



UNIVERSITAT DE
BARCELONA

Análisis comparativo entre inversores y microinversores para la generación de energía solar fotovoltaica

Autor: Trinidad Sofía Gutiérrez Sepúlveda

Tutor: José Miguel Asensi López

Curs acadèmic: 2021/2022

Màster en Energies Renovables i
Sostenibilitat Energètica

Dos Campus d'Excel·lència Internacional:



ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	7
2.	OBJETIVO	9
3.	METODOLOGÍA	10
4.	EL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO	11
5.	EL INVERSOR SOLAR	13
5.1.	Configuración con Inversor Central	16
5.2.	Configuración con Inversor de Cadena	16
5.3.	Configuración con inversor central y MPPTs	17
5.4.	Microinversores.....	17
6.	OTRAS OPCIONES: OPTIMIZADORES Y DIODOS BYPASS	19
6.1.	Optimizadores	19
6.2.	Diodos bypass	20
7.	MICROINVERSORES VERSUS INVERSOR CENTRAL	21
7.1.	Pérdidas por mismatch	21
7.2.	Pérdidas de energía debido a resistencia eléctrica.....	22
7.3.	Pérdidas de energía debido a temperatura.....	22
7.4.	Seguridad en caso de incendios.....	23
7.5.	Costos asociados	23
7.6.	<i>Performance ratio</i>	25
7.7.	Diferencias en producción de energía	25
7.8.	Almacenamiento de energía	27
8.	MICROINVERSORES VERSUS OPTIMIZADORES	28
8.1.	Pérdidas por mismatch	28
8.2.	Pérdidas de energía debido a resistencia eléctrica.....	28
8.3.	Seguridad en caso de incendios.....	29
8.4.	Costos asociados	29
8.5.	Diferencias en producción de energía	29
8.6.	Almacenamiento de energía	31
9.	DISCUSIÓN	32
10.	CONCLUSIONES	34
11.	BIBLIOGRAFÍA	35
12.	ANEXOS	39

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1: Evolución del uso de las energías renovables a nivel mundial. Fuente: (IEA, 2022).	8
Figura 4-1: Componentes de una instalación fotovoltaica: a) conectada a la red eléctrica y b) instalación autónoma. Fuente: (Díaz y Carmona, 2010).....	11
Figura 5-1: Curva MPPT. Fuente: Kotak y Tyagi (2013).....	14
Figura 5-2: Tipos de inversores fotovoltaicos. A la izquierda (a), configuración de microinversores (AC Module), inversores de cadena (String oriented Inverter) e inversor central (Central Inverter). A la derecha (b), inversor de cadena múltiple (DC-DC converter of MPPT). Fuente: Nema et al. (2011).....	15
Figura 5-3: Uso de distintos tipos de inversores fotovoltaicos según potencia. Fuente: Zeb et al. (2018).....	16
Figura 5-4: Ejemplo de inversor de cadena. Fuente: Gienergy (2020).....	17
Figura 5-5: Ejemplo de uso de microinversores. Fuente: Gienergy (2020).....	18
Figura 6-1: Ejemplo de uso optimizadores. Potencia máxima en una combinación diferente de corriente (I_{mpp}) y voltaje (V_{mpp}). Fuente: A-SOL (2022).....	19
Figura 6-2: Ejemplo de diodos bypass. Fuente: Vieira, de Araújo, Dhimish, y Guerra (2020)..	20
Figura 7-1: Paneles afectados con el uso de inversores tradicionales. Fuente: Gienergy (2020)	21
Figura 7-2: Ventajas del uso de microinversores. Fuente: Gienergy (2020).....	22
Figura 7-3: Comparación costes de un inversor central versus microinversores. Fuente: Lagarde et al. (2021).....	24
Figura 7-4: Comparación producción de energía entre inversor (PCENTRAL) y microinversores (Pmicro) bajo condiciones normales de operación. Fuente: Ruchira et al. (2022).....	26
Figura 7-5: Comparación entre la producción de energía entre inversor y microinversores bajo condiciones de sombra. Fuente: Ruchira et al. (2022).....	26
Figura 7-6: Comparación entre la producción de energía entre inversor y microinversores bajo condiciones de polvo. Fuente: Ruchira et al. (2022).....	26
Figura 7-7: Producción de energía entre inversor y microinversores bajo diferentes condiciones. Fuente: Picault et al. (2010).....	27
Figura 8-1: Producción de energía entre microinversores y optimizadores bajo diferentes condiciones. Fuente: Picault et al. (2010).....	30
Figura A-1: Eficiencia de diferentes inversores para autoconsumo (5kW). Fuente: Cambio Energético (2019).....	39
Figura A-2: Comparación eficiencia de diferentes inversores para autoconsumo. Fuente: Clean Energy Reviews (CER) (2021).....	40
Figura A-3: Ejemplo de ficha técnica de un microinversor. Fuente: Ficha técnica Microinversores Enphase IQ 7, IQ7+ y IQ 7X (60 Hz).....	41

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 9-1: Ventajas y desventajas de inversor, microinversores y optimizadores. Fuente: Elaboración propia	33
Tabla A-1: Ventajas y desventajas entre inversor central y microinversores. Fuente: Estudio realizado por Lagarde et al. (2021)	42
Tabla A-2: Especificaciones técnicas de microinversor Hoymiles Microinverter Utility Interactive MI-250. Fuente: Estudio realizado por Ruchira et al. (2022).....	43
Tabla A-3: Especificaciones técnicas de panel solar. Fuente: Estudio realizado por Ruchira et al. (2022)	43
Tabla A-4: Especificaciones técnicas de inversor central. Fuente: Estudio realizado por Ruchira et al. (2022)	43
Tabla A-5: Comparación costos inversor de cadena, microinversor y optimizador de potencia. Fuente: Forme Solar Electric (2022).....	44

RESUMEN

La energía solar fotovoltaica ha tenido un gran desarrollo en los últimos tiempos, sobre todo debido al contexto actual de transición energética desde energías no renovables a energías renovables. La topología de una instalación fotovoltaica es de gran importancia, ya que esta elección definirá la producción total de energía eléctrica que se busca para suplir un porcentaje del consumo eléctrico, ya sea en instalaciones aisladas o bien en instalaciones de autoconsumo conectadas a la red eléctrica. Por esta razón resulta interesante, y corresponde al objetivo de este trabajo, estudiar el funcionamiento de los diferentes inversores que hoy en día más se venden en el mercado de la fotovoltaica, poniendo énfasis en el tipo de inversor que entra en competencia: los microinversores. Se realiza un análisis comparativo entre los microinversores, inversor central, y el uso de optimizadores de potencia, a través de una extensa revisión bibliográfica. La hipótesis planteada, es si los microinversores son la opción segura, rentable y más eficiente. De la búsqueda bibliográfica abarcada, se concluye que la decisión de utilizar microinversores en lugar de otro sistema de transformación de energía es ambigua, y depende de muchos factores, como por ejemplo, el tamaño de la instalación fotovoltaica, los objetos de sombreado que estarán presentes y la frecuencia de sombreado, la cantidad de energía necesaria para cubrir el consumo del cliente, y el presupuesto disponible.

ABSTRACT

Photovoltaic solar energy has recently experienced a great development, especially due to the current context of energy transition from non-renewable to renewable energies. The topology of a photovoltaic installation is of great relevance, since this decision will define the total electrical energy production that is needed to supply a percentage of the electrical consumption, both in isolated installations and in self-consumption installations connected to the electrical grid. For this purpose, it is worthwhile, and corresponds to the objective of this work, to study the functionality of the different inverters that are nowadays sold in the photovoltaic market, with emphasis on the type of inverter that is competing in this field: microinverters. A comparative analysis was made between microinverters, central inverters and the use of power optimizers, through an extensive literature review. The hypothesis is whether microinverters are the safe, cost-effective, and most efficient solution. From the literature review, it is concluded that the decision to use microinverters instead of another energy transformation system is ambiguous, and depends on several factors, such as the size of the photovoltaic installation, the shading objects that will be present and the frequency of shading, the amount of energy needed to cover the customer's consumption, and the available budget.

1. INTRODUCCIÓN

El contexto actual de cambio climático producido por el calentamiento global acelerado debido principalmente a la actividad antropogénica, ha incrementado los ánimos a nivel mundial de buscar otras fuentes de energías para la producción de electricidad. Las energías no renovables convencionales, es decir, las provenientes de combustibles fósiles, como el carbón, el petróleo y el gas natural, aumentan las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera, incrementando así la temperatura del planeta. Las energías renovables en este sentido buscan disminuir drásticamente las emisiones de este principal gas de efecto invernadero.

Algunas fuentes de energías renovables no están libres de inconvenientes. La energía hidráulica, ya sea de tipo central hidroeléctrica de embalse o de agua fluyente (ríos), se ve enfrentada a sequías cada vez más prolongadas, y por lo tanto, no se puede asegurar la producción estable de electricidad continua a través de esta fuente de energía (Díaz y Carmona, 2010). Por otra parte, la energía nuclear, también considerada como energía renovable por algunos, genera residuos radiactivos haciendo difícil su gestión, además de presentar dificultades a nivel de aprobación social.

La energía solar y eólica, si bien pueden ser consideradas como energía intermitente (la producción de energía eléctrica a partir de este tipo de fuentes renovables depende de la presencia de sol y de viento, respectivamente), vienen a ser las más utilizadas en los últimos años a nivel mundial como alternativa a las fuentes de energía fósiles (Figura 1-1). Si bien los costos de la energía solar y eólica se esperan mantener altos en el año 2023 respecto a los costos pre-pandemia, su competitividad actual se ve incrementada debido al aumento en los precios mucho más pronunciados del gas natural y del carbón (International Energy Agency [IEA], 2022).

La transición energética de fuentes de energía fósil a fuentes de energías renovables que está viviendo hoy en día la Unión Europea (UE), se ve acelerada por la crisis de energía global (aumento en los precios de la electricidad) y sobre todo por la necesidad de independizarse del abastecimiento de gas natural que en gran parte se obtiene de la Federación Rusa (IEA, 2022). En este sentido, la energía solar y eólica juegan un rol fundamental.

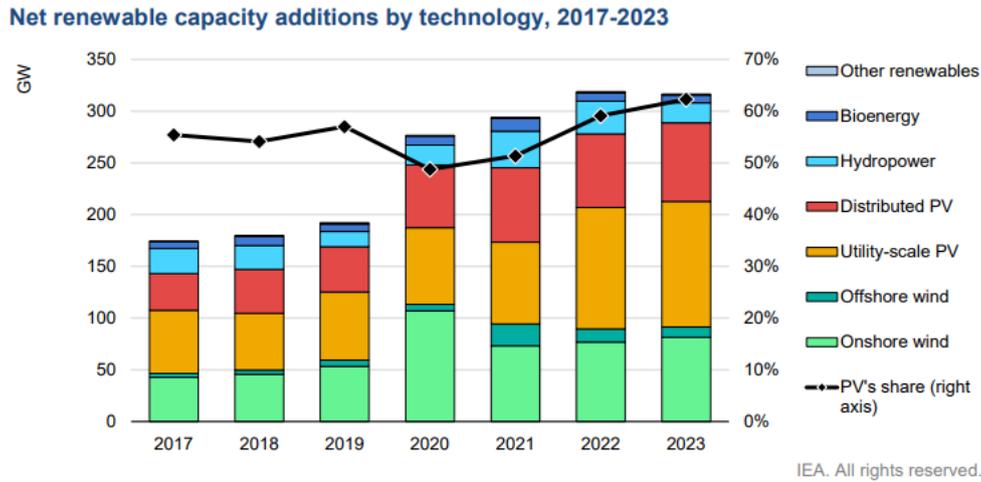


Figura 1-1: Evolución del uso de las energías renovables a nivel mundial. Fuente: (IEA, 2022).

El Consejo Europeo de octubre de 2014, acordó el marco de actuación de la UE en materia de clima y energía hasta 2030, estableciendo los siguientes objetivos: i) reducir las emisiones de GEI al menos un 40% con respecto a 1990 en 2030 (esta medida aumentó a un 55%, creando el paquete legislativo “Fit for 55”); ii) elevar la cuota de renovables en el consumo de energía final por encima del 27% (esta aumentó posteriormente a un 32%), iii) mejorar la eficiencia energética en al menos un 27% (esta última medida aumentó, un 32,5%) y iv) tomar medidas urgentes para alcanzar un objetivo mínimo del 10 % de las interconexiones de electricidad en 2020 y del 15 % en 2030 (Gobierno de España, 2022).

