permite visualizar la distribución mensual de las pérdidas en el sistema, siendo más altas en meses de menor irradiación. Además, el gráfico de PR mensual muestra un rendimiento constante durante los meses de mayor generación, validando la estabilidad del diseño propuesto.

### 5.3.1.4 Diagrama del Inversor de cadena

Figura 5.4: Balances y principales resultados obtenidos de la simulación en PVsyst para el inversor de cadena.

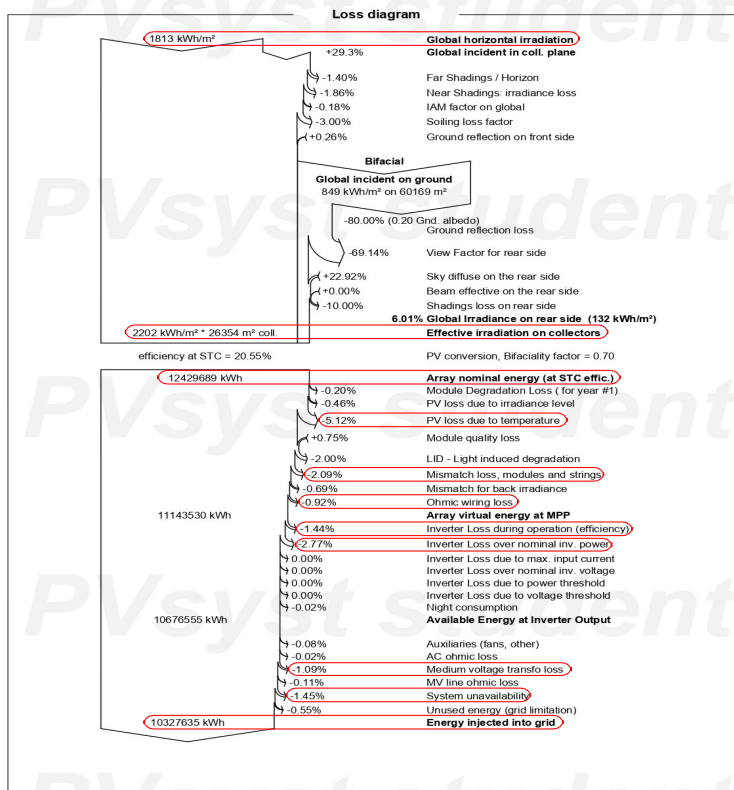


Como se muestra en la Figura 5.4, se presentan los resultados anuales de la



PVsyst V7.4.8  
VCO, Simulation date:  
22/10/24 14:39  
with V7.4.7

Project: PF Machicura  
Variant: TRINA 495W INVERTOR CENTRAL SMA Half 405  
Cesar Sebastian Ramirez Cerna (Chile)



simulación realizada con PVsyst para el sistema con inversores de cadena. Se destacan la energía total generada (P50: 2.012 MWh/año), el Performance Ratio (PR) anual del 82,14% y la energía inyectada a red (10.424.202 kWh). El gráfico de pérdidas normalizadas permite visualizar la distribución mensual de las pérdidas en el sistema, siendo más altas en los meses con menor irradiación solar. Además, el gráfico de PR mensual refleja un rendimiento estable durante los periodos de mayor producción, lo que respalda la eficiencia operativa del sistema con tecnología de inversores de cadena.

### 5.3.1.5 Diagrama de pérdidas y su análisis

#### 1. Diagrama del Inversor Central

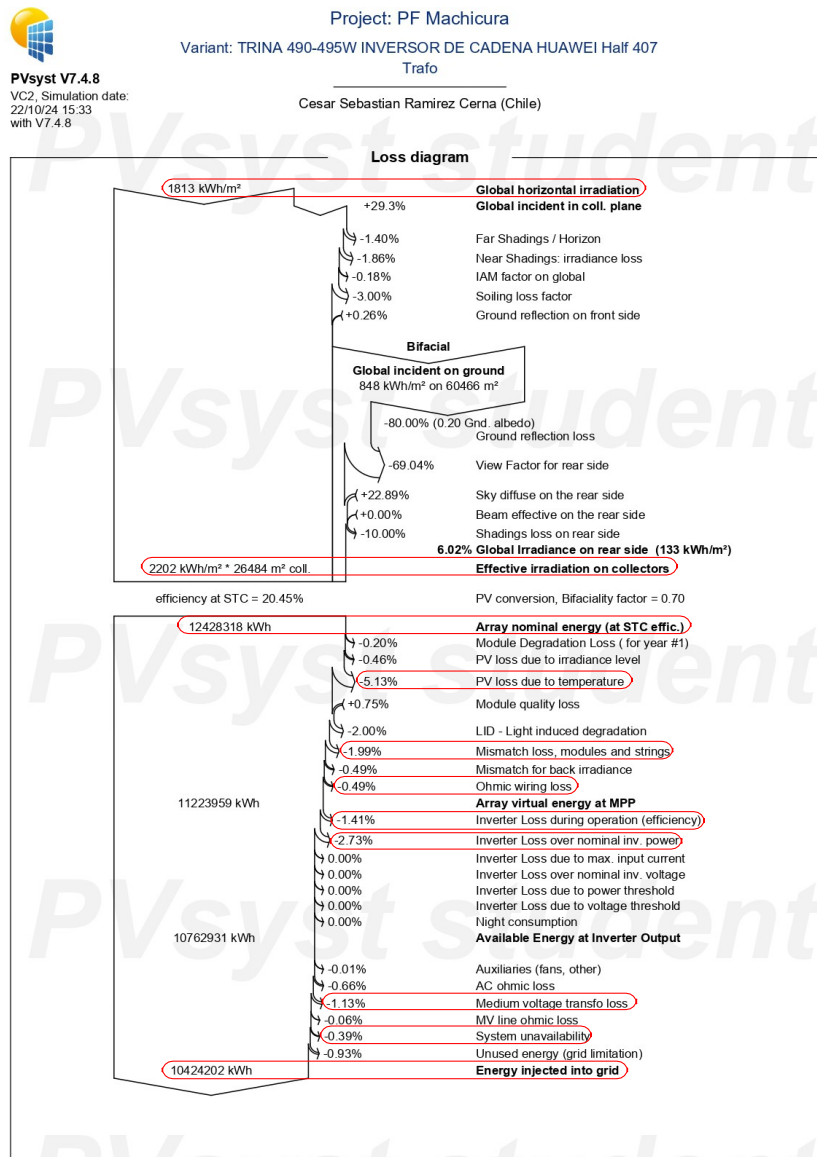
**Figura 5.5:** Diagrama de pérdidas obtenidos de la simulación en PVsyst para el inversor de central.

La Figura 5.5 muestra el diagrama de pérdidas del sistema con inversor central, desde la irradiación solar hasta la energía inyectada a la red. La irradiación global es de 1813 kWh/m<sup>2</sup>, y tras pérdidas ópticas se obtiene una irradiación efectiva

de 2202 kWh/m<sup>2</sup>. Con una eficiencia STC de 20,55%, se genera una energía nominal de 12.429.689 kWh. Destacan pérdidas por temperatura (-5,12%), desajustes entre módulos (-2,09%) y pérdidas óhmicas (-0,92%). El inversor central presenta pérdidas por eficiencia de operación (-1,44%) y fuera del punto nominal (-2,77%). También se observan pérdidas en media tensión (-1,09%) e indisponibilidad (-1,45%). Finalmente, la energía útil inyectada a la red alcanza los 10.327.665 kWh, dato esencial para comparar con el sistema de inversores de cadena.

### 5.3.1.6 Diagrama del Inversor de cadena

**Figura 5.6:** Diagrama de pérdidas obtenidos de la simulación en PVsyst para el inversor de cadena, Fuente: Elaboración propia



La Figura 5.6 muestra el diagrama de pérdidas del sistema con inversores de cadena, desde la irradiación solar hasta la energía inyectada a la red. La irradiación global de 1813 kWh/m<sup>2</sup>, y tras pérdidas ópticas se obtiene una irradiación efectiva de 2202 kWh/m<sup>2</sup>. Con una eficiencia STC de 20,45%, se genera una energía nominal de 12.428.318 kWh. Destacan pérdidas por temperatura (-5,13%), desajustes entre módulos (-1,99%) y pérdidas óhmicas (-0,49%). Los inversores de cadena presentan pérdidas por eficiencia de operación (-1,41%) y por operación fuera del punto nominal (-2,73%). También se registran pérdidas por transformación en media tensión (-1,13%) e indisponibilidad (-0,39%). Finalmente, la energía inyectada a la red alcanza los 10.424.202 kWh.

### **5.3.1.7 Conclusión General: Comparativa de Inversores Central SMA y de Cadena Huawei**

Ambos inversores analizados, Inversor Central SMA e Inversor de Cadena Huawei, presentan configuraciones de alto rendimiento diseñadas para maximizar la generación de energía en instalaciones solares de gran escala. Sin embargo, cada uno ofrece ventajas específicas que los hacen más adecuados para diferentes prioridades operativas y de diseño.

### **5.3.1.8 Producción Energética y Específica**

Según la simulación, el sistema con inversores de cadena Huawei produce 10.424.202 kWh/año, superando ligeramente al sistema con el inversor central SMA, que generó 10.327.635 kWh/año. Esto representa una ventaja de aproximadamente 96.567 kWh/año a favor del inversor de cadena, equivalente a un incremento de 0.94% en la producción total. La producción específica (kWh/kWp/año) también es mayor en el sistema con inversores de cadena (1926 kWh/kWp/año) en comparación con el central (1908 kWh/kWp/año), destacando un uso más eficiente de la capacidad instalada del sistema. Este resultado muestra que el sistema de cadena convierte y entrega energía de manera más eficiente, aprovechando mejor las condiciones locales.

### **5.3.1.9 Rendimiento del Sistema (Performance Ratio - PR)**

El PR del inversor de cadena Huawei fue de 82.14%, mientras que el inversor central SMA alcanzó 81.38%. En ambos casos, el PR mensual sube en los meses de menor irradiación (invierno), lo cual es habitual, y baja en verano por el impacto de las mayores temperaturas y ciertas pérdidas térmicas y de mismatching. Sin embargo, la configuración con Huawei alcanza valores de PR mensual ligeramente superiores, especialmente hacia mediados del año.

#### **5.3.1.10 Pérdidas del Sistema**

1. **Pérdidas por Sombreado y Suciedad:** Ambos sistemas muestran pérdidas idénticas por sombreado cercano (-1.86%) y por suciedad en los módulos (-3.00%). Esto indica que ambos proyectos se encuentran bien diseñados en términos de disposición de los paneles y estrategias para minimizar el impacto del entorno local en la irradiación recibida.

2. **Pérdidas Asociadas al Inversor:** El sistema de cadena Huawei presenta menores pérdidas durante la operación del inversor (-1.41% frente a -1.44%) y por sobrecarga (- 2.73% frente a -2.77%). Estas cifras destacan la eficiencia de los inversores de cadena al manejar mejor las variaciones de potencia en tiempo real, especialmente bajo condiciones de alta irradiación.

3. **Pérdidas en Transformadores y Cableado:** En cuanto a las pérdidas asociadas al cableado y transformadores, ambos sistemas tienen resultados similares. Las Pérdidas de Cableado DC son del 0,92% en SMA y del 0,49% en Huawei, lo que hace que Huawei tenga una ventaja en la eficiencia de cableado. Las pérdidas por desajustes de módulos son del 2,09% en SMA y de 1,99% en Huawei es decir que Huawei tiene menor perdidas por desajustes de módulos, las pérdidas en transformadores son -1.13% en Huawei y -1.09% en SMA, mientras que las pérdidas en el cableado de media tensión son menores en Huawei (-0.06% frente a -0.11%). Esto indica que ambos sistemas están diseñados de forma eficiente para la transmisión de energía desde el inversor hasta el punto de conexión con la red, aunque Huawei muestra una leve ventaja.

#### **5.3.2 Recolección y Análisis de Datos Reales de Operación**

En esta sección, se presentan los resultados obtenidos tras la recolección y análisis de los datos reales de operación del parque fotovoltaico Machicura durante un año. Los datos se recogieron con un intervalo de 5 minutos y abarcan desde agosto de 2023 hasta julio de 2024. La evaluación se centró en la comparación entre las configuraciones de inversor central (SMA Sunny Central 4600 UP) e inversor de cadena (Huawei SUN2000-185KTL-H), prestando atención a la generación de energía, la eficiencia y los eventos operativos relevantes, como los mantenimientos, los fallos y los ajustes de setpoints.

### **5.3.2.1 Metodología**

Para realizar este análisis, se utilizó el sistema de monitorización SCADA a través del portal de GPM (Green Power Monitor) para obtener los datos de generación en tiempo real. Se recogieron los siguientes datos:

- Energía DC (Corriente continua) de cada inversor.
- Energía AC (Corriente alterna) de cada inversor.
- Rendimiento del sistema (AC/DC) para determinar la eficiencia.
- Eventos de indisponibilidad que incluyen mantenimientos programados, ajustes de setpoints y fallos operativos.
- Condiciones externas como datos climáticos como la irradiancia global mensual, directa mensual, diaria global, velocidad del viento y temperatura ambiente.

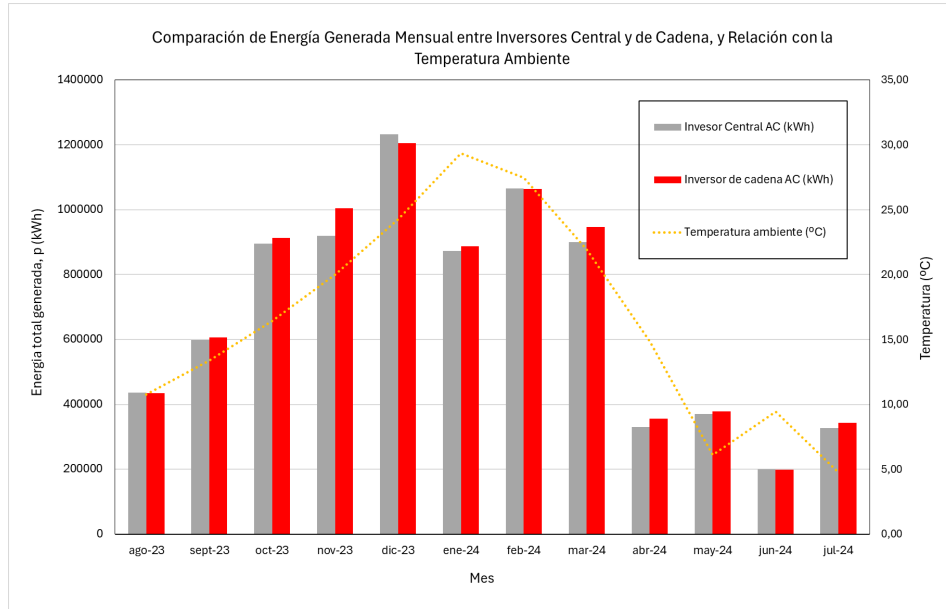
Posteriormente, esta información se procesa y analiza para compararla con los resultados de la simulación teórica obtenidos en el software PVsyst, lo que resulta fundamental para la comparación descrita en la siguiente sección de este capítulo.

### **5.3.2.2 Resultados de Generación de Energía**

Los resultados de la generación energética para los inversores central y de cadena se analizaron mes a mes. En la figura 5.7, se presentan las cantidades de energía generada en kWh para cada tipo de inversor durante el período de agosto de 2023 a julio de 2024. A continuación, se detalla la comparación

mensual de la producción de energía en kWh para ambos sistemas:

**Figura 5.7:** Comparación de la energía generada mensual entre inversores central y de cadena con la relación de la temperatura.



Los valores correspondientes a febrero y marzo fueron modificados mediante un proceso de normalización basado en el rendimiento del sistema (PR), con el fin de eliminar el impacto de los setpoints aplicados al inversor central durante esos meses. Adicionalmente, en enero y abril, se restaron los valores correspondientes a las indisponibilidades de la otra tecnología (ya sea de cadena o central) para permitir una comparación más justa entre ambos sistemas. Los valores y detalles específicos de las indisponibilidades se encuentran en el anexo A.2

### **Análisis detallado del gráfico, eventos operativos y mantenimientos agosto 2023**

En este mes, la generación es moderada debido a la transición de la temporada de invierno a la primavera. El inversor central generó 436690 kWh, mientras que el inversor de cadena alcanza los 434819 kWh, lo que muestra una diferencia mínima entre ambas tecnologías. Las temperaturas medias fueron de 10,76°C, valores relativamente bajos que afectan a la eficiencia general de los sistemas

fotovoltaicos, especialmente en condiciones de irradiación reducida.

### **Septiembre y octubre de 2023**

Durante septiembre, ambas configuraciones incrementaron su producción hasta cerca de 600 000 kWh, mientras que en octubre alcanzaron los 900 000 kWh. Este aumento se atribuye al incremento de la irradiación solar, característica de los meses de transición hacia el verano. Las temperaturas también subieron ligeramente, pasando de 13,39°C en septiembre a 16,44°C en octubre, lo que optimiza la generación en ambos sistemas. Durante este periodo, la diferencia en la producción entre los inversores siguió siendo mínima, lo que refleja condiciones homogéneas para ambas tecnologías.

### **Noviembre y diciembre de 2023**

Noviembre marca el inicio del período de máxima irradiación solar, con ambos inversores generando más de 1,000,000 de kWh. Sin embargo, en diciembre, el inversor central supera al inversor de cadena al producir 1,233,070 kWh frente a los 1,205,529 kWh de este último. Esta diferencia se debe a una falla en el inversor de cadena (Inversor 16), que permanece fuera de operación durante seis días, lo que reduce significativamente su producción. En cuanto al clima, diciembre registra una temperatura media de 24,26°C, lo que contribuye a los altos niveles de generación en ambos sistemas.

### **Enero de 2024**

En este mes, ambos sistemas experimentan una reducción en la producción debido a operaciones de mantenimiento. El inversor central genera 872630 kWh, mientras que el inversor de cadena alcanza los 886644 kWh. Para lograr una comparación justa, se ajustaron los valores del inversor central para compensar los días de mantenimiento del inversor de cadena. Las temperaturas alcanzaron su punto máximo del año, con un promedio de 29,34°C, pero el impacto de los eventos operativos fue más significativo que las condiciones climáticas.

### **Febrero y marzo de 2024**

Durante febrero, el inversor de cadena genera 1,063,088 kWh, superando ligeramente a la producción del inversor central, que es de 1,068,592 kWh. Sin embargo, en marzo las diferencias fueron más marcadas: 946,272 kWh para el

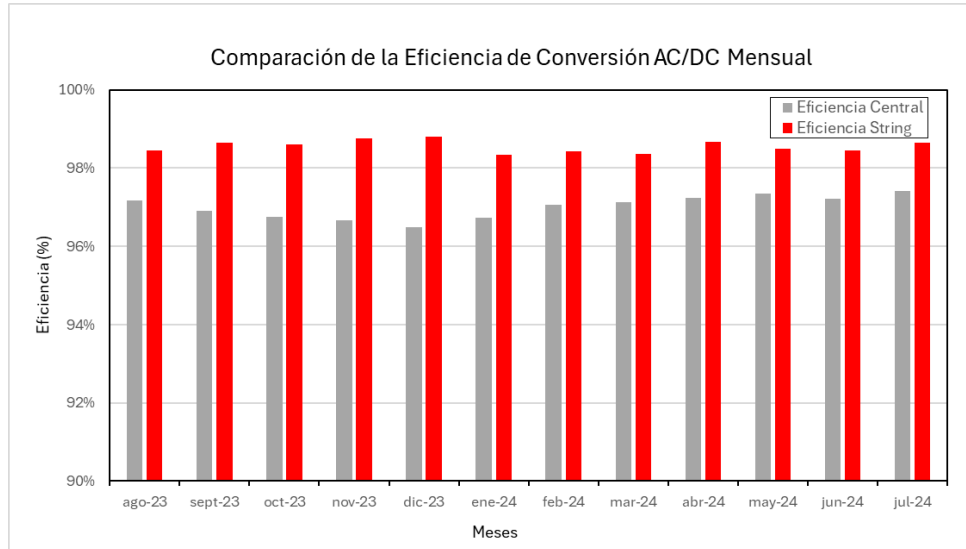
inversor de cadena frente a 900,702 kWh del inversor central. Esta variación se debe a que el inversor central opera con un setpoint de 3150 kW, considerablemente inferior a su capacidad nominal de 4600 kW, mientras que el inversor de cadena trabaja con un setpoint superior, de 3929 kW. Estas condiciones hicieron necesaria la normalización de los datos para poder realizar una comparación más justa. En cuanto al clima, las temperaturas fueron de 27,46 °C en febrero y 21,91 °C en marzo, lo que contribuye al rendimiento óptimo en ambos meses.

#### **Abril - Julio 2024**

En el mes de abril de 2024, se observó una reducción en la generación de energía de ambos inversores debido a un problema técnico en el sistema PPC SCADA GPM, el cual impacta significativamente al inversor central. Dicho sistema, responsable de la supervisión y control de la planta, experimente fallos que restringen la capacidad operativa del inversor central, resultando en una pérdida estimada de 229.177 kWh. Con el propósito de asegurar una comparación equitativa, este mismo valor ha sido descontado de la generación del inversor de cadena, facilitando así un análisis del rendimiento intrínseco de ambas configuraciones bajo condiciones similares. En mayo, la producción cayó a menos de 400.000 kWh para ambos sistemas. En el transcurso de junio y julio, se alcanzaron los niveles más bajos del año, con registros próximos a los 200.000 kWh. Las temperaturas experimentaron igualmente un descenso considerable, alcanzando los 4.78°C en julio, lo cual contribuyó al bajo rendimiento observado. Durante estos meses, las diferencias de producción entre los inversores fueron mínimas.

### 5.3.2.3 Resultados de Eficiencia

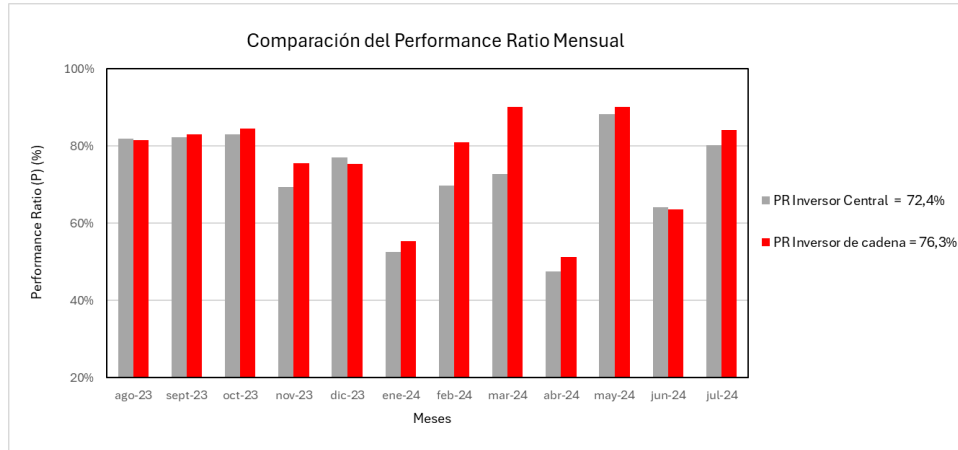
Figura 5.8: Comparación de la eficiencia de conversión AC/DC Mensual



El análisis presentado en la Figura 5.8 indica que el inversor de cadena mantiene una eficiencia superior, variando entre el 98% y el 99%, mientras que la eficiencia del inversor central varía entre el 96% y el 97%, con una ligera disminución al 96% en diciembre de 2023. Esta diferencia refleja las ventajas del diseño descentralizado del inversor de cadena, que minimiza las pérdidas internas en comparación con el inversor central, el cual presenta una mayor susceptibilidad a pérdidas al gestionar la totalidad de la generación desde un único punto de control.