Con el paquete Fit to 55, la UE tiene previsto impulsar la cuota de energías renovables de aquí a 2030 por encima del objetivo actual acordado en 2018, es decir, aumentar de un 32% a un 40%. Actualmente, la huella de carbono del sector de energía en la UE representa un 75% del total de emisiones de la UE (Consejo de la Unión Europea, 2022), por lo que es imperativo impulsar medidas y legislaciones respecto al tema.

En España en particular, la transición energética ha impactado positivamente, permitiendo que en 2022 se hayan registrado los mayores niveles de producción de energía solar desde que se tienen registros. La energía solar fotovoltaica en España constituye casi un 11% de la electricidad generada en el año 2022, y a la red se ha integrado un 6% más de GWh que en todo el año 2021 (Red Eléctrica España, 2022).

2. OBJETIVO

El objetivo principal de este trabajo es estudiar la aplicabilidad de los microinversores para producción de energía solar fotovoltaica. Se desea conocer su modo de funcionamiento, además de las ventajas y desventajas en comparación con el tipo de inversor que más se vende hoy en el sector de la energía fotovoltaica, que corresponde al inversor central. Además, se compara con una alternativa que hoy compite estrechamente frente al uso de microinversores: optimizadores de potencia en un sistema de inversor central.

Se pretende entregar información de diferentes artículos científicos que han estudiado previamente la aplicabilidad de los microinversores, los cuales han realizado investigaciones a nivel experimental y teórico. Debido a que este trabajo tiene un carácter de trabajo de investigación, se pretende generar opiniones críticas de los estudios revisados de la bibliografía, además de incorporar información actual de lo que hoy en día es el uso de microinversores y de otros tipos de dispositivos incorporados al sistema fotovoltaico que pretenden aumentar la producción de energía.

Este estudio es un aporte al conocimiento que se tiene sobre los microinversores aplicados a energía fotovoltaica hasta la fecha. La motivación de realizar este estudio nace de la importancia que tiene la energía solar fotovoltaica en contexto actual de transición energética. Sobre todo, debido a que su aplicación en España y en Europa está creciendo constantemente, cualquier mejora en la producción de energía y en la eficiencia de los inversores corresponderá a un avance importante.

3. METODOLOGÍA

Este trabajo se aborda como una investigación bibliográfica, es decir, se presentan diversos resultados de estudios científicos sobre aplicaciones de los microinversores en el sector de la energía solar fotovoltaica, indicando en qué casos esta tecnología puede ser mejor que un sistema con otros tipos de transformación de energía. La hipótesis que se plantea en este trabajo es si los microinversores son la opción segura, rentable y más eficiente en comparación con los inversores que hoy en día se utilizan en el sector.

En primer lugar, se entrega un contexto sobre lo que es un sistema solar fotovoltaico y sus principales componentes, para luego enfocar la información en el componente del cual se hablará a lo largo del trabajo: el inversor solar.

En segundo lugar, se entrega una descripción y modo de funcionamiento de los principales tipos de inversores fotovoltaicos, para después dar paso a la comparación entre microinversores e inversores, y entre microinversores y optimizadores, a partir de información recopilada de diversos estudios que se han elaborado sobre el tema.

Finalmente se discute de los tipos de inversores estudiados: microinversores e inversores, más la opción de los optimizadores, en cuanto a ventajas y desventajas que tiene cada tecnología en el sistema fotovoltaico, para luego concluir sobre la hipótesis planteada al comienzo.

4. EL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Una instalación solar fotovoltaica puede clasificarse en dos tipos según la función de la aplicación a la que están destinadas (Figura 4-1): i) Sistema conectado a la red eléctrica, en el cual los excedentes de la producción de la instalación son vertidos a la red o viceversa: se suministra de la red para cubrir las necesidades de consumo del propietario. En estos casos los excedentes vertidos a la red pueden ser vendidos. ii) Instalación solar autosuficiente, en la cual prima el uso de baterías, almacenando la energía producida por la instalación para luego ser entregada al consumidor cuando se requiera.

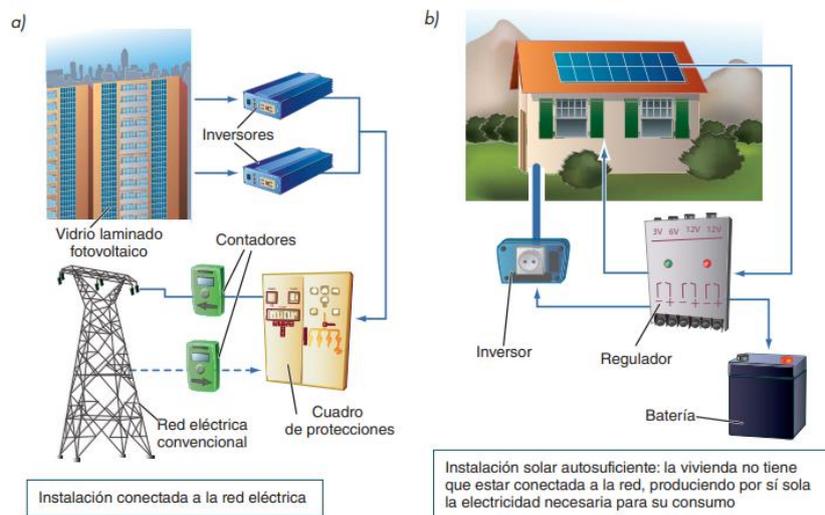


Figura 4-1: Componentes de una instalación fotovoltaica: a) conectada a la red eléctrica y b) instalación autónoma.

Fuente: (Díaz y Carmona, 2010)

Ambos tipos de instalaciones fotovoltaicas cuentan con los mismos componentes, los cuales se pueden resumir en:

4.1. Módulo fotovoltaico o panel solar: Convierte la energía del sol (primaria) en energía eléctrica (secundaria). Una instalación solar fotovoltaica está conformada por varios paneles solares, cuyo número dependerá de la potencia pico que se quiere lograr en la instalación. El generador de energía de los módulos fotovoltaicos viene dado por la célula solar, la cual se caracteriza por convertir en electricidad los fotones provenientes de la luz solar, basándose en el efecto fotovoltaico (Díaz y Carmona, 2010).

- 4.2. Baterías para almacenamiento de energía: Como se mencionó anteriormente, uno de los tipos o clasificaciones de instalación fotovoltaica, es la de autoconsumo o instalación autosuficiente. En estos casos se dispone de baterías para el almacenamiento de energía, con lo cual se puede entregar la energía al consumidor cuando este la requiera, o bien en los periodos sin luz solar o sin suficiente luminosidad, condiciones en las cuales los módulos fotovoltaicos disminuyen o no producen energía. Si una instalación fotovoltaica está conectada a la red, igualmente se puede utilizar el almacenamiento de energía a través de baterías.
- 4.3. Reguladores: Tienen la función de proteger a los acumuladores (o baterías) ante posibles sobre-descargas durante el día y/o descargas durante la noche (Díaz y Carmona, 2010). Como su nombre lo indica, regulan la corriente que produce el módulo fotovoltaico. Proporcionan información al usuario sobre las condiciones de operación de la tensión. Si bien están pensados para instalaciones solares autosuficientes, también se pueden utilizar en instalaciones conectadas a la red en conjunto con el inversor. En el mercado destacan dos tipos de reguladores: los MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) y los PWM (*Pulse Width Modulation*).
- 4.4. Inversores: Son los encargados de convertir la corriente continua que producen los módulos fotovoltaicos, en corriente alterna, para que sea utilizada en los equipos electrónicos de los hogares. Estos equipos son uno de los más importantes en un sistema fotovoltaico, regulando el flujo de energía eléctrica.
- 4.5. Componentes adicionales: Existen componentes que permiten unir los elementos principales de una instalación fotovoltaica y que permiten su correcto funcionamiento, como por ejemplo, los cables eléctricos, la caja de conexiones del generador fotovoltaico, las estructuras de fijación de los paneles, el diodo de bloqueo y fusibles, sellantes, o recubrimientos contra la erosión.

5. EL INVERSOR SOLAR

El inversor es un componente integral de un sistema fotovoltaico, y su principal función es la de transformar la energía recolectada por un conjunto de placas solares en forma de corriente continua (DC) a corriente alterna (AC) para poder ser utilizada en viviendas o edificios, verterla a la red, o bien almacenarla en baterías. Entre sus funciones, se puede mencionar asegurar calidad de la potencia de salida, diversos mecanismos de protección y controles del sistema. A diferencia de los inversores convencionales, diseñados para operar a una tensión estable, un inversor solar, debido a la naturaleza variable del recurso, debe poder controlar la potencia generada y tener protecciones para el arreglo fotovoltaico (Cortés, Gómez-Gómez, Betancur-Londoño, Carvajal-Quintero, y Guerrero-González, 2020).

Antes de entrar al mercado comercial de la fotovoltaica, un inversor debe cumplir varios estándares internacionales. Hoy en día existen varias organizaciones de normalización fotovoltaica, como por ejemplo: ANSI (*American National Standards Institute*), ASTM (*American Society for Testing and Materials*), IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*), UL (*Underwriters Laboratories*), NIST (*National Institute of Standards and Technology*), SEMI (*Semiconductor Equipment and Materials International*), SAC (*Standardization Administration of the People's Republic of China*), CENELEC (*European Committee for Electrotechnical Standardization*) e IEC (*International Electrotechnical Commission*) (Salas, Olias, Débora, y Pérez-Regalado, 2011). Las más importantes corresponden a IEC y UL.

La certificación IEC proporciona los requisitos para la interfaz de los sistemas distribuidos con la red eléctrica, por ejemplo, parámetros de calidad de potencia, rangos de voltaje y frecuencia, oscilaciones, armónicos y factor de potencia. Por otro lado, el estándar UL proporciona requisitos relevantes al desempeño, operación, pruebas, consideraciones de seguridad y mantenimiento de la interconexión, además de los requisitos generales para las respuestas a condiciones anormales de funcionamiento (Galván, 2019).

En los últimos años, se ha visto impulsado el desarrollo de los inversores en topologías más sencillas, un menor número de componentes y un diseño modular más ajustado, todo esto gracias a los requisitos en términos de bajo coste, alta eficiencia, alta fiabilidad y

tolerancia a una amplia gama de variaciones de la tensión de entrada (Nema, Nema, y Agnihotri, 2011). Lo anterior va en línea con los avances del concepto de *Smart building*, edificios que buscan mejorar su eficiencia energética incorporando sistemas de energía fotovoltaica. De esta manera, el inversor se convierte en una unidad más del conjunto eléctrico fotovoltaico.

Antes se ha mencionado el concepto de reguladores, los cuales comúnmente son incorporados a un sistema fotovoltaico con el fin de regular la corriente eléctrica que circula entre el módulo fotovoltaico y la batería. Los reguladores también son utilizados en conjunto con el inversor, aún si el sistema fotovoltaico no cuenta con un acumulador de energía, con el objetivo de que el sistema llegue a su punto de máxima potencia (*Maximum Power Point* [MPP], por sus siglas en inglés). Los inversores comerciales que hoy en día se utilizan en instalaciones fotovoltaicas, comúnmente poseen MPPTs, buscando siempre el balance entre voltaje y corriente en el que los paneles solares operan a su máxima potencia, en ciertas condiciones de radiación solar y de temperatura.

En la siguiente gráfica se representa un ejemplo de curva Tensión/Corriente/Potencia de un módulo fotovoltaico (Figura 5-1). La corriente de corto circuito (corriente a la que la tensión de la célula es cero) es definida como I_{sc} , y la tensión de circuito abierto (tensión a la que la corriente de la célula es cero) es definida como V_{oc} . En el MPP, se tendrá una tensión (V_{mp}) y una intensidad (I_{mp}). El producto de V_{mp} por I_{mp} entrega la potencia en su punto máximo (Kotak y Tyagi, 2013).

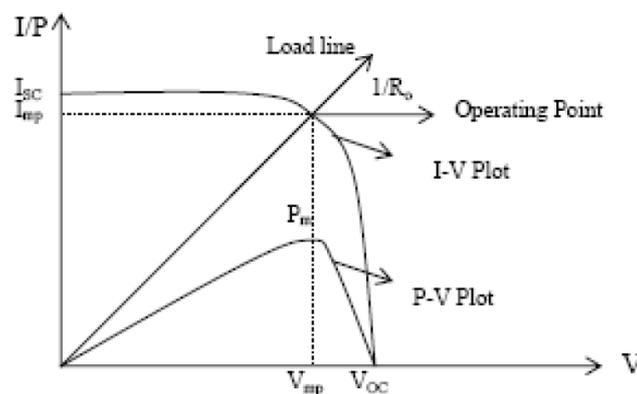


Figura 5-1: Curva MPPT. Fuente: Kotak y Tyagi (2013)

Existen varios tipos de inversores fotovoltaicos que hoy son utilizados en el sector fotovoltaico. Las configuraciones emergentes de inversores han sido designadas como: i)

inversor central, ii) inversor de cadena (o *string inverter*), iii) inversor de cadena múltiple (o *multistring*) y iv) inversor de célula/módulo (llamados hoy en día como microinversores) (Nema et al., 2011; Zeb et al., 2018). Si bien existen otras clasificaciones, como por ejemplo, basada en el número de etapas de procesamiento de potencia empleadas, clasificando a grandes rasgos como inversores de una etapa e inversores de múltiples etapas, este trabajo se centrará en la clasificación en cuanto a la configuración. En la Figura 5-2 a continuación se puede ver un resumen esquemático de los diferentes tipos de configuraciones, los cuales serán definidos más adelante.

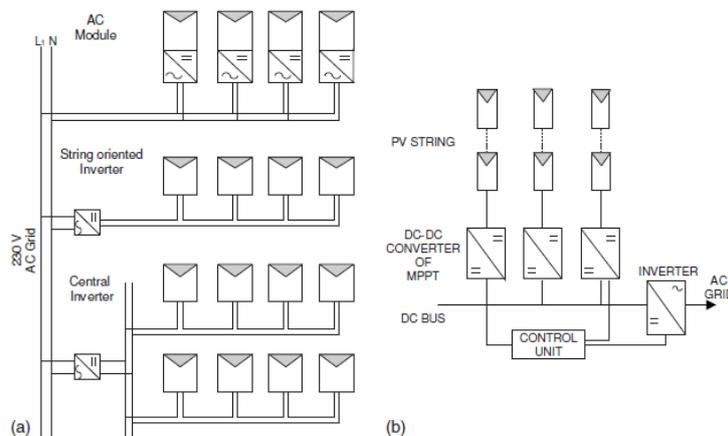


Figura 5-2: Tipos de inversores fotovoltaicos. A la izquierda (a), configuración de microinversores (AC Module), inversores de cadena (String oriented Inverter) e inversor central (Central Inverter). A la derecha (b), inversor de cadena múltiple (DC-DC converter of MPPT). Fuente: Nema et al. (2011)

Los inversores en instalaciones fotovoltaicas conectadas a red son componentes vitales para una interfaz efectiva entre la energía renovable generada y la compañía eléctrica en el sistema de generación distribuida. Típicamente, para plantas solares de gran envergadura, se utiliza inversor central o bien inversores de cadena múltiple. Por el contrario, en aplicaciones residenciales, se utilizan en mayor medida los inversores modulares -o bien, microinversores, los cuales van adheridos al módulo solar- o inversores de cadena (Zeb et al., 2018).

En la Figura 5-3 a continuación, se observa que a mayor necesidad de potencia, el uso de inversores de tipo central o de cadena múltiple se convierten en la opción escogida para la instalación. A medida de que la potencia disminuye, es decir, en sistemas residenciales o de pequeña escala, el uso de microinversores o la adición de optimizadores a un sistema con inversor de cadena se vuelve la mejor opción (Zeb et al., 2018).

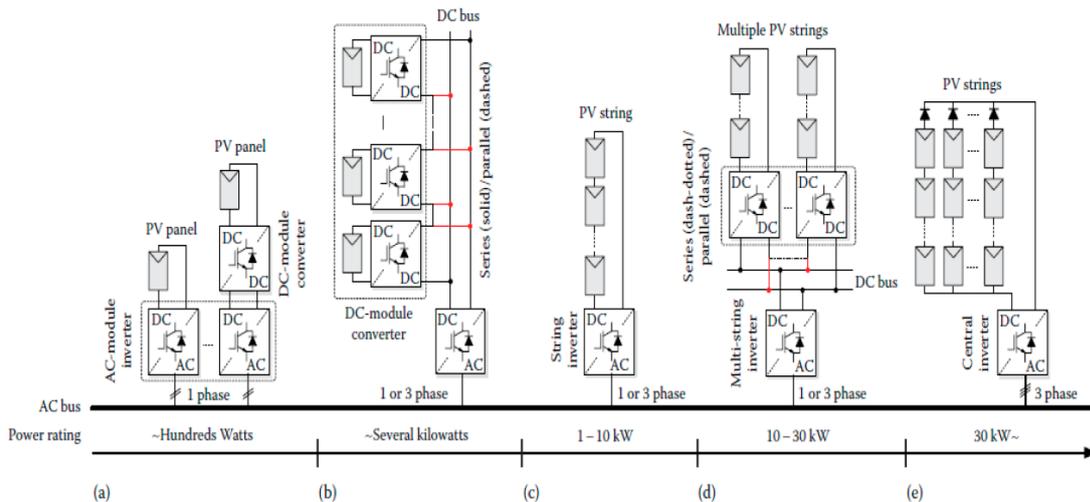


Figura 5-3: Uso de distintos tipos de inversores fotovoltaicos según potencia. Fuente: Zeb et al. (2018)

5.1. Configuración con Inversor Central

El inversor central es seguramente el que más se ha utilizado desde que se tiene conocimiento de la tecnología de la fotovoltaica, sobre todo si se trata de instalaciones a gran escala. El arreglo fotovoltaico consiste en una serie de strings (configuración de paneles solares conectados en serie) que se conectan luego en paralelo para ajustarse a la potencia deseada. La conexión a red se consigue mediante este tipo de inversor, el cual sigue una etapa de elevación de la tensión seguida de una etapa de inversión de la corriente (Picault, Raison, y Seddik, 2010). Un inversor central con suministro de red, puede inyectar armónicos de corriente que dan lugar a una mala calidad de la potencia, dificultando el cumplimiento de las normas emergentes (Nema et al., 2011).

5.2. Configuración con Inversor de Cadena

Esta configuración conecta un conjunto de paneles solares (una cadena) conectados en serie, a un inversor que convierte la energía producida en DC por toda la cadena, en AC, sumando la potencia de cada panel. La potencia del inversor no debe superar la potencia nominal a la cual está diseñado para operar, la cual debe ser menor que la potencia pico de la instalación.

Este tipo de configuración, sin embargo, reduce la producción de energía en la cadena si un módulo fotovoltaico disminuye su rendimiento por algún problema operacional, como por ejemplo, la presencia de sombras sobre el panel (Office of Energy Efficiency &

Renewable Energy, 2022). En la Figura 5-4 se puede ver la configuración de un inversor de cadena. Los módulos fotovoltaicos se disponen en serie, en este ejemplo cada uno de 37 V. La suma del voltaje llega al inversor, el cual transforma el voltaje de DC en AC para ser utilizado en el hogar.

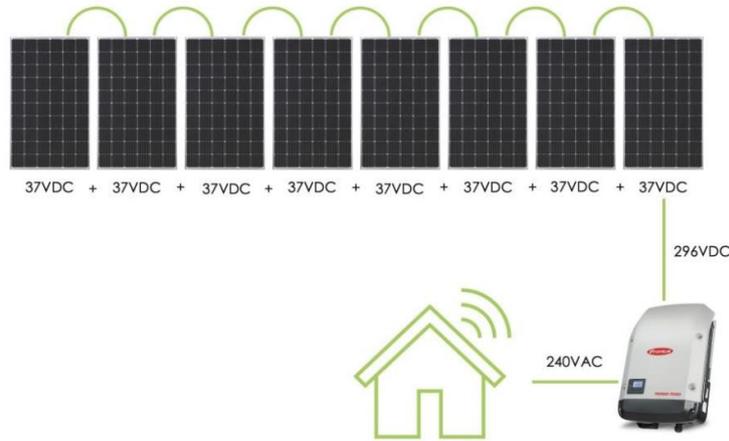


Figura 5-4: Ejemplo de inversor de cadena. Fuente: Gienergy (2020)

5.3. Configuración con inversor central y MPPTs

El inversor multistring, representado en la Figura 5-2 (b), cuenta con un control de MPPT en cada cadena del arreglo fotovoltaico, disminuyendo así las pérdidas por *mismatch* (o pérdidas por desacoplamiento) las cuales se ocasionan cuando existen paneles solares de distintos modelos o también debido a una condición externa como sombras o suciedad que hagan que un módulo o, una serie de módulos funcionen con distintos rendimientos. Las cadenas de módulos fotovoltaicos se conectan en forma paralela, para luego sincronizarse a la red a través de un inversor centralizado. Este diseño flexible, permite la adición sencilla de otra cadena con su propio MPPT, conectándose así a una plataforma ya existente.

5.4. Microinversores

Son inversores más pequeños, como su nombre lo indica, y se colocan en cada módulo fotovoltaico. De esta manera, los daños en un panel no afectan al conjunto fotovoltaico, convirtiendo la energía a plena capacidad. Con el uso de microinversores, se puede controlar el rendimiento de cada panel, pudiendo detectar cualquier problema a tiempo y repararlo antes de que se vea afectado el rendimiento general del sistema (Solar, 2022). En la Figura 5-5 se observa la colocación de microinversores en una conexión de paneles

en paralelo, convirtiendo la energía de DC a AC en el propio panel. Del mismo modo, en la Figura 5-2 (a) se muestra la configuración de microinversores como “AC module” de Nema et al. (2011).

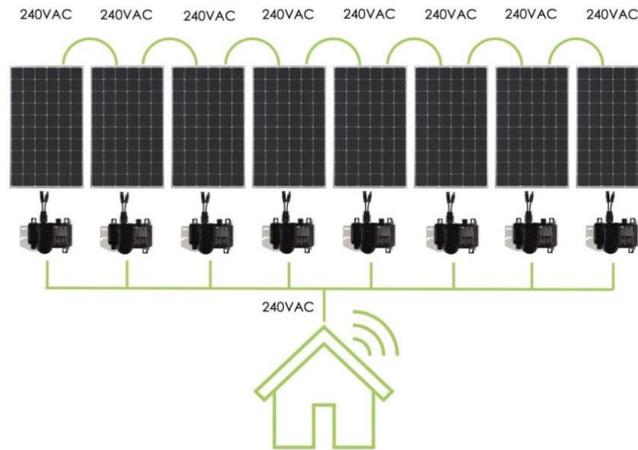


Figura 5-5: Ejemplo de uso de microinversores. Fuente: Gienergy (2020)

Los microinversores fueron la primera tecnología de nueva generación en entrar en el sector de la energía fotovoltaica. La empresa estadounidense Enphase (considerada durante mucho tiempo como el fabricante líder de microinversores en el mundo), lanzó el primer microinversor en 2008, y en 2009 las ventas despegaron. En otras regiones como Europa y Australia, las ventas han sido bajas en comparación con el mercado norteamericano, pero estas siguen creciendo con los años (Electrónica Torcal, 2022).

Estos ofrecen una serie de ventajas sobre los inversores tradicionales: al aislar eléctricamente los paneles entre sí (conexión en paralelo), se garantiza que la sombra o polvo que pueda caer sobre un módulo no disminuya significativamente la producción del arreglo fotovoltaico. Otras ventajas son el diseño simplificado del sistema, los cables de menor amperaje y el aumento en la seguridad (Ruchira, Tamrakar, Patel, y Choudekar, 2022). Su tecnología permite que cada microinversor maximice la captación de energía realizando un seguimiento del MPP en los módulos a los que se encuentra vinculado.

Hoy en día, el uso de microinversores es una tecnología en desarrollo, de la cual se realizan constantes estudios sobre su aprovechamiento y la optimización de la energía generada por medio de técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia (Cortés et al., 2020).

6. OTRAS OPCIONES: OPTIMIZADORES Y DIODOS *BYPASS*

Muchas veces se opta por soluciones que aumenten la eficiencia del arreglo fotovoltaico, las cuales merece la pena mencionarlas de manera aparte ya que no corresponden a inversores propiamente tal. Estos dispositivos se colocan a nivel de módulo fotovoltaico, y su objetivo principal es el de reducir las pérdidas de energía por desacoplamiento. Los más importantes a mencionar son los optimizadores y los diodos *bypass*, que se describen a continuación.

6.1. Optimizadores

Los optimizadores, al igual que los microinversores, entran dentro de la categoría de “*module-level power electronics (MLPE)*”, los cuales son elementos que pueden ser incorporados dentro de un sistema fotovoltaico para mejorar su rendimiento en ciertas condiciones (especialmente cuando existen condiciones de sombra).