### 5.3.2.4 Resultados del Performance Ratio

**Figura 5.9:** Comparación del Performance Ratio Mensual entre Inversores Central y de Cadena, Fuente: Elaboración propia



Los datos mostrados en la Figura 5.9 para excluir los períodos de mantenimiento al calcular el PR real, ya que esos períodos no representan el rendimiento técnico del sistema. No se aplicaron normalizaciones adicionales, como ajustes por setpoints, puesto que el PR real refleja el desempeño de los inversores en condiciones operativas reales. Los detalles específicos de estas modificaciones se encuentran en el anexo A.2

#### **Análisis comparativo según Figura 6.9:**

- En los meses de agosto a octubre, el inversor de cadena muestra un PR superior al del central, con diferencias más marcadas en noviembre posiblemente debido a factores externos como una mayor adaptación a condiciones de baja irradiación. Los dos inversores presentan un comportamiento consistente, con PR en el rango de 0.82 a 0.85, indicando un desempeño inicial positivo del parque y condiciones climáticas ventajosas. En noviembre, el PR del inversor de cadena (0.76) es ligeramente superior al del inversor central (0.69), lo cual podría vincularse a menores pérdidas internas en el inversor string.
- En diciembre y enero, se observa una notable disminución del PR para ambos inversores, coincidiendo con períodos de mantenimiento y problemas

operativos como fallos en las comunicaciones y desconexiones intermitentes. El PR desciende considerablemente a 0.53 (central) y 0.55 (cadena) debido a eventos operativos significativos, como mantenimientos extensos y fallos en la comunicación de los inversores. Tanto las elevadas temperaturas como los incidentes operativos pueden ser responsables de la disminución de rendimiento observada en diciembre y enero.

- En febrero y marzo, pese a que el inversor de cadena muestra una eficiencia notablemente superior durante estos meses, las configuraciones del set-point del inversor central restringieron su capacidad para generar energía, impactando su PR real. Esto destaca la importancia de las condiciones operativas en las métricas de rendimiento. Durante estos meses, los setpoints aplicados al inversor central limitaron su capacidad operativa, reflejándose en un PR más bajo (0.70 en febrero y 0.73 en marzo), mientras que el inversor de cadena mantuvo un rendimiento mejor (0.81 en febrero y 0.90 en marzo).

- En abril, se observa una notable reducción del PR en ambos inversores, atribuible al problema detectado en el sistema PPC SCADA GPM, el cual impacta significativamente tanto al inversor central como al inversor de cadena, aunque en menor medida. Los valores de PR para ambos sistemas son bajos (0.48 para el central y 0.51 para el string) debido a la baja irradiancia y al problema en el sistema PPC SCADA GPM, que afecta particularmente al inversor central.

- Desde mayo, los PR empiezan a mejorar, notablemente durante junio y julio, presentando valores más constantes. El PR es más alto en meses que tienen una irradiancia moderada y temperaturas más bajas, como es el caso de agosto a octubre y de mayo a julio.

El análisis del Performance Ratio real demuestra que el inversor de cadena es más eficiente y menos propenso a pérdidas operativas en las condiciones evaluadas, mientras que el inversor central, aunque es funcional, se ve más afectado por restricciones externas y operativas. En comparación, el inversor de cadena muestra un PR superior al central, con una ventaja media del 2%, atribuida a su capacidad para adaptarse a las fallas parciales y a sus menores pérdidas internas.

### **5.3.3 Comparación entre Producción Teórica y Real**

Evaluar los resultados de simulaciones teóricas frente a los datos operativos reales es fundamental para determinar la precisión de herramientas como PVsyst y para comprender la influencia de las condiciones reales en el rendimiento de un parque solar. Este análisis abarca la relación entre el PR teórico y el observado, la comparación entre energía estimada y generada, y el impacto de factores operativos y climáticos, tales como mantenimiento, ajustes en setpoints, irradiancia y temperatura. El objetivo es detectar diferencias, establecer patrones y desarrollar recomendaciones para optimizar el desempeño energético y económico del sistema.

#### **5.3.3.1 Generación de energía**

La generación de energía es un parámetro fundamental para evaluar el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos. Para este análisis, se comparan los valores obtenidos de la simulación teórica en PVsyst, que representan un escenario ideal de operación, frente a los datos reales recolectados del sistema SCADA del parque fotovoltaico.

##### **Datos Simulados:**

Los valores simulados de generación de energía se obtuvieron de los informes de PVsyst para el inversor central SMA y el inversor de cadena Huawei. Estos datos reflejan la energía producida en condiciones óptimas, teniendo en cuenta los parámetros específicos de diseño y las condiciones climáticas locales simuladas.

##### **Datos reales:**

Los datos reales corresponden a la energía generada por ambos inversores y registrada en intervalos de 5 minutos durante un año. Para una comparación justa, se han descontado los períodos de mantenimiento y los eventos operativos específicos que afectaron a la producción.

##### **Resultados**

Inversor Central SMA SUNNY Central SC-4600-UP:

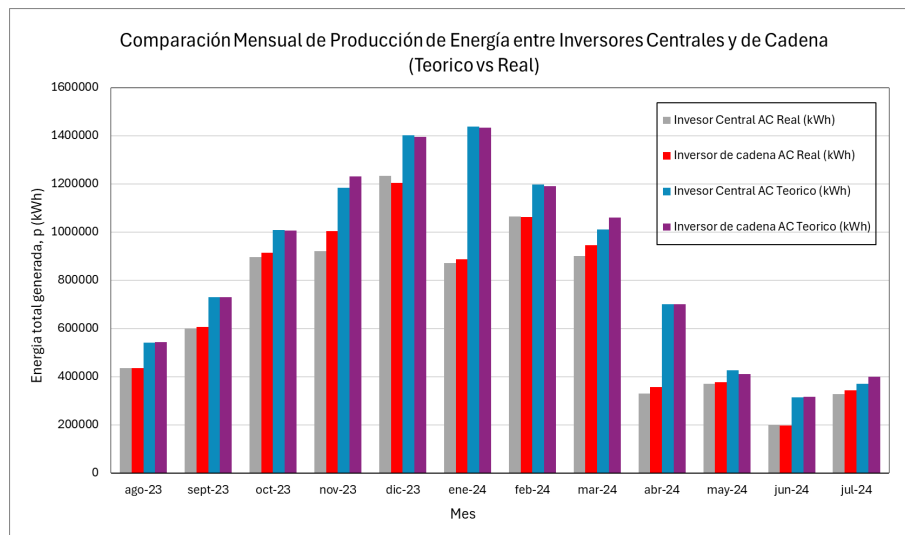
- Energía anual simulada en Figura 6.3: 10.327.635 kWh.
- Energía anual generada en Figura 6.7 (real): 8.219.610 kWh
- Diferencia: 2.108.025 kWh

Inversor de cadena Huawei SUN2000-185KTL-H1:

- Energía anual simulada en Figura 6.4 para el inversor central: 10.424.202 kWh
- Energía anual generada en Figura 6.7 (real): 8.637.900 kWh
- Diferencia: 1.786.302 kWh

El detalle mensual de estas diferencias puede observarse en la Figura 6.10, donde se compara la producción teórica y real de energía para ambos tipos de inversores a lo largo del año.

**Figura 5.10:** Comparación Mensual de Producción de Energía entre Inversores Centrales y de Cadena (Teórico vs Real).



Hasta ahora, se han cumplido los objetivos 1, 2 y 3, estableciendo una base para analizar el desempeño de los inversores de cadena y centrales en una planta fotovoltaica en el centro-sur de Chile. Simulaciones con PVsyst y datos reales muestran que los inversores de cadena tienen un rendimiento energético ligeramente superior, con menos pérdidas y un mejor Performance Ratio. La comparación entre resultados simulados y reales confirma la fiabilidad de las

herramientas de simulación y destaca las condiciones que afectan el rendimiento de estas configuraciones.

Para un análisis completo, se debe completar el Objetivo 4, que evalúa económicamente mediante el Costo Nivelado de Energía (LCOE). Esto es crucial para determinar si las ventajas técnicas de los inversores de cadena justifican sus costos iniciales y operativos comparados con los centrales, integrando así aspectos técnicos y económicos para futuras decisiones en diseño y operación de plantas fotovoltaicas.

Diferencias entre lo simulado y lo real:

Para ambos inversores, los valores reales son inferiores a los simulados, lo que puede atribuirse a eventos operativos no contemplados en la simulación, como fallas técnicas, mantenimiento y fluctuaciones climáticas no ideales. El inversor de cadena Huawei muestra una generación ligeramente mayor en comparación con el inversor central SMA, tanto en valores reales como en simulación, lo que refleja una ventaja marginal en eficiencia operativa. Durante determinados meses, como febrero y marzo, se registraron limitaciones en la generación debido a ajustes de setpoints y mantenimientos programados, lo que afectó especialmente al inversor central. Estos eventos se compensaron en el análisis mediante ajustes y normalización de los datos para mantener condiciones comparables.

#### **5.3.4 Performance Ratio (PR)**

El Performance Ratio (PR) es un indicador clave para evaluar la eficiencia general del sistema fotovoltaico, ya que relaciona la energía generada con la energía teórica máxima que podría producirse en función de la irradiancia recibida (Lagarde et al., 2023). En este análisis, se comparan los valores simulados en PVsyst con los obtenidos a partir de los datos reales, ajustados según eventos operativos.

#### **Cálculo del PR simulado**

Los valores de PR simulado se extrajeron de los reportes de las simulaciones generadas por PVsyst para cada inversor. Estos representan condiciones ideales, considerando pérdidas estimadas por temperatura, rendimiento del inversor y otros factores modelados.

## Cálculo del PR real

El Performance Ratio (PR) se calcula con la fórmula:

$$PR = \frac{E_{Grid}}{GlobInc * P_{nom}}$$

Donde:

- **E Grid:** Energía entregada a la red (kWh).
- **GlobInc:** Irradiancia en el plano de los paneles (kWh/m<sup>2</sup>).
- **P nom:** Potencia nominal del sistema (kWp).

*Para garantizar comparaciones justas entre la producción simulada y la real, se descontaron los períodos de mantenimiento y eventos operativos que afectaron la generación, pero no se realizaron normalizaciones adicionales.*

## Resultados

Inversor Central SMA SUNNY Central SC-4600-UP:

- Energía anual simulada en Figura 6.3 para el inversor central: 81,38%
- Energía anual generada en Figura 6.9 (real): 72,4%
- Diferencia: 8,98%

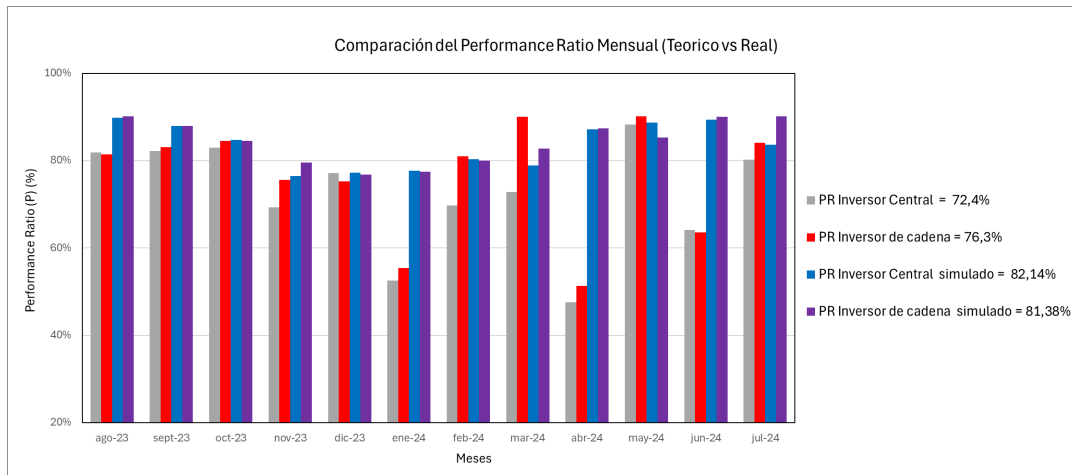
Inversor de cadena Huawei SUN2000-185KTL-H1:

- Energía anual simulada en Figura 6.4 para el inversor central: 82,14%
- Energía anual generada en Figura 6.9 (real): 76,3%
- Diferencia: 5,84%

La Figura 5.11 muestra una marcada diferencia entre los valores simulados y reales del Performance Ratio (PR) para los inversores estudiados. Para el inversor central, el PR simulado promedio fue de 82,14%, mientras que el PR real promedio solo fue del 72,4%, indicando la influencia de factores operativos no considerados en la simulación. En contraposición, aunque el PR simulado promedio para el inversor de cadena fue similar (81,38%), su PR real promedio fue mayor, con un valor de 76,3%. Esto demuestra una mayor resistencia del

inversor de cadena ante las condiciones reales y los eventos operativos.