Los optimizadores se encuentran entre los inversores y los microinversores. Estos se ubican en cada módulo solar, y en lugar de cambiar la DC en AC en el mismo panel, estos aparatos optimizan la corriente antes de enviarla a un inversor central. De esta manera, se puede mejorar un inversor de cadena utilizando optimizadores de potencia, creando una especie de módulos fotovoltaicos inteligentes.

El optimizador de potencia maximiza el MPP de cada panel. Este tipo de sistemas son muy flexibles, permitiendo conexión de cadenas mucho más largas y agregar diferentes tipos de paneles solares a una misma instalación (Solideo, 2020). En la Figura 6-1 a continuación se muestra un string de paneles con optimizadores e inversor de cadena.

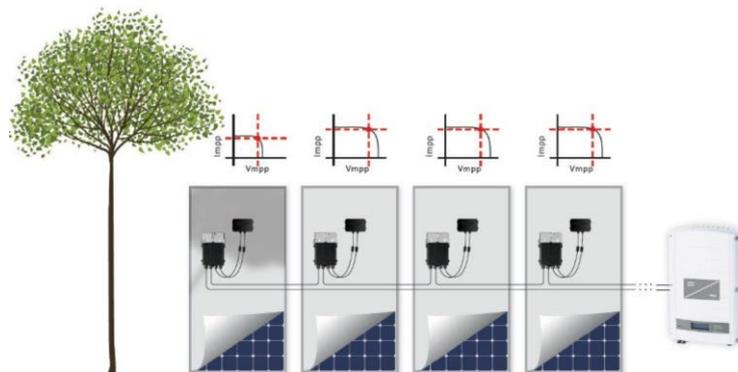


Figura 6-1: Ejemplo de uso optimizadores. Potencia máxima en una combinación diferente de corriente (I_{mpp}) y voltaje (V_{mpp}). Fuente: A-SOL (2022).

6.2. Diodos bypass

Los diodos bypass son dispositivos que se instalan en los módulos solares, o bien, vienen ya incluidos en estos, siendo más común en los módulos más nuevos que están saliendo hoy en el mercado. La función de estos es disminuir las pérdidas de potencia que se producen por la presencia de sombras sobre los paneles.

Se ha demostrado que la potencia suministrada por un módulo en el cual no se han empleado diodos, depende de la célula con mayor sombreado, disminuyendo la potencia total del conjunto (Borja, 2013). El diodo entra en conducción cuando la célula solar sombreada se polariza en inversa. Cuando éste se activa, la corriente deja de circular por la célula o el módulo solar (depende de donde se encuentre colocado el diodo bypass), conservando así la potencia del resto de la cadena de módulos no sombreados.

Cuando se remueve la sombra, la corriente a través de las células del panel vuelve a circular de manera normal y el diodo bypass retorna a su estado de polarización inversa. La Figura 6-2 ejemplifica el funcionamiento de un diodo bypass. En el panel del ejemplo, cuando se presenta una sombra en una línea de células, el diodo permite que la corriente no circule por ésta.

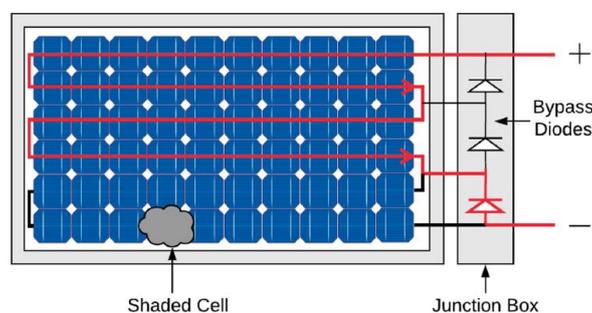


Figura 6-2: Ejemplo de diodos bypass. Fuente: Vieira, de Araújo, Dhimish, y Guerra (2020).

Debido a que la aplicación de los diodos bypass está enfocada a resolver principalmente los problemas por presencia de sombras, no será comparado en este trabajo con el uso de microinversores. Los optimizadores de potencia, en cambio, se han visto como una alternativa competitiva al uso de microinversores en una instalación fotovoltaica.

7. MICROINVERSORES VERSUS INVERSOR CENTRAL

A partir de la búsqueda de literatura, en este apartado se contrastan las características más importantes de una instalación con inversor central (lo cual aplica también para inversor de cadena) con una instalación que utiliza un sistema de microinversores.

7.1. Pérdidas por mismatch

Con el uso de inversores de tipo cadena, si uno o más paneles solares no se encuentran funcionando a su máximo rendimiento, toda la cadena se ve afectada, entregando finalmente al inversor el menor rendimiento de esta cadena de módulos, como se puede ver bien en la Figura 7-1.

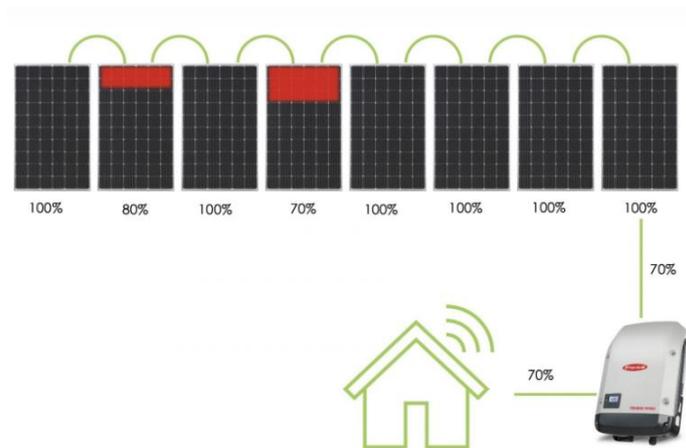


Figura 7-1: Paneles afectados con el uso de inversores tradicionales. Fuente: Gienergy (2020)

Al contrario, con el uso de microinversores, si uno o más paneles fallan en cuanto a condiciones operacionales o bien a presencia de sombras sobre el panel, el rendimiento de toda la cadena no se verá afectado, entregando a cada microinversor la correspondiente potencia máxima de cada panel para luego ser conectada a la red (Figura 7-2).

Para que un inversor convencional (o de cadena) funcione correctamente, cada cadena debe tener el mismo número de paneles solares, instalados en el mismo ángulo, y deben ser todos del mismo tipo (Solideo, 2020). Esto afecta principalmente a sistemas solares de tipo residencial, en el que las condiciones del tejado no son uniformes, es decir, si se desean instalar los paneles en diferentes direcciones, sería necesario un inversor adicional para cada ángulo si se quiere sacar el mayor provecho a la energía.

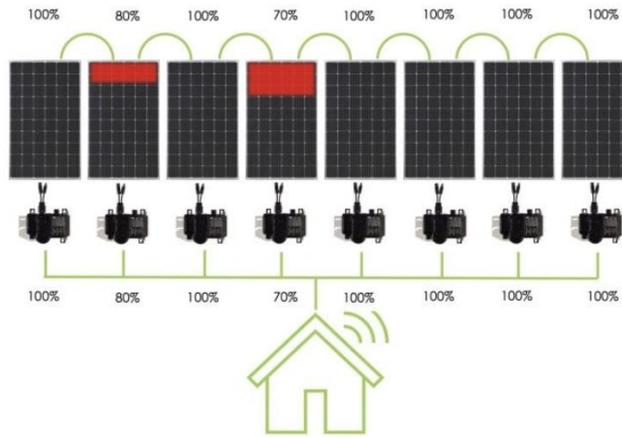


Figura 7-2: Ventajas del uso de microinversores. Fuente: Gienergy (2020)

7.2. Pérdidas de energía debido a resistencia eléctrica

Para evaluar cuál de las dos instalaciones (con inversor central o microinversores) tiene más pérdidas de energía a través de los cables, se debe considerar que generalmente se dispone de cables de cobre para ambos tipos de instalaciones, por lo que tienen el mismo valor de resistividad. En la instalación con microinversores, al encontrarse justo bajo los módulos fotovoltaicos, el largo del cable es pequeño, y al no recibir demasiada corriente la superficie del cable también es pequeña. En cambio, en la instalación con el inversor central, el cable debe ser largo y la superficie de este también, ya que trae consigo mayor corriente. De lo anterior resulta que las pérdidas estimadas por cableado serían entre 1-2% para inversores y microinversores por igual (Lagarde, Beillard, Mazen, Denis, y Leylavergne, 2021).

7.3. Pérdidas de energía debido a temperatura

Los rangos de temperatura a la que están diseñados los diferentes tipos de inversores para operar no debe excederse. Esta temperatura es entre $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ para inversores y entre $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ para microinversores. La diferencia de temperaturas radica en que los inversores usualmente se ubican en zonas techadas (cubiertas con sombra), mientras que los microinversores se encuentran justo por debajo del panel, percibiendo mayores variaciones de temperaturas (Lagarde et al., 2021).

La mayoría de los microinversores han sido sometidos a pruebas rigurosas que simulan climas adversos y condiciones del medio ambiente que pueden afectar el funcionamiento

de la instalación. Los microinversores, al estar expuestos inmediatamente al medio ambiente y ser impactados por la temperatura o la humedad, poseen un menor Tiempo Medio de Fallo (*Mean Time to Failure* [MTTF], por sus siglas en inglés). Estos pueden encontrarse expuestos a temperaturas de entre 30°C a 70°C y condiciones de ambiente variando de secas a extremadamente húmedas (Ruchira et al., 2022).

7.4. Seguridad en caso de incendios

Otro punto importante que comparar es la seguridad que entrega un inversor central en comparación con el uso de microinversores ante fallas de la conexión a tierra, lo cual puede presentar un riesgo de incendio por cortocircuito y electrocución. Un incendio puede producirse cuando el conductor de tierra deja de estar a su potencia habitual de funcionamiento, haciendo que superficies y estructuras (por ejemplo, los mismos paneles solares), pasen a estar energizadas. Si no existe una protección contra fallas a tierra en el sistema, este riesgo de incendio aumenta, afectando a los equipos y hasta el personal que puede encontrarse operando el sistema o haciendo mantenimiento.

En el caso de un inversor central, el inversor impedirá que la electricidad fluya hacia las líneas eléctricas, sin embargo, los cables desde el tejado hasta el inversor aún se encontrarán a una tensión alta. Al contrario, cuando hay un fallo de energía los microinversores se apagan y dejan de suministrar electricidad en su salida, siendo más seguros contra incendios (Solideo, 2020).

7.5. Costos asociados

Un punto no menor que considerar a la hora de escoger uno u otro tipo de tecnología es la inversión inicial y los costes asociados de la instalación. Esta decisión va a depender de una serie de condiciones. En primer lugar, se debe considerar la vida útil de cada equipo. Los microinversores tienen una vida útil de hasta 30 años, y un inversor central o de cadena tiene una vida útil de menos de 10 años (Lagarde et al., 2021). Al cabo de 25 años (tiempo en el cual normalmente dura un contrato de autoconsumo con venta de excedentes), será necesario cambiar el inversor central como mínimo dos veces, mientras que el microinversor seguirá operativo si se considera una garantía de fabricante de 25 años, y no necesita ser reemplazado.

Así lo demuestra el estudio realizado por Lagarde et al. (2021), en el cual son comparados tres escenarios en los cuales los inversores deben ser reemplazados dos o tres veces en un periodo de 25 años (Figura 7-3). Los costos asociados dependerán del número de paneles que contenga la instalación. La determinación de las curvas asociadas a los distintos escenarios, se realizaron considerando el modelo de microinversor IQ7 de Enphase, y el modelo de inversor SMA SunnyBoy 1.5 a 6.0. Se consideró además el costo de los cables de la instalación, debido a que difieren de una instalación a otra (como se mencionó anteriormente, el cable de un inversor debe ser más largo y de mayor superficie ya que circulará mayor corriente).

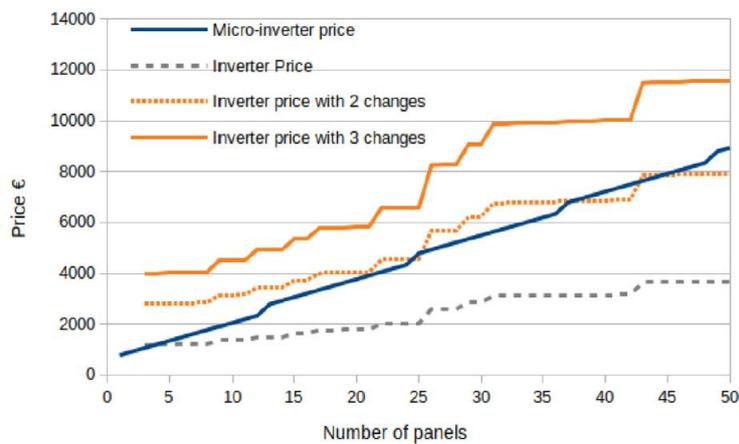


Figura 7-3: Comparación costes de un inversor central versus microinversores. Fuente: Lagarde et al. (2021)

Debido a que los inversores tienen un tiempo de vida útil de entre 8 a 12 años, la curva gris del gráfico anterior es poco realista, ya que necesariamente los inversores de una instalación, para el periodo considerado de 25 años, deben cambiarse dos o tres veces, incrementando considerablemente los costos. Las ventajas y desventajas del uso de microinversores encontradas por los autores de este estudio se muestran en la Tabla A-1 de la sección de Anexos.

Por otro lado, la investigación experimental de Ruchira et al. (2022), la cual consistió en instalar un panel integrado a un microinversor para un sistema de 1 kW evaluando tres condiciones distintas (normal, con sombras y con polvo), demostró que luego de un periodo de tiempo los costos extras iniciales de adquirir un microinversor pueden ser recuperados. El periodo de amortización de la inversión en condiciones de sombreado es de 5 años. La conclusión del estudio es que para instalaciones fotovoltaicas residenciales de baja potencia, se recomienda utilizar microinversores en lugar de un inversor central.

7.6. Performance ratio

El coeficiente de rendimiento (*Performance Ratio* [PR], por sus siglas en inglés) es una magnitud que entrega la calidad de una instalación fotovoltaica independiente de la ubicación de ésta. El PR se indica en porcentaje y expresa la relación entre el rendimiento real de la instalación y su rendimiento nominal, indicando qué parte de la energía se encuentra realmente disponible para la alimentación tras descontar las pérdidas energéticas y el propio consumo de la instalación (SMA Solar Technology AG, 2020). El PR puede alcanzar valores de hasta un 80%, debido a que siempre existirán pérdidas inevitables.

En el estudio de Lagarde et al. (2021) se compararon los PR de instalaciones fotovoltaicas con un inversor central y microinversores. Las conclusiones de este estudio fueron que las instalaciones con microinversores no tienen un PR superior a aquellas instalaciones con inversor central, de hecho, el PR resultó ser casi idéntico en ambas instalaciones a pesar de sus diferencias operacionales. Probablemente las pérdidas asociadas a sombreado de los paneles, debe ser mínima en comparación con otras pérdidas (Lagarde et al., 2021).

Por otro lado, el estudio de Famoso, Lanzafame, Maenza, y Scandura (2015) sobre la diferencia entre PR de ambas instalaciones, demuestra que los microinversores tienen un gran potencial, al tener incluso un mayor PR que los inversores, aunque la diferencia no resulta ser significativa. Se debe tener en cuenta que diferentes estudios pueden llegar a conclusiones opuestas, por lo que es importante siempre revisar sus respectivas metodologías y limitantes.

7.7. Diferencias en producción de energía

El estudio de investigación experimental de Ruchira et al. (2022) determinó la energía producida por una instalación con inversor central y otra con microinversores en un sistema bajo condiciones normales de operación, condiciones de sombra y condición de polvo sobre los módulos (Figura 7-4 a Figura 7-6). El estudio concluye que la energía producida por los microinversores es ligeramente mayor a la producida por el inversor central para las tres condiciones experimentales. Las características del inversor, paneles y microinversores utilizados por el estudio son descritas en la Tabla A-2 a Tabla A-4.

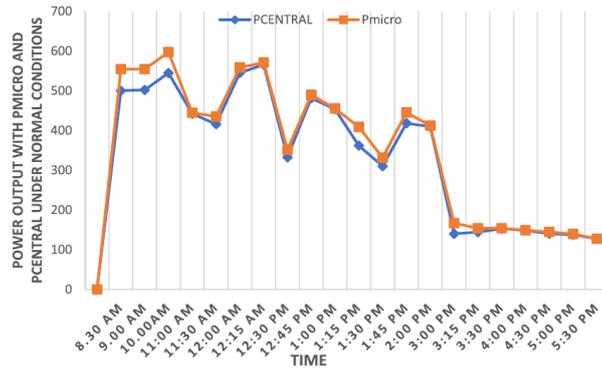


Figura 7-4: Comparación producción de energía entre inversor (PCENTRAL) y microinversores (Pmicro) bajo condiciones normales de operación. Fuente: Ruchira et al. (2022)

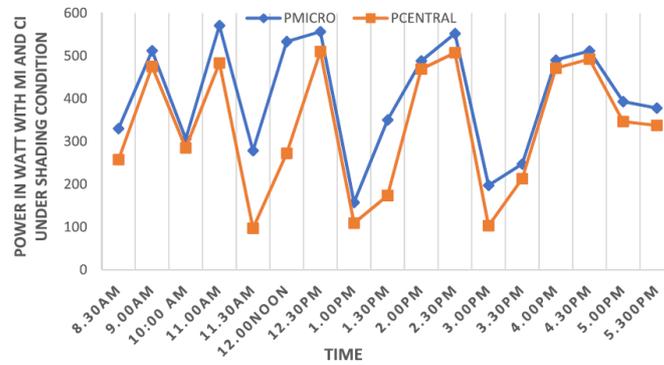


Figura 7-5: Comparación entre la producción de energía entre inversor y microinversores bajo condiciones de sombra. Fuente: Ruchira et al. (2022)

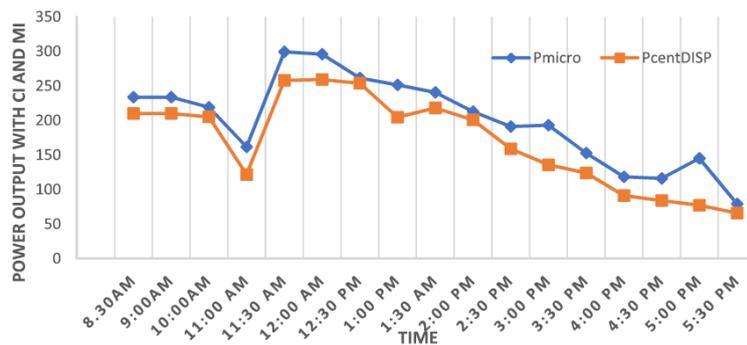


Figura 7-6: Comparación entre la producción de energía entre inversor y microinversores bajo condiciones de polvo. Fuente: Ruchira et al. (2022)

Esta es la misma conclusión a la que llegó el artículo de Cortés et al. (2020), quienes realizaron un estudio experimental en la ciudad de Manizales, Colombia, arrojando como

resultado que para once meses de pruebas, el arreglo con microinversores presentó un 16,5% adicional de energía generada, comparado con la instalación de inversor central.

Por otro lado, las simulaciones llevadas a cabo por el estudio de Picault et al. (2010) llegaron a la conclusión de que dependiendo de las condiciones de sombra, los microinversores entregan una mayor potencia en comparación con el inversor central. En el estudio, en condiciones de sombras producidas por edificios cercanos (*nearby building*) o chimeneas (*chimney*), los microinversores entregan mayor potencia, como muestra la Figura 7-7.

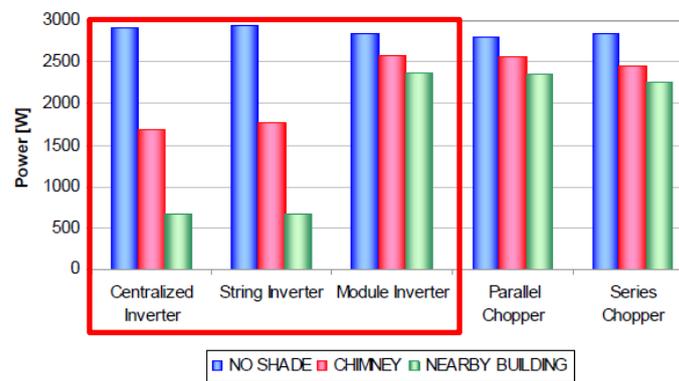


Figura 7-7: Producción de energía entre inversor y microinversores bajo diferentes condiciones. Fuente: Picault et al. (2010)

7.8. Almacenamiento de energía

Hoy en día, muchos de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías de DC no se pueden utilizar con microinversores, debido a que estos ya emiten la alimentación de energía en AC. Sin embargo, frente a este problema se pueden utilizar baterías con sistemas de AC. Existen empresas dedicadas a los microinversores que ya venden sistemas de baterías que se pueden conectar con los microinversores de la misma marca, asegurando una correcta compatibilidad.

Frente a este punto, un inversor central o de cadena puede utilizar cualquier tipo de batería que sea compatible con el inversor.

8. MICROINVERSORES VERSUS OPTIMIZADORES

Luego de comparar bajo diferentes condicionantes el uso de un inversor central o de cadena con el uso de microinversores en una instalación fotovoltaica, se decide comparar entre dos opciones que hoy en día se consideran igualmente válidas por muchos instaladores y estudiosos del tema. Si bien los optimizadores no corresponden a un tipo de inversor y no reemplazan la existencia de este en una instalación fotovoltaica, su aplicación en el arreglo fotovoltaico permite mejorar el rendimiento de la instalación, por lo que es importante estudiar si este MLPE llega a ser competitivo.

En este punto, es importante mencionar el estudio llevado a cabo por Picault et al. (2010), el cual tenía por objetivo determinar la topología de una planta solar de 3 kWp que extrae más energía en tres escenarios distintos: escenario sin sombra, escenario con sombra producida por una chimenea y escenario con sombra de un edificio cercano. Las topologías que se utilizan en el estudio son: inversor central, inversor de cadena, microinversores, y conjunto de optimizadores e inversor central. Este estudio junto a otros más, permitirán obtener una idea general de si el uso de los optimizadores compite con los microinversores.

8.1. Pérdidas por mismatch

Ambos MLPE, tienen las mismas ventajas en cuanto a reducir las pérdidas por mismatch en una instalación fotovoltaica. Debido a que ambos sistemas están dispuestos en cada panel solar, se hace fácil la detección de alguna falla debido a sombras u otro problema de rendimiento del panel, garantizando así que cada cadena de paneles produzca la máxima potencia posible en cada momento. Al igual que los microinversores, los optimizadores permiten una monitorización individual de los paneles, por lo general a través de aplicaciones móviles o bien programas diseñados por las propias marcas.

8.2. Pérdidas de energía debido a resistencia eléctrica

En una instalación con optimizadores, se necesita alrededor de 2,7 m de cable de conexión adicional en comparación con una instalación solo con inversor central, debido a que se requieren cables de entrada y salida para cada módulo fotovoltaico al que están conectados. Este cable adicional da como resultado una caída de voltaje de alrededor de 0,27 V por optimizador (SMA Solar Technology AG, 2022). Una instalación con

microinversores, no necesita el cableado hacia un inversor central ya que la conversión a AC se realiza directamente en cada módulo, por ende se debiera esperar que las pérdidas por cableado fueran un poco mayores en instalaciones con optimizadores.

8.3. Seguridad en caso de incendios

Igual que los microinversores, los optimizadores son más seguros en caso de incendios frente a un inversor central. Esta es una ventaja que comparten ambos MLPE. Si se presenta una falla en el sistema, reducen el voltaje de DC de los paneles al mínimo (1 V o incluso menos) reduciendo así el riesgo de potenciales accidentes (Cambio Energético, 2019). En caso de detectar un arco eléctrico (o descarga eléctrica), los optimizadores inmediatamente se desconectan, mandan alerta y localizan el panel que está dando problemas.

8.4. Costos asociados

En general, el costo de un optimizador de potencia en comparación con un microinversor es menor, como se puede ver en la Tabla A-5 de la sección de Anexos. En una instalación con optimizadores, al costo total considerando un inversor central o de cadena, se le debe añadir el costo de un optimizador por módulo fotovoltaico. En cambio, en una instalación con microinversores, el costo del inversor central ya no se considera.

Sin embargo, muchas veces el costo de añadir optimizadores sigue siendo menor que la opción de los microinversores (Forme Solar Electric, 2022). Realmente, el hecho de que una opción sea mejor que la otra, dependerá del tamaño de la instalación. Si son proyectos a largo plazo, como se mencionó en la comparación de los microinversores con un inversor central, los MLPE empiezan a tener ventajas sobre el inversor debido a que tienen un mayor tiempo de vida útil.