**Figura 5.11:** Comparación del Performance (Teórico vs Real).



## Análisis de las Indisponibilidades

### Inversor Central SMA SUNNY Central SC-4600-UP

De acuerdo con los datos recopilados, las interrupciones en el inversor central son atribuibles principalmente a mantenimientos programados, configuraciones operativas particulares (tales como la reducción de setpoints en determinados meses), así como a fallas menores asociadas con el sistema de monitoreo SCADA. Durante el período de análisis, las indisponibilidades dieron lugar a una pérdida estimada de 343.329 kWh, lo que representa un 3,32% de la generación anual prevista. Este evento afectó el PR real, especialmente en los meses de febrero y marzo, cuando las configuraciones de setpoint redujeron de manera significativa la capacidad operativa. Los mantenimientos y las fallas intermitentes presentaron una duración promedio de 1 día por incidente, con un total de 31 eventos registrados, lo que resultó en un impacto acumulativo considerable sobre la generación. El detalle completo de estas indisponibilidades se encuentra en el Anexo A.2.2.

### Inversor de cadena Huawei SUN2000-185KTL-H1

Las interrupciones en los inversores de cadena se presentaron con mayor frecuencia, aunque con una duración reducida. Estas interrupciones comprenden cierres forzados derivados de alarmas del sistema eléctrico, desconexiones ocasionadas por fallos en la comunicación del sistema SCADA y

mantenimientos preventivos a nivel general de la planta. Las pérdidas energéticas acumuladas ascendieron a 363.672,6 kWh, lo que corresponde al 3,49% de la capacidad anual. En este contexto, las interrupciones tuvieron una distribución más uniforme a lo largo del año, con eventos significativos en los meses de enero y abril, los cuales fueron consecuencia de fallas en la red y de mantenimientos generales. Aunque las fallas individuales no generaron un impacto significativo por sí solas, se registraron 35 eventos a lo largo del año, con una duración promedio de 1 día por evento. El detalle completo de estas indisponibilidades se encuentra en el Anexo A.2.2.

### **Conclusiones preliminares:**

Las indisponibilidades afectan directamente el PR, especialmente durante meses cuando los setpoints o actividades de mantenimiento afectan la producción. Para el inversor central, las pérdidas derivaron de eventos prolongados, mientras que en el inversor de cadena se debieron a fallas más frecuentes, pero breves. No obstante, ambos sistemas conservan un PR anual adecuado, con variaciones mínimas según la tecnología del inversor. El inversor de cadena mostró mayor consistencia en el PR real frente al PR simulado, en contraste con el inversor central que presentó más fluctuaciones debidas a su sensibilidad ante configuraciones externas y eventos operativos. El inversor central es afectado por factores externos como las configuraciones ajustadas en febrero y marzo, que disminuyeron su operatividad y lo alejaron de los valores simulados. Entretanto, el inversor de cadena, gracias a su arquitectura distribuida, es menos vulnerable a fallos críticos, asegurando un funcionamiento más estable bajo condiciones reales. El análisis comparativo muestra que las simulaciones con PVSyst son fundamentales para anticipar el desempeño de un sistema fotovoltaico, aunque los datos recogidos en campo son esenciales para evaluar su comportamiento bajo condiciones reales de operación. Este enfoque combinado permite identificar las ventajas y desventajas de ambas configuraciones de inversores, destacando la superioridad del inversor de cadena en términos de consistencia y resistencia ante influencias externas.

### **5.3.5 Evaluar la viabilidad económica mediante el cálculo del LCOE**

El Costo Nivelado de Energía (LCOE) es una métrica fundamental para evaluar la viabilidad económica de los sistemas fotovoltaicos, ya que permite comparar tecnologías en términos de costos de inversión, operación y generación de energía a lo largo de la vida útil del proyecto (Ragnarsson et al., 2015). En esta sección, se analiza el LCOE de los inversores central y string, considerando tanto los valores simulados como los reales obtenidos tras un año de operación.

Para interpretar correctamente los resultados económicos del LCOE, es fundamental conectar este análisis con los Objetivos 1, 2 y 3, que permite evaluar la producción energética, la eficiencia de conversión y la comparación entre valores simulados y medidos en la planta. Estos análisis técnicos proporcionan la base para justificar las diferencias en el LCOE de cada tecnología y comprender cómo las condiciones operativas afectan la viabilidad del proyecto.

#### **5.3.5.1 Conexión con los Objetivos 1, 2 y 3**

El análisis de la planta fotovoltaica, basado en los Objetivos 1, 2 y 3, revela cómo la configuración, la producción real y la comparación con valores simulados afectan el LCOE.

El Objetivo 1 define la capacidad y especificaciones de los inversores centrales y string, determinando su impacto en CAPEX, OPEX y LCOE. Aunque los inversores de cadena tienen un CAPEX mayor, su menor OPEX y mayor eficiencia pueden reducir el LCOE.

El Objetivo 2 evalúa la producción real en un año de operación, identificando una reducción respecto a la estimada debido a mantenimientos programados y fallas en los inversores centrales, lo que disminuye su disponibilidad. Además, se registraron desviaciones en el Performance Ratio (PR), con valores menores a los simulados, lo que elevó el LCOE al distribuir los costos sobre una menor generación. Las fallas en los inversores centrales aumentaron los costos operativos, justificando su LCOE más alto en comparación con los inversores string.

Finalmente, el Objetivo 3 evidencia que la producción real fue entre un 17% y un 20% menor a la simulada debido a mayores pérdidas operacionales y un PR

inferior al esperado. Los inversores de cadena mostraron un mejor desempeño con menor diferencia entre producción real y simulada, lo que contribuyó a un LCOE más bajo. En cambio, los inversores centrales, con mayores pérdidas y un OPEX más alto, resultaron en un LCOE mayor.

### 5.3.5.2 Resultados del LCOE

Tabla 5.1: Datos de generación y LCOE para diferentes escenarios

<b>Escenario</b>	<b>Generación (MWh/año)</b>	<b>LCOE (USD/MWh)</b>
Inversor Central - Real	7,941	58.88
Inversor de cadena- Real	8,431	56.07
Inversor Central - Simulado	10,328	45.27
Inversor de cadena - Simulado	10,424	45.35

Como se resume en la Tabla 5.1, el estudio revela que el LCOE real es mayor que el simulado en ambas tecnologías, debido a pérdidas operacionales y costos adicionales no considerados en la simulación teórica.

Factores como fallas y mantenimientos correctivos, pérdidas en inversores y cableado, y variaciones en las condiciones climáticas reducen la eficiencia y disponibilidad del sistema, elevando el LCOE al distribuir los costos sobre una menor producción de energía.

En cifras, el LCOE real del inversor central es 58.88 USD/MWh frente a un simulado de 45.27 USD/MWh, mientras que en el inversor de cadena (String) es 56.07 USD/MWh comparado con 45.35 USD/MWh, representando una diferencia cercana al 30% en ambos casos. Esto indica que los costos de generación fueron subestimados en el diseño inicial del proyecto, lo que podría afectar las proyecciones de retorno de inversión si no se optimizan las estrategias de operación y mantenimiento.

El estudio confirma que el sistema de inversores string presenta un menor LCOE en comparación con los inversores centrales, tanto en valores simulados como reales, debido a su mejor desempeño económico y operativo. Esto se explica por una menor pérdida energética gracias a una conversión más distribuida, mayor disponibilidad operativa (donde una falla afecta solo una pequeña parte del

sistema), y menores costos de mantenimiento y reparación.

En términos concretos, el LCOE real del sistema string es de 56,07 USD/MWh y el del sistema central es de 58,88 USD/MWh, con una diferencia del 5% durante un período de análisis de 25 años. Aunque el CAPEX inicial de los inversores string suele ser mayor, su menor OPEX y mejor rendimiento energético compensan esta inversión. Además, estos valores son competitivos frente a tecnologías convencionales como el diésel o gas, cuyo LCOE puede superar los 100 USD/MWh, posicionando a la tecnología string como una alternativa más eficiente y rentable a largo plazo.

## 6 Capítulo 6 Conclusiones

Este capítulo presenta las conclusiones generales del estudio, en el que se compararon los sistemas de inversores central y de cadena en una planta fotovoltaica de 9 MW, evaluando tanto su desempeño energético como su viabilidad económica a través del Costo Nivelado de Energía (LCOE). El análisis de la información recolectada y la conexión con los hallazgos de los capítulos anteriores permiten establecer las implicaciones técnicas y financieras de cada tecnología y proponer estrategias de optimización futuras.

En primer lugar, se confirmó que los inversores de cadena ofrecen un mejor desempeño energético en comparación con los inversores centrales, reflejado en una mayor disponibilidad operativa y una menor penalización por fallas o mantenimientos. Este comportamiento se explica por la distribución de la conversión de energía en múltiples unidades, lo que reduce el impacto individual de un evento de falla y facilita la gestión independiente de cada segmento de la planta. Como consecuencia, la producción real de energía en la configuración de cadena (String) estuvo más cercana a las simulaciones teóricas, mientras que en los inversores centrales se evidenciaron mayores desviaciones.

Otro hallazgo relevante fue la diferencia entre la generación simulada y la generación real. Si bien se obtuvo una buena correlación en términos generales, la potencia efectiva aprovechada fue menor a la estimada en las simulaciones, lo que indica que aún existen pérdidas operacionales y climáticas no contempladas plenamente en los modelos. Entre los factores identificados se encuentran mantenimientos programados, situaciones operativas específicas y variaciones meteorológicas. Esta diferencia afecta el cálculo económico, incrementando el LCOE real con respecto al valor simulado.

El estudio del Costo Nivelado de Energía (LCOE), tanto en su versión real como en la simulada, permite ubicar la planta en el contexto del mercado nacional e internacional. Los resultados muestran que, para ambas tecnologías, el LCOE real es superior al LCOE simulado, lo cual se atribuye principalmente a la menor producción efectiva y a costos de operación y mantenimiento más elevados de lo proyectado. Sin embargo, el inversor de cadena volvió a destacar por mantener un LCOE inferior al del inversor central, confirmando su eficiencia

técnica y su desempeño robusto a pesar de las condiciones de operación de la planta.

Además de la comparación entre tecnologías y escenarios (real vs. simulado), los valores de LCOE obtenidos se contrastaron con cifras reportadas en el mercado chileno e internacional. El LCOE simulado se acerca a los rangos competitivos observados en licitaciones recientes, mientras que el LCOE real se sitúa por encima, evidenciando que la operación efectivamente registrada durante el año analizado implicó mayores costos y menores rendimientos que los considerados en el modelo teórico. Aun así, se prevé que la optimización continua de la operación y el mantenimiento de la planta podría acercar los costos reales a niveles más competitivos.

Por otra parte, aunque este análisis se basó en datos de un año específico de operación, entre el período de agosto de 2023 a julio de 2024, los resultados reflejan condiciones operativas consolidadas, permitiendo una visión madura del rendimiento del sistema. Las fluctuaciones climáticas o escenarios de mantenimiento intensivo en ese año podrían explicar parte de las diferencias entre la realidad y la simulación, lo que refuerza la importancia de extender la evaluación a varios años para capturar la variabilidad y las tendencias de largo plazo.

En conclusión, este trabajo revela que la elección de inversores de cadena aporta mayor estabilidad operativa y un LCOE final más bajo que la configuración central, aunque también pone de manifiesto la relevancia de considerar factores operativos reales y condiciones climáticas específicas al estimar la viabilidad económica de proyectos fotovoltaicos. El continuo monitoreo de la planta y la revalidación de los modelos de simulación, junto con estrategias de mantenimiento optimas, permitirán al proyecto maximizar su competitividad en el mercado nacional y acercar el LCOE real a los rangos estimados en las simulaciones y en las referencias internacionales. Estas conclusiones proporcionan una base sólida para futuros análisis y para la toma de decisiones en el diseño y la operación de plantas fotovoltaicas de características similares.

Como proyección futura, se propone extender este tipo de análisis a otras plantas fotovoltaicas operadas por Colbún S.A., especialmente aquellas ubicadas en regiones con condiciones climáticas distintas a la zona centro-sur. Esto permitiría

contrastar el comportamiento de distintas configuraciones de inversores bajo escenarios reales diversos. Asimismo, se plantea incorporar tecnologías complementarias como sistemas de almacenamiento, lo que permitiría evaluar su impacto sobre el rendimiento energético y el LCOE. Finalmente, se sugiere avanzar hacia estrategias de operación y mantenimiento más eficientes, basadas en análisis de datos SCADA históricos y enfoques predictivos.

## 6. Glosario

Este trabajo emplea términos técnicos y siglas propias de la energía fotovoltaica y su análisis económico. Para facilitar su comprensión, especialmente a quienes no dominan estos conceptos, se incluye a continuación un glosario con las expresiones más relevantes usadas en este trabajo.

**FV / PFV** Fotovoltaico / Planta Fotovoltaica. Instalación que transforma la energía solar en energía eléctrica.

**kWp (kilowatt pico)** Máxima potencia que un sistema fotovoltaico puede producir según condiciones estándar.

**MWh (megavatio-hora)** Unidad de energía. Equivale a un millón de vatios-hora.

**MPPT (Seguimiento del Punto de Máxima Potencia):** Algoritmo utilizado por los inversores para identificar y mantener el punto de operación óptimo del generador solar, maximizando la producción de energía en función de la irradiancia y temperatura.

**CAPEX** Costo inicial de construcción de una planta FV (máquinas, infraestructura civil, licencias).

**OPEX** Costos anuales de operación y mantenimiento de la planta (limpieza, seguros, monitoreo).

**LCOE** Costo Nivelado de la Electricidad. Abreviación que refleja el precio promedio por MWh producido dentro de la vida de la obra, teniendo en cuenta CAPEX, OPEX y producción.

**PR (Performance Ratio)** Mide la productividad real de una planta FV respecto a su capacidad teórica. Se expresa en %.

**EGrid / EArray** EArray es la energía producida antes de pérdidas; EGrid es la que finalmente se entrega a la red.

**SCADA** Sistema que se utiliza para supervisar, regular y

registrar datos de operación en plantas fotovoltaicas.

**PVsyst** Software especializado para simular, evaluar y dimensionar sistemas fotovoltaicos.

**IRENA** Agencia Internacional de Energías Renovables. Publica información estadística global sobre desarrollo energético.

**Inversor de Cadena (String)** Inversor que transforma la energía de corriente continua de un conjunto de módulos solares en corriente alterna. Es modular y se puede mantener fácilmente.

**Inversor Central** Inversor de mayor tamaño que controla más de una cadena simultáneamente. Tiene menor precio de partida, pero menor fiabilidad frente a fallas.

## 7 Referencias

- Abella, M. (2005). *Sistemas fotovoltaicos: introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaicas*. S.A.P.T. Publicaciones Técnicas. Retrieved from <https://books.google.cl/books?id=krRAAAAACAAJ>
- Arráez-Cancelliere, O. A., Muñoz-Galeano, N., Lopez-Lezama, J. M., Arráez-Cancelliere, O. A., Muñoz-Galeano, N., & Lopez-Lezama, J. M. (2017). Performance and economical comparison between micro-inverter and string inverter in a 5, 1 kwp residential pv-system in colombia. In *Workshop on power electronics and power quality applications (pepqa)* (p. 1-5). doi: 10.1109/PEPQA.2017.7981678
- Atasoy, B., & Tezcan, S. S. (2021). Comparison of string and central inverter for 10mw pv plant. In *2021 5th international symposium on multidisciplinary studies and innovative technologies (ismsit)* (p. 182-186). doi: 10.1109/ISMSIT52890.2021.9604588
- Blaabjerg, F., Yang, Y., Ma, K., & Wang, X. (2015). Advanced grid integration of renewables enabled by power electronics technology. In D. Schulz (Ed.), *Nachhaltige energievorsorgung und integration von speichern* (pp. 3–9). Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
- Brooks, A. E. (2014). Chapter 18 - solar energy: Photovoltaics. In T. M. Letcher (Ed.), *Future energy (second edition)* (Second Edition ed., p. 383-404). Boston: Elsevier. Retrieved from <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780080994246000181> doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-099424-6.00018-1>
- Castro-Santos, L., Garcia, G. P., Estanqueiro, A., Justino, P. A., n, n, & n. (2015). The levelized cost of energy (lcoe) of wave energy using gis based analysis: The case study of portugal. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 65, 21-25. Retrieved from <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061514005730> doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.09.022>
- CEN, C. E. N. (2024). *Reporte energético del sistema eléctrico nacional - agosto 2024*. Retrieved from [https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/08/CEN\\_Reporte\\_Energetico\\_SEN\\_Ago24.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/08/CEN_Reporte_Energetico_SEN_Ago24.pdf) (Accedido:

2024-11-07)

Clauser, C., & Ewert, M. (2018). The renewables cost challenge: Levelized cost of geothermal electric energy compared to other sources of primary energy – review and case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 3683-3693. Retrieved from <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117314727> doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.095>

Colbún S.A. (2023). *Nuestra historia*. Retrieved from <https://www.colbun.cl/corporativo/quienes-somos/nuestra-historia> (Accedido: 13 de noviembre de 2024)

Desai, A., Mukhopadhyay, I., Ray, A., n, n, & n. (2020a). Performance analysis of string and central inverter based ideally designed utility scale solar pv plant. In 2020

*47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)* (p. 2412-2417). doi: 10.1109/PVSC45281.2020.9300494

Desai, A., Mukhopadhyay, I., Ray, A., n, n, & n. (2020b). Performance analysis of string and central inverter based ideally designed utility scale solar pv plant. In 2020 *47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)* (p. 2412-2417). doi: 10.1109/PVSC45281.2020.9300494

Duffie, J., & Beckman, W. (2013). *Solar engineering of thermal processes*. Wiley.

Retrieved from <https://books.google.cl/books?id=5uDdUfMgXYQC>

Díez-Mediavilla, M., Dieste-Velasco, M., Rodríguez-Amigo, M., García-Calderón, T., Alonso-Tristán, C., n, & n. (2014). Performance of grid-tied pv facilities based on real data in Spain: Central inverter versus string system. *Energy Conversion and Management*, 86, 1128-1133. Retrieved from <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890414006128> doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.06.087>

ElNozahy, M., & Salama, M. (2013, 05). Technical impacts of grid-connected photovoltaic systems on electrical networks—a review. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 5. doi: 10.1063/1.4808264

Eléctricos, E. (2022). *Informe sobre el mínimo técnico del parque fotovoltaico machicura*. Author. Retrieved 2024-11-07, from [https://s3.us-east-1.amazonaws.com/cen-data-ingestion-prd/extraido/2022/11/Anexo Carta GM N191-2022 EE](https://s3.us-east-1.amazonaws.com/cen-data-ingestion-prd/extraido/2022/11/Anexo_Carta_GM_N191-2022_EE)

-EN-2022-1193-RA INFORME Minimo Tecnico PF Machicura.pdf (Documento preparado para Colbún S.A. (Informe N.º EE-EN-2022-1192-RA))

Faranda, R. S., Hafezi, H., Leva, S., Mussetta, M., Ogliari, E., & n. (2015). The optimum pv plant for a given solar dc/ac converter. *Energies*, 8 (6), 4853–4870. Retrieved from <https://www.mdpi.com/1996-1073/8/6/4853> doi: 10.3390/en8064853

Gorjian, S., & Ebadi, H. (2020). Chapter 1 - introduction. In S. Gorjian & A. Shukla (Eds.), *Photovoltaic solar energy conversion* (p. 1-26). Academic Press. Retrieved from <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128196106000016> doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819610-6.00001-6>

Gray, J. L. (2010). The physics of the solar cell. In *Handbook of photovoltaic science and engineering* (p. 82-129). John Wiley Sons, Ltd. Retrieved from <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9780470974704.ch3> doi: <https://doi.org/10.1002/9780470974704.ch3>

Gray, J. L. (2013). Solar radiation. In *Solar engineering of thermal processes* (p. 3-42). John Wiley Sons, Ltd. Retrieved from <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9781118671603.ch1> doi: <https://doi.org/10.1002/9781118671603.ch1>

Green, M. (1982). *Solar cells: Operating principles, technology, and system applications*. Prentice-Hall. Retrieved from <https://books.google.cl/books?id=ODAEAQAAIAAJ>

Gueymard, C. A., & Myers, D. R. (2008). Solar radiation measurement: Progress in radiometry for improved modeling. In V. Badescu (Ed.), *Modeling solar radiation at the earth's surface: Recent advances* (pp. 1–27). Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. Retrieved from [https://doi.org/10.1007/978-3-540-77455-6\\_1](https://doi.org/10.1007/978-3-540-77455-6_1)

-6 1\_ doi: 10.1007/978-3-540-77455-6 1\_

Hameed, M., Haytham, R., Fakhir, H., Al-Hillali, A., n, & n. (2023, 04). Performance analysis of 20kw rooftop photovoltaic system installed at mtu university

using pvsyst software. In (p. 01-06). doi: 10.1109/ICEEICT56924.2023.10157175 Hayder, W., Ogliari, E., Dolara, A., Abid, A., Ben Hamed, M., & Sbita, L. (2020). Improved pso: A comparative study in mppt algorithm for pv system control under partial shading conditions. *Energies*, 13(8). Retrieved from <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/8/2035> doi: 10.3390/en13082035

Hersch, P., & Zweibel, K. (1982, 2). Basic photovoltaic principles and methods. Retrieved from <https://www.osti.gov/biblio/5191389> doi: 10.2172/5191389

Huawei, L. (2024). Smart pv string inverter (sun2000): Technical manual [Computer software manual]. Retrieved from <https://support.huawei.com/enterprise/es/doc/EDOC1100138400> (Accedido el 10 de noviembre de 2024)

IRENA, I. R. E. A. (2023). *Renewable capacity statistics 2023*. Retrieved from <https://www.irena.org/Publications/2023/Mar/Renewable-capacity-statistics-2023> (Accedido: 2024-11-07)

Kabir, E., Kumar, P., Kumar, S., Adelodun, A., Kim, K.-H., n, & n. (2017, 09). Solar energy: Potential and future prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82. doi: 10.1016/j.rser.2017.09.094

Kolantla, D., Mikkili, S., Pendem, S. R., Desai, A. A., novale, & novale. (2020). Critical review on various inverter topologies for pv system architectures. *IET Renewable Power Generation*, 14(17), 3418-3438. Retrieved from <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-rpg.2020.0317> doi: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2020.0317>

Lagarde, Q., Beillard, B., Mazen, S., Denis, M.-S., Leylaverigne, J., n, . . . n (2023). Performance ratio of photovoltaic installations in france: Comparison between inverters and micro-inverters. *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*, 35(8), 531-538. Retrieved from <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1018363921001677> (Renewable, sustainable, and clean energy sources) doi: <https://doi.org/10.1016/j.jksues.2021.11.007>

Landis, G. (2022). 1.37 - solar power satellites. In T. M. Letcher (Ed.), *Comprehensive renewable energy (second edition)* (Second Edition ed., p. 776-

783). Oxford: Elsevier. Retrieved from <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128197271001230> doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819727-1.001230>

-0

Le, N. T., & Benjapolakul, W. (2019). Comparative electrical energy yield performance of micro-inverter pv systems using a machine learning approach based on a mixed-effect model of real datasets. *IEEE Access*, 7, 175126-175134. doi: 10.1109/ACCESS.2019.2957381

Lin, C.-F. (2015). Solar cells. In C.-C. Lee (Ed.), *The current trends of optics and photonics* (pp. 237–259). Dordrecht: Springer Netherlands. Retrieved from [https://doi.org/10.1007/978-94-017-9392-6\\_9](https://doi.org/10.1007/978-94-017-9392-6_9) doi: 10.1007/978-94-017-9392-6\_9

Mahmood, M. H., Ali, I. I., Ahmed, O. A., Mahmood, M. H., Ali, I. I., & Ahmed,

O. A. (2020, jul). Design and implementation of intelligent mppt based on fpga for pv system. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 881 (1), 012138. Retrieved from <https://dx.doi.org/10.1088/1757-899X/881/1/012138> doi: 10.1088/1757-899X/881/1/012138

Mahmood, M. H., Mohammed, R. H., Hashim, H. F., Al-Hilali, A. A., n, n, & n. (2023). Performance analysis of 20kw rooftop photovoltaic system installed at mtu university using pvsyst software. In *2023 second international conference on electrical, electronics, information and communication technologies (iceeict)* (p. 01-06). doi: 10.1109/ICEEICT56924.2023.10157175

Mani, M., & Pillai, R. (2010). Impact of dust on solar photovoltaic (pv) performance: Re- search status, challenges and recommendations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14 (9), 3124-3131. Retrieved from <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110002455> doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.065>

Mehdi, G., Ali, N., Hussain, S., Zaidi, A. A., Shah, A., & Azeem, M. (2019, 03). Design and fabrication of automatic single axis solar tracker for solar panel.. doi: 10.1109/ICOMET.2019.8673496

Mellit, A., & Kalogirou, S. (2022). 1 - solar radiation and photovoltaic systems: Modeling and simulation. In A. Mellit & S. Kalogirou (Eds.), *Handbook of artificial*

*intelligence techniques in photovoltaic systems* (p. 1-41). Academic Press. Retrieved from <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128206416000016> doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820641-6.00001-6>

Mertens, K., & Hanser, K. F. (2014). Photovoltaics: Fundamentals, technology and practice. In *Photovoltaics: Fundamentals, technology and practice* (1st edition ed., pp. 177–181). Wiley. Retrieved from <http://ndl.ethernet.edu.et/bitstream/123456789/87792/3/Photovoltaics%20Fundamental%20and.pdf>

Nema, P., Nema, R., Rangnekar, S., Nema, P., Nema, R., & Rangnekar, S. (2009). A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and pv-solar: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13 (8), 2096- 2103. Retrieved from <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032108001755> doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.10.006>

Phap, V., & Le, T. T. H. (2019, 12). Comparison of central inverter and string inverter for solar power plant: Case study in vietnam. , 11-23.