Hoy en día, una instalación con microinversores requiere de una inversión mayor que una con optimizadores, debido principalmente a que la instalación con microinversores es más compleja ya que realiza la conversión DC/AC en el propio panel solar.

8.5. Diferencias en producción de energía

Ambos dispositivos, microinversores y optimizadores, garantizan el máximo rendimiento de la instalación fotovoltaica, al buscar el MPP de cada módulo de manera individual.

Cada panel solar trabaja de manera aislada, por lo que si un módulo baja su rendimiento, no afecta al resto de paneles.

Si bien estos MLPE presentan la misma ventaja en cuanto a garantizar el mejor rendimiento de una instalación, los optimizadores se caracterizan por una eficiencia de conversión muy alta (alcanzando hasta el 98,8%), generalmente mayor que la de los microinversores (Prieto, 2020). Además, los modelos más modernos de optimizadores, están basados en una configuración que les permite incorporar un transformador, aumentando notablemente el voltaje a la salida (Prieto, 2020).

Los resultados del estudio realizado por Picault et al. (2010) de simulaciones bajo distintas condiciones de sombra, demuestran que la producción de energía es bastante similar para configuraciones con optimizadores dispuestos en serie y en paralelo, en comparación con la producida por la instalación con microinversores, como se puede ver en la Figura 8-1. De este estudio se concluye que la utilización de los MLPE sigue siendo mejor en condiciones de sombreado frente al uso de inversor central o de cadena. Sin embargo, una de las limitantes de este estudio y que se debe tener en consideración, es que las simulaciones han sido obtenidas a partir de un programa computacional, y como tal, tiene aspectos a nivel de algoritmo que se deben mejorar (Picault et al., 2010).

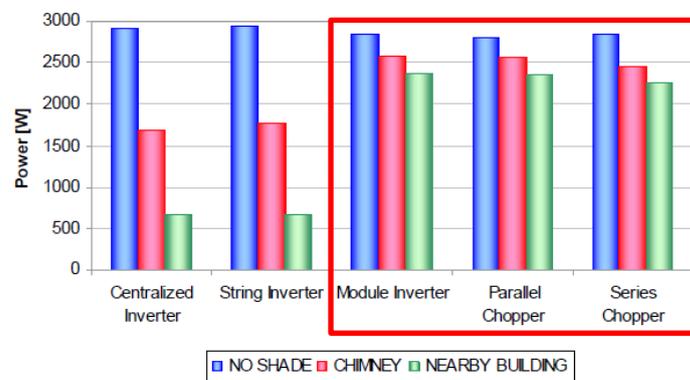


Figura 8-1: Producción de energía entre microinversores y optimizadores bajo diferentes condiciones. Fuente: Picault et al. (2010)

En cuanto a pérdidas de energía, hay que tener en cuenta que una instalación con optimizadores va asociada a una disminución de la potencia debido a que el inversor central (o bien, de cadena) en este caso no es sustituible. En otras palabras, existirán pérdidas de energía propias del inversor y se le sumarán las pérdidas provocadas por los

optimizadores. Con microinversores, las pérdidas de energía asociadas a un inversor se ven reemplazadas, pero hay que considerar que la eficiencia de los microinversores hoy en día es un poco menor que la de un inversor de cadena (Prieto, 2020). Sin embargo, esta diferencia de eficiencia parece no ser tan significativa para algunas marcas de microinversores que son los más utilizados hoy en día, como los de Enphase (ver Figura A-1, Figura A-2 y Figura A-3 de Anexos).

8.6. Almacenamiento de energía

Los optimizadores de potencia, al convertir la energía de DC a DC, no tienen la necesidad de requerir una batería especial que funcione en AC como los microinversores, las cuales según el modelo pueden llegar a ser muy costosas. Una instalación con optimizadores puede contar con un sistema de almacenamiento en DC, ya que esta de igual manera necesita de un inversor para poder convertir luego la energía en AC. Por lo tanto, se pueden utilizar los sistemas de batería que funcionan en una instalación sin optimizadores, es decir, aquellas que funcionan solo con un inversor central o de cadena.

9. DISCUSIÓN

El uso de microinversores u optimizadores de potencia, pareciera ser realmente competitivo a la hora de escoger un sistema para la instalación de un sistema solar fotovoltaico. Ambos sistemas tienen las mismas ventajas en cuanto a maximizar la energía producida a nivel de módulo, hacer más segura la instalación disminuyendo el riesgo de incendio, permitiendo la monitorización individual de módulos, y reduciendo por ende las pérdidas por mismatch del sistema. La diferencia crucial entre ambos sistemas es que con optimizadores, el inversor central o de cadena no puede sustituirse, mientras que con microinversores, la conversión DC/AC se realiza en el mismo módulo.

La pregunta de cuando utilizar microinversores u otro sistema convencional de conversión de energía en una instalación fotovoltaica, pareciera no tener una respuesta correcta. Muchas veces, el instalador trabajará con el equipo con el que se sienta más cómodo y familiarizado. Finalmente, el tipo de inversor solar a escoger depende del tipo de montaje seleccionado y el tamaño de la instalación donde se dispondrán los paneles, además de los objetos de sombreado que estarán presentes (y la frecuencia con la que esta sombra afectará a los paneles), la cantidad de energía necesaria para cubrir el consumo del cliente, y no menos importante, el presupuesto disponible.

La investigación bibliográfica realizada permite tener una visión global de en qué casos utilizar un sistema u otro. Sin embargo, se deben tomar en cuenta las limitantes de realizar un estudio a partir de investigaciones previas. Cada estudio contempla distintas limitaciones, que pueden ser obstáculos propios de los programas utilizados para las simulaciones. Es importante comparar las conclusiones de diversos autores bajo escenarios similares de prueba, ya sean teóricas o experimentales. En este caso, varios autores llegan a las mismas conclusiones en cuanto a, por ejemplo, el aumento en la producción de energía que llevaría el uso de microinversores, pero también a la ventaja de los optimizadores, que tienen el mismo resultado y su coste inicial es menor.

Los estudios que se han elaborado hasta la fecha acerca de la aplicabilidad que tienen los microinversores en instalaciones fotovoltaicas, junto con los análisis comparativos llevados a cabo entre microinversores, inversor central y el uso de optimizadores de potencia, permiten concluir sobre las ventajas y desventajas asociadas a uno (Tabla 9-1).

Tabla 9-1: Ventajas y desventajas de inversor, microinversores y optimizadores. Fuente:

Elaboración propia

	Ventajas	Desventajas
Inversor de cadena o central	<ul style="list-style-type: none"> • Menor costo de inversión inicial • Puede operar bien sin sombras • Más fácil de mantener debido a su ubicación única y accesible • Preferible en instalaciones fotovoltaicas de gran envergadura 	<ul style="list-style-type: none"> • La producción total de la instalación disminuye si un panel es dañado o sombreado • No existe la posibilidad de monitorear cada panel individualmente • No es óptimo si los paneles están orientados en direcciones diferentes • No pueden trabajar con potencias pico muy bajas • Se puede requerir de un segundo inversor central si no satisface la producción deseada • No es posible en instalaciones muy pequeñas • Garantía de 5 a 8 años • Vida útil promedio de 8 a 12 años • Son más inseguros en caso de incendio debido a la gran tensión que manejan
Microinversores	<ul style="list-style-type: none"> • El rendimiento global del sistema no es afectado a causa de las sombras • Disminución de pérdidas por mismatch • Posibilidad de monitorización individual de los paneles • Si aumenta el consumo de energía, es más fácil y menos costoso que la colocación de un segundo inversor • Preferible en los tejados con distintas orientaciones • Posible en instalaciones de todos los tamaños • Pueden trabajar con potencias picos muy bajas • Garantía de 10 a 25 años • Vida útil promedio de 30 años • Más seguros en caso de incendio: la intensidad recibida es la corriente nominal del panel 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto costo inicial • No es necesario si todos los paneles están orientados en la misma dirección y sin sombra • En instalaciones grandes, el uso del inversor es más competitivo económicamente • Mantenimiento es más complicado, ya que cada inversor está situado en el tejado • Se encuentran expuestos a temperaturas más extremas, al estar ubicados en el tejado bajo el mismo panel • Para almacenamiento de energía, se requiere de baterías especiales en AC
Optimizadores	<ul style="list-style-type: none"> • Sombreado no afecta el rendimiento global del sistema • Disminución de pérdidas por mismatch • Posibilidad de monitorización individual de los paneles • Aumentan la eficiencia de una instalación con inversor de cadena o central • Menos costosos que los microinversores • Garantía de 10 a 25 años • Vida útil promedio de 30 años • Por seguridad, durante un corte de energía reducen la salida de energía de cada panel a un voltaje bajo y seguro 	<ul style="list-style-type: none"> • Es un equipo que funciona en conjunto con los inversores, no convierten energía, solo mejoran la producción de esta • Alto costo inicial • No es necesario si todos los paneles están orientados en la misma dirección y sin sombra • Necesita mayor cableado, ya que considera el cableado del inversor y el de los optimizadores • Mantenimiento requiere revisión de los optimizadores que se encuentran bajo cada panel, además de la revisión del inversor

10. CONCLUSIONES

El objetivo de este trabajo consistió en estudiar el modo de funcionamiento de los microinversores, para saber si hoy en día pueden ser la mejor alternativa frente a otras tecnologías en un sistema fotovoltaico. La hipótesis planteada, es si los microinversores son la opción segura, rentable y más eficiente en comparación con otro tipo de inversores.

A partir de esta investigación, se concluye que la decisión de utilizar microinversores en lugar de otro sistema de transformación de energía es ambigua, y depende de muchos factores. Su uso hoy en día parece ser factible para instalaciones fotovoltaicas de escala reducida, es decir, aquellas destinadas a residencial de autoconsumo en las que la potencia es más bien baja, ya que el coste de los microinversores supera el coste total de una instalación con inversor solar común cuando la instalación es de mayor envergadura.

El análisis realizado puede dar pie a futuras investigaciones que complementen de manera experimental o a través de simulaciones computacionales las conclusiones obtenidas. Por ejemplo, simular un mismo sistema fotovoltaico con y sin el uso de microinversores con ayuda de la herramienta PVSYST, puede entregar una idea de su factibilidad, al compararlo con el uso de un inversor central o bien a la aplicación de optimizadores en la misma instalación.

La idea de hacer simulaciones con PVSYST se podría realizar planteando distintos escenarios, como por ejemplo instalaciones fotovoltaicas residenciales de autoconsumo, o bien instalaciones de mayor envergadura, y luego realizar un análisis comparativo de los datos obtenidos por el programa. Este mismo análisis se podría llevar a cabo también con la herramienta de PVGIS, sin embargo, esta es más limitada. La manera de simular una instalación con microinversores podría ser variando las pérdidas de energía, ya que con el uso de microinversores (u optimizadores) no se tienen pérdidas por mismatch.

En cualquier caso, añadir estudios sobre este tema ya sea experimentales o teóricos, es un aporte al desarrollo de la energía fotovoltaica, una de las principales fuentes de energía renovable que hoy en día permite avanzar hacia la transición energética.