Ragnarsson, B. F., Oddsson, G. V., Unnthorsson, R., Hrafnkelsson, B., n, n, & n. (2015). Levelized cost of energy analysis of a wind power generation system at búrfell in iceland. *Energies*, 8 (9), 9464–9485. Retrieved from <https://www.mdpi.com/1996-1073/8/9/9464> doi: 10.3390/en8099464

Rawat, T., Singh, J., Sharma, S., n, n, & n. (2023). Performance analysis of 400 kw rooftop solar plant at swami keshvanand institute of technology, management gramothan, jaipur using pvsyst. In *2023 international conference on power, instrumentation, energy and control (piecon)* (p. 1-6). doi: 10.1109/PIECON56912.2023.10085828

Reca-Cardena, J., & López-Luque, R. (2018). Chapter 9 - design principles of photovoltaic irrigation systems. In I. Yahyaoui (Ed.), *Advances in renewable energies and power technologies* (p. 295-333). Elsevier. Retrieved from <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128129593000095> doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812959-3.00009-5>

Rhodes, W. T., Asakura, T., Brenner, K.-H., Hänsch, T. W., Kamiya, T., Krausz, F.,

... Weinfurter, H. (2005). What is photovoltaics? In *Photovoltaic solar energy generation* (pp. 1–10). Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. Retrieved from [https://doi.org/10.1007/3-540-26628-3\\_1](https://doi.org/10.1007/3-540-26628-3_1) doi: 10.1007/3-540-26628-3\_1

Schimpf, F., & Norum, L. (2008, 06). Grid connected converters for photovoltaic, state of the art, ideas for improvement of transformerless inverters.

Shawky, A., Ahmed, M., Orabi, M., Aroudi, A. E., n, n, & n. (2020). Classification of three-phase grid-tied microinverters in photovoltaic applications. *Energies*, 13 (11). Retrieved from <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/11/2929> doi: 10.3390/en13112929

SMA. (2024). Sunny central 500/550/630/720/760/800/850 up-us datasheet [Computer software manual]. Retrieved from <https://files.sma.de/downloads/SCXXXUP-US-DS-en-27.pdf> (Accedido el 10 de noviembre de 2024)

Solari San Mart´ın, M. (2019). *Factibilidad de generaci3n el3ctrica so- lar t3rmica y f3tovoltaica en la regi3n de atacama*. Retrieved from <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/170743>(Disponible en <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/170743>)

Tahir, M. F., Haoyong, C., Khan, A., Javed, M. S., Laraik, N. A., & Mehmood, K. (2019). Optimizing size of variable renewable energy sources by incorporating energy storage and demand response. *IEEE Access*, 7 , 103115-103126. doi: 10.1109/ACCESS.2019.2929297

Tamoor, M., Bhatti, A. R., Farhan, M., Zaka, M. A., ZakaUllah, P., & n. (2023). Solar energy capacity assessment and performance evaluation of designed grid-connected photovoltaic systems. *Engineering Proceedings*, 37 (1). Retrieved from <https://www.mdpi.com/2673-4591/37/1/39> doi: 10.3390/ECP2023-14729

TrinaSolar. (2021). Vertex deg18mc.20 (ii): High power modules [Computer software manual]. Retrieved from [https://static.trinasolar.com/sites/default/files/Vertex DEG18MC.20\(II\)\\_EN\\_2021\\_A\\_web\\_0.pdf](https://static.trinasolar.com/sites/default/files/Vertex_DEG18MC.20(II)_EN_2021_A_web_0.pdf) (Accedido el 10 de noviembre de 2024)

Yilmaz, S., & Dincer, F. (2017). Impact of inverter capacity on the performance in large-scale photovoltaic power plants – a case study for gainesville, florida. *Re- newable and Sustainable Energy Reviews*, 79 , 15-23. Retrieved from <https://www>

.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117306901 doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.054>

Zeb, K., Khan, I., Uddin, W., Khan, M. A., Sathishkumar, P., Busarello, T. D. C., . . . Kim, H. J. (2018). A review on recent advances and future trends of transformerless inverter structures for single-phase grid-connected photovoltaic systems. *Energies*,

11(8). Retrieved from <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/8/1968>

Zhao, Z., Yin, L., Sun, X., Yuan, L., Lu, T. n., & n. (2010). Recent development of technology and market of grid-connected pv system in china. In *2010 international conference on electrical machines and systems* (pp. 1–6).

Zidane, T. E. K., Adzman, M. R., Zali, S. M., Mekhilef, S., Durusu, A., & Tajuddin,

M. F. N. (2019a). Cost-effective topology for photovoltaic power plants using optimization design. In *2019 IEEE 7th conference on systems, process and control (ICSPC)* (p. 210-215). doi: 10.1109/ICSPC47137.2019.9068013

Zidane, T. E. K., Adzman, M. R., Zali, S. M., Mekhilef, S., Durusu, A., & Tajuddin,

M. F. N. (2019b). Cost-effective topology for photovoltaic power plants using optimization design. In *2019 IEEE 7th conference on systems, process and control (ICSPC)* (p. 210-215). doi: 10.1109/ICSPC47137.2019.9068013

Zidane, T. E. K., Aziz, A. S., Zahraoui, Y., Kotb, H., AboRas, K. M., Kitmo, & Jember,

Y. B. (2023). Grid-connected solar pv power plants optimization: A review. *IEEE Access*, 11, 79588-79608. doi: 10.1109/ACCESS.2023.3299815

# Anexos

## A.1 Procedimiento

### A.1.1 Crear un nuevo diseño y simulación

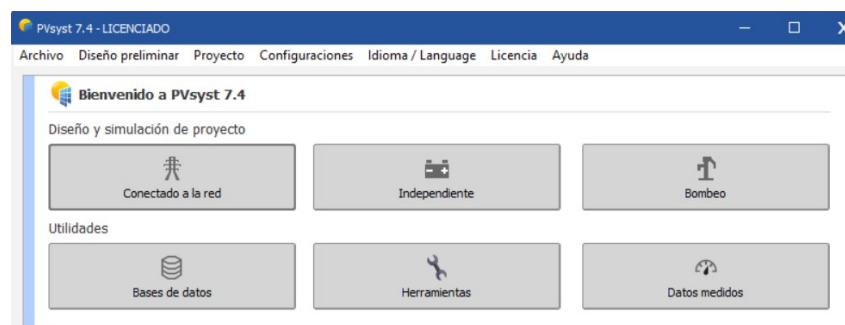


Figura A.1: Inicio de PVsyst

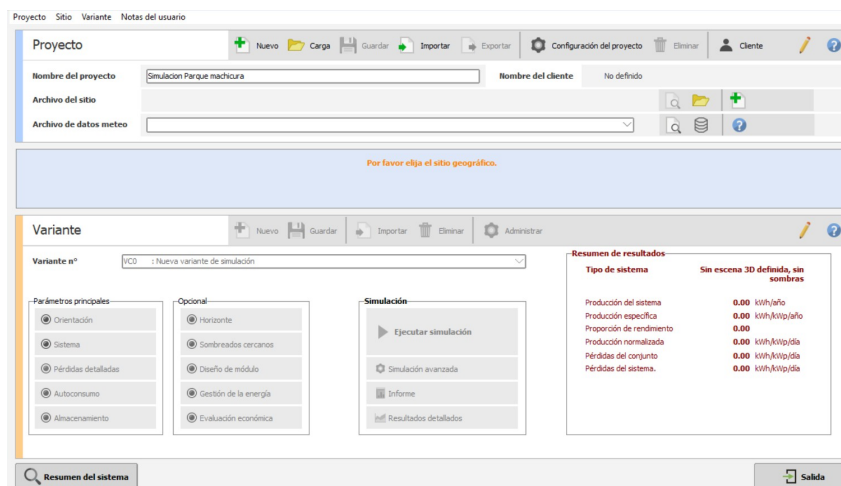


Figura A.2: selección de diseño conectado a la red

## A.1.2 Parámetros Generales del Proyecto Inversor Central



Figura A.3: Parámetros Generales

## A.1.3 Orientación

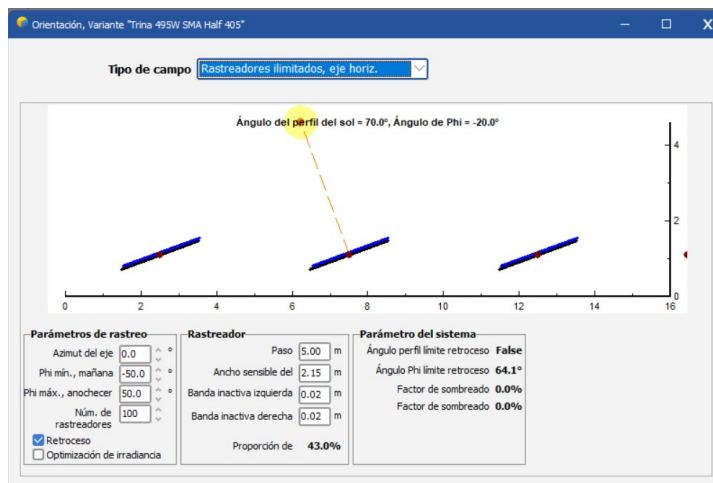


Figura A.4: orientación

## A.1.4 Sistema

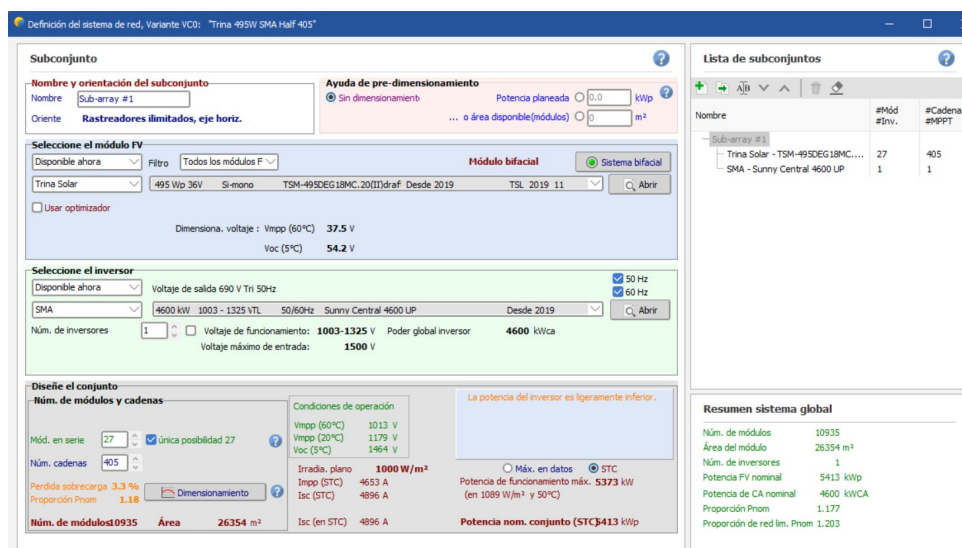


Figura A.5: Sistema

## A.1.5 Perdas detalladas

The image displays a multi-panel software interface for detailed PV system loss calculations. The interface is organized into several sections:

- Factor de pérdidas térmicas de campo:** Includes input fields for "Factor de pérdida térmica" (set to 0.8), "Factor de pérdida constante UC" (set to 0.0), and "Factor de pérdida del viento Uv" (set to 0.0). It also features a "Valor predeterminado según montaje" section with checkboxes for "Módulos montados 'fijos' con circulación de aire", "Cúpulas", "Semi-integrado con conducto de aire detrás", and "Integración con respaldo totalmente aislado".
- Factor TMCO equivalente:** A section for "Factor TMCO equivalente" with a note: "No use el enfoque TMCO. Esto es bastante confuso cuando se aplica a un conjunto!".
- Modificador del ángulo de incidencia:** A graph showing the "Modificador del ángulo de incidencia" versus "Ángulo de incidencia [°]". The y-axis ranges from 0.0 to 1.1, and the x-axis from 0 to 90. Two curves are shown: "perfil efectivo" (solid line) and "Presión, revestimiento AR" (dashed line).
- Circuito CC: pérdidas óhmicas en el conjunto:** Includes "Res. de cableado global" (set to 0.4%), "Pérdida en STC" (set to 1.00%), and "Caída de tensión a través de diodo en serie" (set to 0.7 V).
- Inversor de pérdida de cable CA a través (por inversor):** Includes "Longitud del inversor a transformador" (set to 6.0 m), "Pérdida en STC" (set to 0.03%), "STC Pca = 5317 kW, Vca = 690 V TIL, I = 449 A", and "Caída de tensión en STC" (set to 0.2 V).
- Transformador externo de voltaje medio:** Includes "Número de transform. MV" (set to 1), "Pérdida de hierro (valor constante)" (set to 0.20%), "Pérdida de cobre (resistivo) en STC" (set to 1.00%), and "Resistencia equivalente del transform." (set to 3 x 9.90 mΩ).
- Pérdidas de energía auxiliares:** Includes "Consumo auxiliares definidos", "Auxiliares durante el funcionamiento (día)", and "Pérdidas nocturnas de auxiliares".
- Calidad del módulo:** Includes "Pérdida de eficiencia módulo" (set to 0.7%), "Pérdida de potencia en HPP" (set to 2.00%), and "LID: Degradación inducida por luz" (set to 2.0%).
- Desajuste de voltaje de las cadenas:** Includes "Pérdida de potencia en HPP" (set to 0.13%).
- Factor de pérdida de succiedad anual:** Includes "Factor de pérdida anual" (set to 0.0%).
- Utiliza degradación en la simulación:** Includes a graph showing "Degradación (%)" versus "Año" (0 to 30). The graph shows "Degradación básica" (blue line), "Con un desajuste anual creciente" (orange line), and "Garantía del módulo" (green line).
- Parámetros en simulación:** Includes "Simulación para el año n°" (set to 1), "Módulo PV individuales" (set to 0.20%), and "Factor de degrad. no coincidente" (set to -0.06%).
- Modelo:** Includes "Parámetros envejecimiento módulo PV" (Factor de degrad. promedio: 0.40, Dispersión temp RMS: 0.40, Dispersión Vmp RMS: 0.40) and "Almacena los valores de Monte Carlo" (Desajuste 5 años: 0.13%, Desajuste 10 años: 1.88%, Desajuste 15 años: 2.58%, Desajuste 20 años: 2.86%, Desajuste 25 años: 3.76%).
- Utilizado para esta evaluación:** Includes "Subconjunto" (27 Módulos en serie, 405 Cadenas en paralelo), "Cálculo Monte-Carlo" (0 pruebas, 1 año Evaluación aleatoria, 0.00% Pérdida prom. de desajuste, 0.00% Pérdida de desajuste RMS), and "Garantía del módulo" (Año 0: Garantía 98.0%, Año 10: Garantía 91.0%, Año 20: Garantía 84.0%, Año 25: Garantía 80.0%).

Figura A.6: Perdas detalladas

## A.1.6 Horizonte



PVsyst V7.4.8

Cesar Sebastian Ramirez Cerna (Chile)

### Horizon

Meteor norm horizon for, Lat. = -35.731°, Long. = -71.405°

**Geographical Site**  
PF Machicura P50  
Chile

**Situation**  
Latitude -35.73 °S  
Longitude -71.41 °W  
Altitude 220 m  
Time zone UTC-5

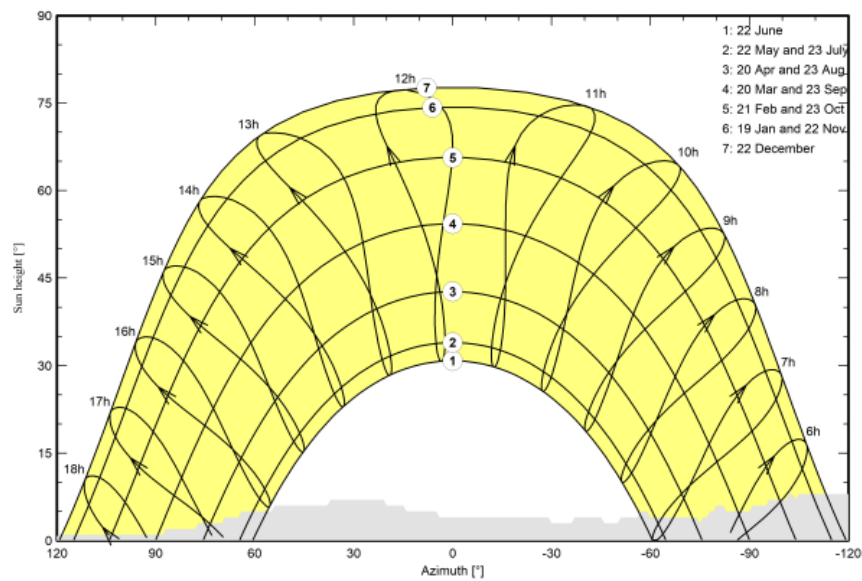
Average Height 3.8 °  
Diffuse Factor 0.95

Albedo Factor 0.73  
Albedo Fraction 100 %

### Horizon profile

Azimuth [°]	-179	-178	-163	-154	-151	-150	-149	-147	-135	-133	-130	-123	-122	-104
Height [°]	3.0	4.0	3.0	3.0	3.0	4.0	3.0	4.0	4.0	6.0	7.0	7.0	8.0	7.0
Azimuth [°]	-103	-102	-96	-95	-91	-83	-82	-80	-78	-77	-76	-74	-60	-59
Height [°]	8.0	8.0	7.0	6.0	6.0	5.0	6.0	6.0	5.0	4.0	4.0	4.0	4.0	5.0
Azimuth [°]	-57	-51	-50	-46	-37	-36	-30	0	4	5	15	20	21	38
Height [°]	5.0	4.0	3.0	3.0	4.0	3.0	3.0	4.0	4.0	5.0	6.0	6.0	7.0	6.0
Azimuth [°]	54	55	65	69	70	78	87	88	132	160	161	163	177	178
Height [°]	6.0	5.0	4.0	4.0	3.0	2.0	2.0	1.0	0.0	0.0	1.0	2.0	2.0	3.0

### Sun Paths (Height / Azimuth diagram)



**Figura A.7:** Horizonte

## A.1.7 Gestión de la energía

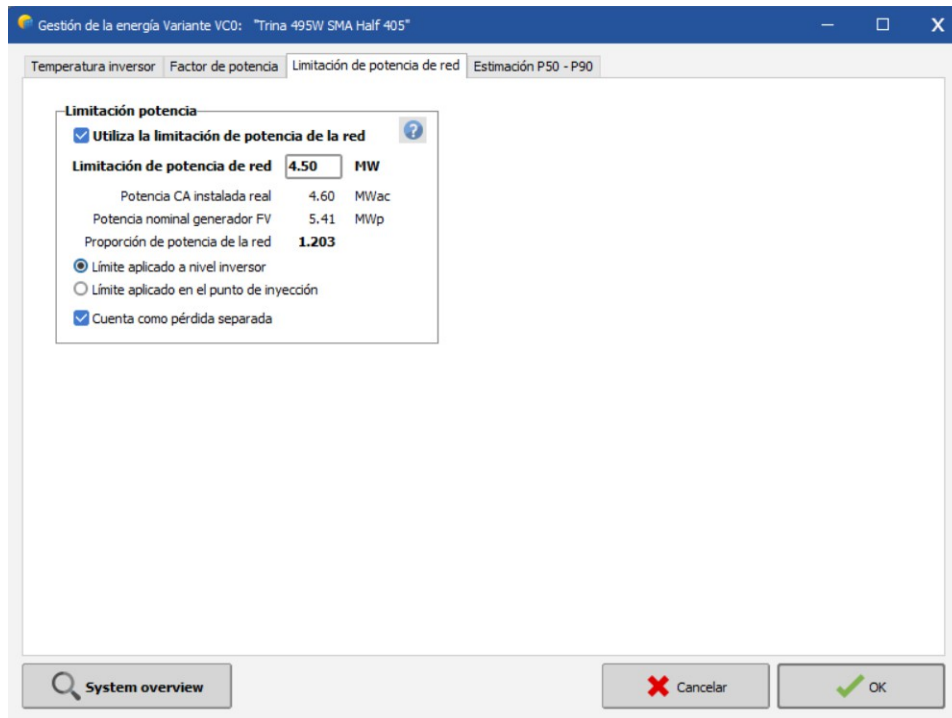


Figura A.8: Energía

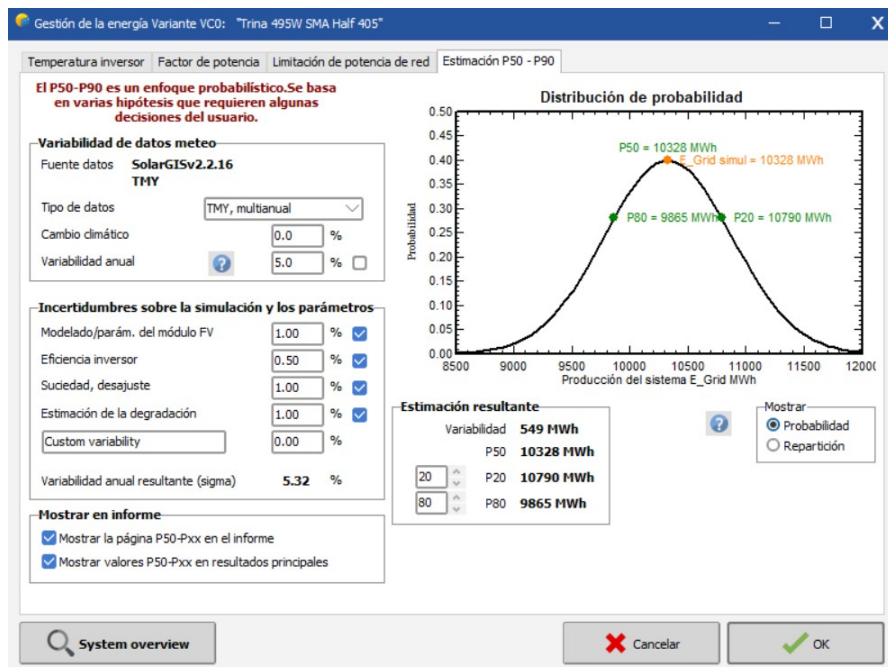


Figura A.9: Energía

## A.2 Tablas

### A.2.1 Energía real total generada

Ago 23 - Jul 24				
Mes	Inversor Central DC (kWh)	Inversor Central AC (kWh)	Inversor de Cadena DC (kWh)	Inversor de Cadena AC (kWh)
ago-23	449360	436690	441667	434819
sept-23	618120	589870	614221	605940
oct-23	925740	895700	926603	913666
nov-23	951770	920140	1016349	1003727
dic-23	1277950	1233070	1219800	1205259
ene-24	902120	866440	1129556	1087744
feb-24	953670	925630	1092865	1075779
mar-24	855720	831130	1046565	1029433
abr-24	339760	361422	361422	356594
may-24	379820	362190	367854	378865
jun-24	205420	197440	196061	198061
jul-24	335950	327280	348156	343470