11. BIBLIOGRAFÍA

- A-SOL. (2022). Diferencia entre una planta de energía con o sin un optimizador [en línea]. Recuperado de <https://a-sol.si/es/solar-edge-es/diferencia-entre-una-planta-de-energia-con-o-sin-un-optimizador/> [Fecha de consulta: 27/12/2022]
- Borja, J. (2013). *Estudio experimental del comportamiento de un módulo fotovoltaico en condiciones de sombreado con distintas configuraciones de diodos bypass*. (Máster Universitario en Ingeniería Mecánica y Materiales-Màster Universitari en Enginyeria Mecànica i Materials), Universitat Politècnica de València, València. Recuperado de <https://riunet.upv.es/handle/10251/39153>
- Cambio Energético. (2019). COMPARATIVA DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS PARA AUTOCONSUMO EN VIVIENDA (ACTUALIZADO 2019) [en línea]. Recuperado de <https://www.cambioenergetico.com/blog/comparativa-de-inversores-fotovoltaicos-para-autoconsumo-en-vivienda-actualizado-2019/> [Fecha de consulta: 10/11/2022]
- Clean Energy Reviews (CER). (2021). Solar Inverter Comparison Chart 2021 [en línea]. Recuperado de <https://www.cleanenergyreviews.info/solar-inverter-comparison> [Fecha de consulta: 10/11/2022]
- Consejo de la Unión Europea. (2022). Infografía - Objetivo 55: cómo tiene previsto potenciar la UE la energía renovable [en línea]. Recuperado de <https://www.consilium.europa.eu/es/infographics/fit-for-55-how-the-eu-plans-to-boost-renewable-energy/> [Fecha de consulta: 30/11/2022]
- Cortés, C. L., Gómez-Gómez, G. S., Betancur-Londoño, F., Carvajal-Quintero, S. X., y Guerrero-González, N. (2020). Análisis experimental del desempeño de un sistema solar fotovoltaico con inversor centralizado y con microinversores: caso de estudio Manizales. *TecnoLógicas*, 23(47), 1-21. doi:<https://doi.org/10.22430/22565337.1403>
- Díaz, T., y Carmona, G. (2010). *CEO - Instalaciones solares fotovoltaicas*. GM. : MCGRAW-HILL INTERAMERICANA DE ESPAÑA,S.L. ISBN: 84-481-7169-1
- Electrónica Torcal. (2022). ¿Qué es un Micro Inversor? [en línea]. Recuperado de https://electronicatorcal.com/microinversores/#Micro_Inversores_Y_Baterias [Fecha de consulta: 11/11/2022]

- Famoso, F., Lanzafame, R., Maenza, S., y Scandura, P. (2015). Performance Comparison between Micro-inverter and String-inverter Photovoltaic Systems. *Energy Procedia*, 81, 526-539. doi:10.1016/j.egypro.2015.12.126
- Forme Solar Electric. (2022). How Much do Microinverters Cost? [en línea]. Recuperado de <https://formesolar.com/how-much-do-micro-inverters-cost/> [Fecha de consulta: 02/01/2023]
- Galván, G. (2019). Certificaciones en inversores fotovoltaicos [en línea]. Recuperado de <https://cceeex.mx/blog/energia-solar-fotovoltaica/certificaciones-en-inversores-fotovoltaicos> [Fecha de consulta: 11/11/2022]
- Gienergy. (2020). What are the pros and cons of a microinverter vs. a string inverter? [en línea]. Recuperado de <https://gienergy.com.au/what-is-the-difference-between-a-string-inverter-and-a-microinverter/> [Fecha de consulta: 26/11/2022]
- Gobierno de España. (2022). La Unión Europea en la lucha contra el cambio climático. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Recuperado de <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/la-union-europea/> [Fecha de consulta: 30/11/2022]
- International Energy Agency (IEA). (2022). *Renewable Energy Market Update. Outlook for 2022 and 2023*. Recuperado de <https://iea.blob.core.windows.net/assets/d6a7300d-7919-4136-b73a-3541c33f8bd7/RenewableEnergyMarketUpdate2022.pdf>
- Kotak, V. C., y Tyagi, P. (2013). *DC To DC Converter in Maximum Power Point Tracker*. Paper presented at the International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering. (An ISO 3297: 2007 Certified Organization) Vol. 2, Issue 12, DECEMBER 2013.
- Lagarde, Q., Beillard, B., Mazen, S., Denis, M.-S., y Leylaverigne, J. (2021). Performance ratio of photovoltaic installations in France: Comparison between inverters and micro-inverters. *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jksues.2021.11.007>
- Nema, S., Nema, R., y Agnihotri, G. (2011). Inverter topologies and control structure in photovoltaic applications: A review. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 3, 012701. doi:<https://doi.org/10.1063/1.3505096>
- Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. (2022). Solar Integration: Inverters and Grid Services Basics [en línea]. Recuperado de

- <https://www.energy.gov/eere/solar/solar-integration-inverters-and-grid-services-basics> [Fecha de consulta: 22/12/2022]
- Picault, D., Raison, B., y Seddik, B. (2010). Reducing mismatch losses in grid connected residential BIPV arrays using active power conversion components. *European Photovoltaic Solar Energy Conference 2010 (25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 6-10 September 2010, Valencia, Spain)*, 5141 - 5144. doi:10.4229/25thEUPVSEC2010-5BV.5.15
- Prieto, U. (2020). Optimizadores de potencia y microinversores [*en línea*]. Recuperado de <https://www.censolar.org/optimizadores-de-potencia-y-microinversores/> [Fecha de consulta: 05/01/2023]
- Red Eléctrica España. (2022). *El sistema eléctrico español. Informe resumen de energías renovables*. Recuperado de Madrid, España: <https://www.sistemaelectricoree.es/informe-de-energias-renovables>
- Ruchira, Tamrakar, E., Patel, R.-N., y Choudekar, P. (2022). Customized design of microinverter based solar photovoltaic system for small houses in developing nations. *Renewable Energy Focus*, 42, 178-189. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ref.2022.06.004>
- Salas, V., Olias, E., Débora, P.-J., y Pérez-Regalado, M.-J. (2011). *OVERVIEW ABOUT INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC) STANDARDS APPLIED TO GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC INVERTERS*. Paper presented at the Proceedings of the ISES Solar World Congress 2011, Kassel, Germany. <http://proceedings.ises.org/paper/swc2011/swc2011-0401-Salas.pdf>
- SMA Solar Technology AG. (2020). *Coeficiente de rendimiento - Factor de calidad de la instalación fotovoltaica*. Recuperado de https://www.sma.de/es/resultados-de-la-busqueda?tx_solr%5Bq%5D=Perfratio-TI-es-11
- SMA Solar Technology AG. (2022). Cinco mitos sobre los optimizadores de potencia de CC [*en línea*]. Recuperado de <https://www.sma-sunny.com/es/cinco-mitos-sobre-los-optimizadores-de-potencia-de-cc/> [Fecha de consulta: 07/01/2023]
- Solar. (2022). Solar Inverters: Types, Pros and Cons [*en línea*]. Recuperado de <https://www.solar.com/learn/solar-inverter/> [Fecha de consulta: 07/01/2023]
- Solideo. (2020). El aumento de la eficiencia de la instalación fotovoltaica residencial, gracias al uso de microinversores. Los sistemas simple de última generación [*en*

línea]. Recuperado de <https://www.solideo.es/la-eficiencia-que-representa-el-uso-de-micro-inversores/> [Fecha de consulta: 27/12/2022]

- Vieira, R. G., de Araújo, F. M. U., Dhimish, M., y Guerra, M. I. S. (2020). A Comprehensive Review on Bypass Diode Application on Photovoltaic Modules. *Energies*, 13(10), 4. doi:10.3390/en13102472
- Zeb, K., Khan, I., Uddin, W., Khan, M., Sathishkumar, P., Busarello, T., . . . Kim, H. (2018). A Review on Recent Advances and Future Trends of Transformerless Inverter Structures for Single-Phase Grid-Connected Photovoltaic Systems. *Energies*, 11, 1968. doi:10.3390/en11081968

12. ANEXOS

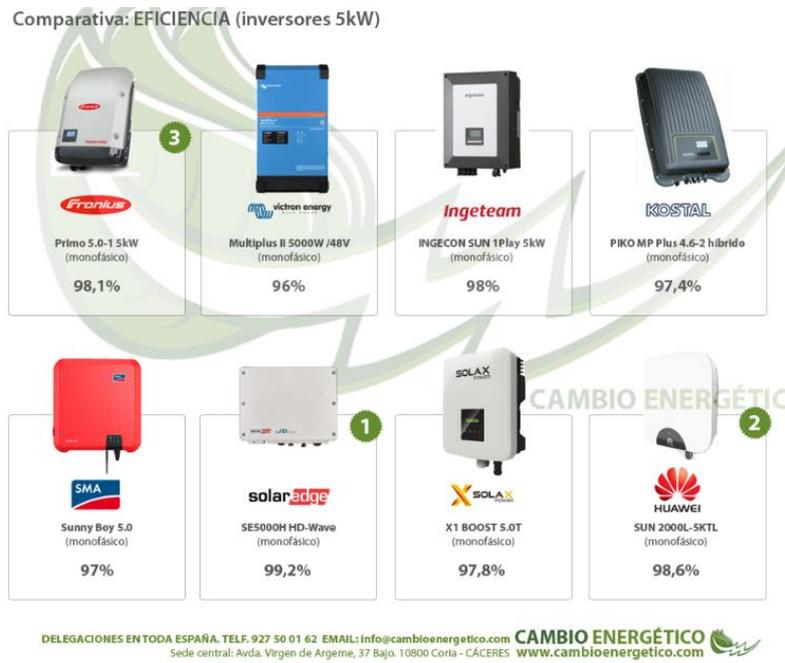


Figura A-1: Eficiencia de diferentes inversores para autoconsumo (5kW). Fuente: Cambio Energético (2019)

Manufacturer	Pic	Model	Type	Sizes (AC)	MPPT Voltage Range	MPPT 1-2 Current (A)	Warranty	Efficiency %	Other Features	Price Range
Fronius		Primo	String Solar Inverter	3.0 kW 4.0 kW 5.0 kW 6.0 kW * 8.2 kW *	200V - 800V *Optimal Startup 80V	12A / 12A 18A / 18A * Isc = 18A Isc = 27A *	10 Years (5+5)	Max 98.1% EU 97.1%	Integrated DC Isolator (Cert), Snap-in design, Hidden connections, Relay control, LCD display	\$\$\$\$\$
SolarEdge		HD Wave Genesis	Hybrid Solar Inverter, Requires optimisers	3.0 kW 5.0 kW 6.0 kW 8.2 kW 10 kW	380V # Ref optimiser specifications	9A to 25.5A	12 Years	Max 99.2% EU 99% + optimisers	Panel Optimisers, Integrated DC Isolator (Cert), Hidden connections, Rapid shutdown, Battery ready (SE batt)	\$\$\$\$\$
SMA		Sunny Boy	String Solar Inverter	3.0 kW 3.6 kW 4.0 kW 5.0 kW 6.0 kW	175V - 500V *Operating Startup 100V *	15A / 15A Isc = 20A	10 Years Options up to 20 yrs	Max 97.0% EU 96.5%	Integrated DC Isolator (Cert),	\$\$\$\$
Sungrow		SG-K Premium	String Solar Inverter	2.0 kW 2.5 kW 3.0 kW 5.0 kW 8.0 kW *	260V - 450V *Optimal Startup 90V	12.5A / 12.5A 12.5A / 25A * Isc = 15A Isc = 30A *	10 Years	Max 98.0% EU 98.4%	Integrated DC Isolator (Cert), LCD Display	\$\$\$
FIMER		UNO-DM-PLUS-Q	String Solar Inverter	3.0 kW 4.0 kW 4.6 kW 5.0 kW	150V - 530V *Operating Startup 120V Adj	32A / 16A Isc = 20A	10 Years	Max 97.4% EU 97.0%	Integrated DC Isolator (Cert), Par	\$\$\$\$
Enphase		107+	Single Micro Inverter	250W 250W 320W (per panel)	No string voltage limitations	N/A Isc = 15A	10 Years (AU) 25 Years (US)	Max 97.5% EU 96.5%	Micro Inverter - no limitations on string length or orientation. No PID issues, Can mix panels	\$\$\$\$\$
AP systems		DS3	Dual Micro Inverter	625VA 750VA 880VA (2 panels)	No string voltage limitations	N/A Isc = 15A	10 Years Option to 25 Years	Max 97.0% EU # #	Micro Inverter - no limitations on string length or orientation. No PID issues	\$\$\$\$
Huawei		SUN2000L1	Hybrid String Solar Inverter	3.0kW 3.6kW 4.0kW 5.0kW 6.0kW	160V - 450V *Optimal Startup 100V	12.5A / 12.5A Isc = 18A	10 Years	Max 98.4% EU 97.8%	Hybrid inverter, Integrated DC Isolator (Cert), Arc fault detection, Optional optimisers	\$\$\$\$
Delta		Home Series	String Solar Inverter	2.5 kW 3.0 kW 4.0 kW 5.0 kW	125V - 500V *Optimal Startup 35V	11A / 11A Isc = 15A	5 Years Options up to 15 yrs	Max 98.3% EU 98.0%	Integrated DC Isolator (Cert), Integrated energy meter (ext CT)	\$\$\$
Goodwe		DNS Series	String Solar Inverter	3.0 kW 3.6 kW 4.2 kW 5.0 kW	80V - 550V *Operating Startup 120V	11A / 11A Isc = 13.8A	10 Years Options up to 25 yrs	Max 97.8% EU 97.5%	Integrated DC Isolator (Cert), LCD Display	\$\$\$
Solax		X1 Boost	String Solar Inverter	3.0 kW 3.3 kW 3.6 kW 4.2 kW 5.0 kW	70V - 580V *Operating Startup 100V	12A / 12A Isc = 14A	5 Years Options to 10 yrs	Max 97.8% EU 97.0%	LCD Display	\$\$
FoxESS		F series	String Solar Inverter	3.0 kW 3.6 kW 4.6 kW 5.0 kW 6.0 kW	80V - 550V *Operating Startup 120V	12.5A / 12.5A Isc = 15A	10 + 2 Years	Max 97.4% EU 96.8%	Integrated DC Isolator (Cert), LCD Display	\$\$\$
MIL Solar		Eclipse	String Solar Inverter	4.95 kW 5.0 kW	90V - 600V *Operating Startup 80V	12A / 12A Isc = 15A	10 Years (5 + 5)	Max 97.0% EU 96.3%	Integrated DC Isolator, Australian made	\$\$\$\$
Growatt		MIN TL-XH	Hybrid String Solar Inverter	2.5 kW 3.0 kW 3.6 kW 4.2 kW 5.0 kW 6.0 kW	80V - 550V *Operating Startup 100V	12A / 12A Isc = 16A	10 Years (5 + 5)	Max 98.4% EU 97.5%	Integrated DC Isolator (Cert),	\$\$\$
Solis		1P K-4G	String Solar Inverter	3.0kW 3.6kW 4.6kW 5.0kW 6.0kW	90V - 520V *Operating Startup 120V	11A / 11A Isc = 17A	10 Years (5 + 5)	Max 98.1% EU 97.3%	Integrated DC Isolator (Cert), LCD Display	\$\$
Sofar		SOFAR TLM	String Solar Inverter	3.0 kW 3.7 kW 4.0 kW 4.6 kW * 5.0 kW * 6.0 kW *	175V - 500V *Optimal Startup 120V	15A / 15A Isc = 18A *	5 Years Options to 10 yrs	Max 97.6% EU 97.3%	Integrated DC Isolator (Cert), LCD Display	\$\$\$
GE		GEP 1-10	String Solar Inverter	3.6 kW 4.2 kW 5.0 kW 5.0 kW * 8.5 kW * 10 kW *	80V - 550V *Operating Startup 80V	13A / 13A 13A/ 13A/ 13A * Isc = 16.3	10 Years	Max 98.0% EU 97.5%	Integrator energy meter (ext CT) - Color LCD Display - 3 x MPPT *	\$\$\$
Sunways		STS - KTL (P)	String Solar Inverter	3.0kW, 3.6kW 4.2kW, 4.6kW 5.0kW, 6.0kW 7.0kW, 8.0kW 9.0kW, 10kW 11kW *	80V - 550V *Operating Startup 80V	15A / 15A 15A / 30A * Isc = 20A Isc = 18A/ 36A *	10 Years	Max 98.1% EU 97.5%	Integrated DC Isolator, OLED Display	\$\$\$
Canadian Solar		CSI series	String Solar Inverter	3.0 kW 5.0 kW 7.0 kW * 8.0 kW * 9.0 kW *	70V - 550V *Operating Startup 100V	12A / 12A 12.5A / 25A * Isc = 15A Isc = 15A / 38A *	5 Years Options to 10 yrs	Max 99.0% EU 97.0% # #	Integrated DC Isolator (Cert), LCD Display	\$\$\$
Tesla		Tesla Inverter (USA only)	String Solar Inverter	3.8 kW 7.6 kW *	60V - 480V *Operating Startup 60V	13A / 13A 13A x 4 MPPT Isc = 16A	10 Years	Max 98.4% CEC 97.5%	Liquid cooling, Hidden connections, 4 x MPPT *	\$\$\$\$\$
Solplanet		AWS S Series	String Solar Inverter	3.0 kW 3.6 kW 4.0 kW 5.0 kW	80V - 550V *Operating Startup 80V	12A / 12A Isc = 18A	5 Years Options to 10 yrs	Max 97.8% EU 97.5%	Wifi included	\$\$
Ingeteam		Sun 1-Play	String Solar Inverter	5.0 kW 6.0 kW	175V - 750V *Operating Startup 90V	11A / 11A Isc = 11A	5 Years	Max 98.0% EU 97.6%	Integrated DC Isolator, LCD display,	\$\$\$\$

Figura A-2: Comparación eficiencia de diferentes inversores para autoconsumo. Fuente: Clean Energy Reviews (CER) (2021)

Microinversores Enphase IQ 7, IQ 7+, y IQ 7X

DATOS DE ENTRADA (CC)	IQ7-60-2-US	IQ7PLUS-72-2-US	IQ7X-96-2-US	
Combinaciones de módulos recomendadas ¹	235 W-350 W +	235 W-440 W +	320 W - 460 W +	
Compatibilidad del módulo	Solo módulos fotovoltaicos de 60 celdas	Módulos fotovoltaicos de 60 y 72 celdas	Solo módulos fotovoltaicos de 96 celdas	
Tensión máxima de CC de entrada	48 V	60 V	79.5 V	
Tensión máxima de registro de corriente	27 V-37 V	27 V-45 V	53 V - 64 V	
Intervalo de funcionamiento	16 V-48 V	16 V-60 V	25 V - 79.5 V	
Tensión de arranque mínima/máxima	22 V/48 V	22 V/60 V	33 V / 79.5 V	
Corriente de cortocircuito de CC máxima (módulo I _{sc})	15 A	15 A	10 A	
Puerto de CC de clase sobretensión	II	II	II	
Corriente de retroalimentación del puerto de CC	0 A	0 A	0 A	
Configuración de panel fotovoltaico	Panel sin tierra de 1 x 1; No se necesita protección adicional de la CC lateral; La protección de CA lateral requiere un máximo de 20 A por circuito de ramal			
DATOS DE SALIDA (CA)	IQ 7	IQ 7+	IQ 7X	
Potencia máxima de salida	250 VA	295 VA	320 VA	
Potencia de salida continua máxima	240 VA	290 VA	315 VA	
Tensión/intervalo ² nominales (L-L)	240 V/ 211-264 V	208 V/ 183-229 V	240 V/ 211-264 V	
Corriente de salida continua máxima	1,0 A (240 VAC)	1,15 A (208 VAC)	1,31 A (240 VAC)	
Frecuencia nominal	60 Hz	60 Hz	60 Hz	
Intervalo de frecuencia extendido	47-68 Hz	47-68 Hz	47-68 Hz	
AC corta el circuito por fallo en la corriente en 3 ciclos	5,8 Arms	5,8 Arms	5,8 Arms	
Unidades máximas por circuito derivado de 20 A (L-L) ³	16 (240 VAC)	13 (208 VAC)	12 (240 VAC)	
Puerto de CA de clase sobretensión	III	III	III	
Corriente de retroalimentación del puerto de CA	0 A	0 A	18 mA	
Configuración del factor de potencia	1,0	1,0	1,0	
Factor de potencia (ajustable)	0,85 adelantado ... 0,85 retrasado	0,85 adelantado ... 0,85 retrasado	0,85 adelantado ... 0,85 retrasado	
EFICIENCIA	a 240 V	a 208 V	a 240 V	a 208 V
Rendimiento ponderado del CEC	97,0 %	97,0 %	97,0 %	97,0 %
DATOS MECÁNICOS	IQ 7	IQ 7+	IQ 7X	
Intervalo de temperatura ambiente	-40 a 65 °C	-40 a 65 °C	-40°C to +60°C	
Intervalo de humedad relativa	4 % a 100 % (con condensación)			
Tipo de conector	MC4 (o Amphenol H4 UTX con adaptador Q-DCC-5 adicional)			
Dimensiones (An. x Al. x Pr.)	212 mm x 175 mm x 30,2 mm (sin soporte)			
Peso	1,08 kg (2,38 libras)			
Refrigeración	Convección natural, sin ventiladores			
Aprobado para ubicaciones húmedas	Sí			
Grado de contaminación	PD3			
Caja	Doble aislamiento de clase II			
Categoría medioambiental/Clasificación de exposición a rayos UV	NEMA tipo 6/exterior			
CARACTERÍSTICAS				
Comunicación	Línea eléctrica			
Monitoreo	Opciones de monitoreo Enlighten Manager y MyEnlighten. Ambas opciones requieren la instalación de Enphase IQ Envoy.			
Medios de desconexión	Los conectores de CA y CC se han sometido a pruebas de UL y han obtenido la aprobación para el uso como seccionador de carga conforme a la norma NEC 690.			
Cumplimiento	Norma 21 de California (UL 1741-SA). UL 62109-1, UL1741/IEEE1547, FCC Parte 15 Clase B, ICES-0003 Clase B, CAN/CSA-C22.2 NO. 107.1-01. Este producto se incluye en la lista de UL como un equipo fotovoltaico de apagado rápido y tiene conformidad con NEC-2017 y NEC-2014 sección 690.12 y C22.1-2015, norma 64-218, Apagado rápido de sistemas fotovoltaicos, en conductores de CA y CC, cuando se instala de acuerdo con las instrucciones del fabricante.			

Figura A-3: Ejemplo de ficha técnica de un microinversor. Fuente: Ficha técnica Microinversores Enphase IQ 7, IQ7+ y IQ 7X (60 Hz)

Tabla A-1: Ventajas y desventajas entre inversor central y microinversores. Fuente: Estudio realizado por Lagarde et al. (2021)

	Inverters	Micro-inverters
Power	 From 2 kW to 200 kW It is not possible to have a small installation	 From 100 W to 500 W It is possible to have any size of installation
Guarantee	 From 5 to 8 years	 From 10 to 25 years
Lifetime	 From 8 to 12 years	 About 30 years
Price	 See Figure 3 Requiring only one inverter, the initial outlet is less important. But having to change it 2-3 times during the 25 years, the inverter installation becomes less advantageous.	 See Figure 3 Since micro-inverters have a lifespan of 30 years, they will not need to be replaced, which gives them a price advantage
Shading and failure	 Shading or failure on a panel impacts all panels connected in series	 Shading or failure only impacts the affected panel because the panels are not linked together
Heterogeneous configurations in terms of orientation and inclination	 An installation with different orientations and inclinations is not possible with a single inverter because the MPTT is different	 It is possible to have different orientation and inclination of the panels without impacting the MPTT of the inverter
Variability of the number of panels in the grid and Scalability	 It is complicated to add 2 panels to an initial installation if the inverter is already at its maximum power	 With one micro-inverter per panel, installing additional panels does not pose any particular problem
Panel variability	 Even panels of identical brands have different characteristics. Panels wired in series are all going to have the characteristics of the worst panel	 A poorer quality panel will not have an influence on the other panels
Maintenance	 Easy access inverter if default	 Micro-inverter under the panels, difficult to access area
Security	 The intensity is higher because of the parallel connection of the panels	 The received intensity is the intensity of a panel

Tabla A-2: Especificaciones técnicas de microinversor Hoymiles Microinverter Utility Interactive MI-250. Fuente: Estudio realizado por Ruchira et al. (2022)

Input Ratings	Output Ratings
Maximum Input voltage = 60 V	Nominal Output Voltage = 230V a.c.
Maximum Input current = 10A d.c.	Nominal output frequency = 50 Hz
Maximum Input Short Circuit Current = 15 A	Output Power Factor = 0.99
	Maximum Output Current = 1.08A a.c.
	Maximum Continuous Output Power = 250W
	Maximum Output Overcurrent Protection = 20A

Tabla A-3: Especificaciones técnicas de panel solar. Fuente: Estudio realizado por Ruchira et al. (2022)

Parameter	Value
Maximum Power (PMP)	250Wp
Open Circuit Voltage	44V
Short Circuit Current	7.6A
Voltage at maximum power	36V
Current at maximum power	6.95A
Maximum System voltage	DC 1000V
Normal operating cell temperature	44.6 °C
Temperature Coefficient	-1.036W/°C

Tabla A-4: Especificaciones técnicas de inversor central. Fuente: Estudio realizado por Ruchira et al. (2022)

Parameter	Value
Output Power	1kW
Output frequency	230V
Input Voltage	250V
Efficiency	97.4%
Output Current	11.5A
MPP Tracker	Single
MPPT efficiency	99.5%
Output voltage	230V

*Tabla A-5: Comparación costos inversor de cadena, microinversor y optimizador de potencia.
Fuente: Forme Solar Electric (2022)*

	String inverter	Micro inverter	Power optimizer
Cost per Watt	\$0.75	\$1.15	\$1.00
Cost per KiloWatt	\$750	\$1,150	\$1,000
4kW system	\$3,000	\$4,600	\$4,000
5kW system	\$3,750	\$5,750	\$5,000
6kW system	\$4,500	\$6,900	\$6,000
10kw system	\$7,500	\$11,500	\$10,000