Tabla 1: Comparación de Energía Generada por Inversores

### A.2.2 Indisponibilidades

Indisponibilidad central inverter						
Evento	Equipo	Inicio	Fin	Duracion	Pérdidas kWh	Observaciones
CCS sin producción	1.04	01-01-2024	01-01-2024	13,5	2342	Caja fuera de servicio por puntos calientes
CCS sin producción	1.04	02-01-2024	02-01-2024	13,2	2346	Caja fuera de servicio por puntos calientes
CCS sin producción	1.04	03-01-2024	03-01-2024	12,9	2325	Caja fuera de servicio por puntos calientes
CCS sin producción	1.04	04-01-2024	04-01-2024	13,2	2856	Caja fuera de servicio por puntos calientes
CCS sin producción	1.04	05-01-2024	05-01-2024	12,5	2013	Caja fuera de servicio por puntos calientes
CCS sin producción	1.04	06-01-2024	06-01-2024	13,0	2360	Caja fuera de servicio por puntos calientes
CCS sin producción	1.04	07-01-2024	07-01-2024	9,8	2282	Caja fuera de servicio por puntos calientes
CCS sin producción	1.04	08-01-2024	08-01-2024	13,1	2956	Caja fuera de servicio por puntos calientes
CCS sin producción	1.04	09-01-2024	09-01-2024	13,1	2949	Caja fuera de servicio por puntos calientes
CCS sin producción	1.04	10-01-2024	10-01-2024	2,8	438	Caja fuera de servicio por puntos calientes
Centro de transformación sin producción	CT02	03-01-2024	03-01-2024	3,0	3444	Apertura interruptor por alta temperatura del transformador
Circuito 1 sin producción	Medidor	07-01-2024	07-01-2024	3,5	9623	Causa externa
Circuito 1 sin seguimiento	Seguidor	10-01-2024	10-01-2024		5133	Perdida de seguimiento
Circuito 1 sin producción	Medidor	10-01-2024	11-01-2024	23,8	35218	Desconexión mantenimiento CT01
Circuito 1 sin seguimiento	Seguidor	18-01-2024	18-01-2024		7825	Perdida de seguimiento
Circuito 1 sin producción	Medidor	24-01-2024	24-01-2024	0,8	4603	Configuración PPC de planta
Circuito 1 sin producción	Medidor	07-03-2024	07-03-2024			
Circuito 1 sin producción	Medidor	11-03-2024	11-03-2024			
Circuito 1 sin producción	Medidor	13-03-2024	13-03-2024			
Circuito 1 sin producción	Medidor	14-03-2024	14-03-2024			
Circuito 1 sin producción	Medidor	19-03-2024	19-03-2024	1,0	3000	SODI Trabajos CELEO redes
Circuito 1 sin producción	Medidor	19-03-2024	19-03-2024	0,2	0	
Circuito 1 sin producción	Medidor	19-03-2024	19-03-2024	0,0	0	
Circuito 1 sin producción	Medidor	20-03-2024	20-03-2024	0,2	720	SODI Trabajos CELEO redes
Circuito 1 sin producción	Medidor	20-03-2024	20-03-2024	0,1		
Circuito 1 sin producción	Medidor	20-03-2024	20-03-2024	0,8		
Circuito 1 sin producción	Medidor	21-03-2024	21-03-2024	0,4	440	SODI Trabajos CELEO redes
Circuito 1 sin producción	Medidor	21-03-2024	21-03-2024	0,2	0	
Circuito 1 sin producción	Medidor	22-03-2024	22-03-2024	0,2	3510	SODI Trabajos CELEO redes
Circuito 1 sin producción	Medidor	22-03-2024	22-03-2024	0,5		
Circuito 1 sin producción	Medidor	22-03-2024	22-03-2024	0,7		
Circuito 1 sin producción	Medidor	03-04-2024	03-04-2024	10,1	29919	Problema de control PPC scada GPM
Circuito 1 sin producción	Medidor	04-04-2024	04-04-2024	9,9	29991	Problema de control PPC scada GPM
Circuito 1 sin producción	Medidor	05-04-2024	05-04-2024	9,8	24866	Problema de control PPC scada GPM
Circuito 1 sin producción	Medidor	06-04-2024	06-04-2024	9,8	25370	Problema de control PPC scada GPM
Circuito 1 sin producción	Medidor	07-04-2024	07-04-2024	9,8	23757	Problema de control PPC scada GPM
Circuito 1 sin producción	Medidor	08-04-2024	08-04-2024	9,8	30791	Problema de control PPC scada GPM
Circuito 1 sin producción	Medidor	09-04-2024	09-04-2024	9,1	11164	Problema de control PPC scada GPM
Circuito 1 sin producción	Medidor	09-04-2024	10-04-2024	30,0	16791	Problema de control PPC scada GPM
Circuito 1 sin producción	Medidor	11-04-2024	11-04-2024	10,2	26132	Problema de control PPC scada GPM
Circuito 1 sin producción	Medidor	12-04-2024	12-04-2024	222,8	7307	Problema de control PPC scada GPM
Planta sin producción	Medidor	09-04-2024	09-04-2024	3,0	3069	SODI Trabajos CELEO redes
Circuito 1 sin producción	Medidor	08-05-2024	08-05-2024	0,6	1840	Trabajos planificados
Circuito 1 sin producción	Medidor	29-07-2024	29-07-2024	5,3	14070	Conexión BESS

Figura A.10: Indisponibilidades Inversor central

Indisponibilidad String inverter						
Evento	Equipo	Inicio	Fin	Duracion	Pérdidas kWh	Observaciones
Circuito 2 sin producción	Medidor	03-01-2024	03-01-2024	0,6	639,4	Tras cierre del interruptor, apertura de reconectador 52C2
Centro de transformación sin producción	CT02	03-01-2024	03-01-2024	2,5		Apertura interruptor por alta temperatura del transformador
Centro de transformación sin producción	CT02	04-01-2024	04-01-2024	1,6	2.671,2	Apertura interruptor por alta temperatura del transformador
Circuito 2 sin producción	Medidor	09-01-2024	09-01-2024	3,1	7.842,8	
Circuito 2 sin seguimiento	Seguidore	10-01-2024	10-01-2024		7.830,0	Perdida de seguimiento
Centro de transformación sin producción	CT02	11-01-2024	11-01-2024	7,5	10.916,1	Ajuste de protección por temperatura transformador
Circuito 2 sin producción	Medidor	11-01-2024	11-01-2024	2,0	25.836,3	Falla origen externo provoca apertura de reconectador 52RC
Circuito 2 sin producción	Medidor	12-01-2024	12-01-2024	13,3	40.889,8	Falla origen externo provoca apertura de reconectador 52RC
Circuito 2 sin producción	Medidor	13-01-2024	13-01-2024	13,1	40.889,8	Falla origen externo provoca apertura de reconectador 52RC
Circuito 2 sin producción	Medidor	14-01-2024	14-01-2024	13,1	42.337,3	Falla origen externo provoca apertura de reconectador 52RC
Circuito 2 sin producción	Medidor	15-01-2024	15-01-2024	13,0	44.923,6	Falla origen externo provoca apertura de reconectador 52RC
Circuito 2 sin producción	Medidor	16-01-2024	16-01-2024	13,0	44.543,2	Falla origen externo provoca apertura de reconectador 52RC
Circuito 2 sin producción	Medidor	17-01-2024	17-01-2024	13,0	34.315,0	Falla origen externo provoca apertura de reconectador 52RC
Circuito 2 sin producción	Medidor	18-01-2024	18-01-2024	11,5	35.011,6	Falla origen externo provoca apertura de reconectador 52RC
Circuito 2 sin producción	Medidor	19-01-2024	19-01-2024	0,7	745,1	Falla origen externo provoca apertura de reconectador 52RC
Inversor String sin producción	INV16	03-02-2024	03-02-2024	0,1	5.030	Inversor limitado por sobrefrecuencia
Inversor String sin producción	INV16	10-02-2024	10-02-2024	0,0	2.340	Inversor limitado por sobrefrecuencia
Inversor String sin producción	INV16	13-02-2024	13-02-2024	0,0	2.340	Inversor limitado por sobrefrecuencia
Inversor String sin producción	INV16	17-02-2024	17-02-2024	0,1	1.680	Inversor limitado por sobrefrecuencia
Circuito 2 sin producción	Medidor	15-03-2024	15-03-2024			
Inversor String sin producción	INV16	09-03-2024	09-03-2024			Inversor limitado por sobrefrecuencia
Inversor String sin producción	INV16	25-03-2024	25-03-2024			Inversor limitado por sobrefrecuencia
Inversor String sin producción	INV16	28-03-2024	28-03-2024			Inversor limitado por sobrefrecuencia
Planta sin producción	Medidor	09-04-2024	09-04-2024	3,0	3.069,3	SODI Trabajos CELEO redes
Circuito 2 sin producción	Medidor	10-04-2024	10-04-2024	2,1	4.261,0	Apertura Q0 CT FEAG
Circuito 2 sin producción	Medidor	02-05-2024	02-05-2024	1,4	900,0	Problemas de control
Circuito 2 sin producción	Medidor	05-06-2024	05-06-2024	0,3	970,0	Descarga atmosférica
Circuito 2 sin producción	Medidor	05-06-2024	05-06-2024	1,0		
Circuito 2 sin producción	Medidor	06-06-2024	06-06-2024	1,3	980,0	Descarga atmosférica
Circuito 2 sin producción	Medidor	24-06-2024	24-06-2024	0,1	270	Pruebas de comando centro de control
Circuito 2 sin producción	Medidor	28-06-2024	28-06-2024	1,1	500	Falla en el PPC
Circuito 2 sin producción	Medidor	01-07-2024	01-07-2024	0,4	1290	Falla en el PPC
Circuito 2 sin producción	Medidor	01-07-2024	01-07-2024	0,2		
Inversor String sin producción	INV1	08-07-2024	08-07-2024	7,1	190	Inversor apagado por comando de shutdown en pruebas de GPM
Inversor String sin producción	INV1	08-07-2024	08-07-2024	0,3		Inversor apagado por comando de shutdown en pruebas de GPM
Inversor String sin producción	INV1	09-07-2024	09-07-2024	6,5	140	Inversor apagado por comando de shutdown en pruebas de GPM
Inversor String sin producción	INV1	10-07-2024	10-07-2024	6,7	220	Inversor apagado por comando de shutdown en pruebas de GPM
Inversor String sin producción	INV1	11-07-2024	11-07-2024	2,8	100	Inversor apagado por comando de shutdown en pruebas de GPM

Figura A.11: Indisponibilidades Inversor de Cadena

### A.2.3 Factores climáticos

	Irradiación mensual Directa (kWh/m <sup>2</sup> )	Irradiación mensual Global (kWh/m <sup>2</sup> )	Irradiación diaria Global (kWh/m <sup>2</sup> /día)	Viento max (m/s)	Temperatura P.1 (T°)
ago-23	98,58	73,44	2,37	2,88	10,76
sept-23	134,80	104,15	3,36	2,82	13,39
oct-23	199,63	160,14	5,17	2,77	16,44
nov-23	245,36	191,26	6,17	3,13	20,00
dic-23	295,70	238,58	7,79	3,20	24,26
ene-24	307,24	263,46	8,59	3,01	29,34
feb-24	245,49	211,19	6,81	3,15	27,46
mar-24	211,13	174,60	5,63	2,67	21,91
abr-24	128,34	96,31	3,11	2,46	14,86
may-24	77,42	51,23	1,65	1,73	6,09
jun-24	57,57	34,70	1,12	3,63	9,44
jul-24	75,46	54,98	1,77	2,83	4,78

Figura A.12: Irradiancia directa, Global Y Difusa Anual

#### A.2.4 Performance Ratio total

<b>Ago 23 - Jul 24</b>		
<b>Mes</b>	<b>Performance Ratio Central</b>	<b>Performance Ratio String</b>
ago-23	0.82	0.81
sept-23	0.82	0.83
oct-23	0.83	0.85
nov-23	0.69	0.76
dic-23	0.77	0.75
ene-24	0.53	0.55
feb-24	0.70	0.81
mar-24	0.73	0.90
abr-24	0.48	0.51
may-24	0.88	0.90
jun-24	0.64	0.64
jul-24	0.80	0.84

Tabla 2: Performance Ratio Comparativo