

# Proyecto Fin de Carrera Ingeniería de la Energía

## Análisis de Incidentes en Inversores de Plantas Fotovoltaicas

Autor: Raphael Esquenazi Muniz

Tutor: Dr. D. Isidoro Lillo Bravo

Dr. Jose María Delgado Sánchez

**Dpto. de Ingeniería Energética  
Grupo de Termodinámica y Energías Renovables**

**Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2022





Proyecto Fin de Carrera  
Ingeniería de la Energía

# **Análisis de Incidentes en Inversores de Plantas Fotovoltaicas**

Autor:  
Raphael Esquenazi Muniz

Tutor:  
Dr. D. Isidoro Lillo Bravo  
*Dr. D. Jose María Delgado Sánchez*

Dpto. de Ingeniería Energética  
Grupo de Termodinámica y Energías Renovables

Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2022



Proyecto Fin de Carrera: Análisis de Incidentes en Inversores de Plantas Fotovoltaicas

Autor: Raphael Esquenazi Muniz  
Tutor: Dr. D. Isidoro Lillo Bravo

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2022

El Secretario del Tribunal



# Agradecimientos

---

Este trabajo concluye lo que para mí es la realización de un sueño: Venirme al extranjero a un país referente en energías renovables a estudiar lo que más me apasiona. Alejarme de mi casa en Brasil para estudiar en Sevilla ha sido una experiencia desafiadora que no hubiese logrado sin el apoyo de personas increíbles a mi lado.

Agradezco a mis compañeros de clase y amigos que, así como yo abracé la oportunidad de venirme de fuera, ellos me abrazaron a mí desde el principio como un compañero más, dándome todo el cariño y apoyo necesarios para esta etapa.

A mis profesores que, a parte de todo el conocimiento técnico aportado, me enseñaron a confrontar desafíos siendo sobretodo resiliente con los mismos.

Finalmente, a mi familia, mis hermanos, mi padre y mi madre que desde siempre apoyaron mi sueño y, aunque la distancia física existiera, jamás estuvieron lejos para guiarme en cada paso de esta jornada. Por ellos sigo constantemente aprendiendo a cómo ser un mejor ser humano.

A todos,

Muchas Gracias

*Raphael Esquenazi Muniz*  
*Sevilla, 2022*



En el contenido de este documento se encuentra una introducción sobre el panorama actual de la de la energía solar fotovoltaica. Posteriormente, se expone la metodología de trabajo y en el capítulo 3 se habla sobre el objeto de estudio del proyecto, el inversor, exponiendo aspectos como su principio de funcionamiento, parámetros característicos, protecciones y sus distintas aplicaciones y modelos. El capítulo 4 se centra en el inversor dentro de las centrales fotovoltaicas comparando los dos modelos de inversores más utilizados a día de hoy para estas aplicaciones: los Inversores Centralizados y los Inversores String.

A partir del capítulo 5 se describen las características de las plantas fotovoltaicas analizadas en este proyecto caracterizando, entre otros aspectos, los modelos de inversor utilizados. En dicho capítulo también se contabilizan todos los incidentes técnicos encontrados en las plantas describiendo los principales componentes de una instalación incluyendo una breve descripción de cada elemento y cómo puede fallar.

Finalmente, el capítulo 6 analiza la ocurrencia de incidentes en los inversores fotovoltaicos comentando aspectos como la frecuencia de fallos, pérdidas energéticas, subcomponentes afectados, causas técnicas y operación y mantenimiento, comparando siempre las dos tecnologías más utilizadas. Al final del capítulo se exponen dos ejemplos de casos de incidentes reales que ocurrieron en dos inversores de plantas fotovoltaicas distintas en el año 2021 para la visualización de parámetros y órdenes de magnitud de este estudio.



# Abstract

---

The contents of this document include an introduction of the current global PV energy system. Following on from this, it is exposed the methodology of this project and chapter three discusses the main subject matter, the inverter, exposing aspects such as its principle of functioning, main parameters, protections and the variety of applications and models. Chapter four focuses the inverter inside a PV farm, comparing the two most used model types for these applications: The Central Inverter and the String Inverter.

In chapter five, there is a description of the main features of the PV farms from this project which contains a brief explanation on the installation's components such as the characteristics of the inverters. This chapter also contains the accounting of the number of incidents in each feature and the energy losses related to them.

Finally, chapter six analyses the occurrence of incidents on the PV inverters mentioning aspects such as the frequency of failures, energy losses, subcomponents affected, technical causes and operation and maintenance, always comparing the two most used technologies. In the final part of the chapter, it is shown two examples of real incident cases that occurred in two different PV farms' inverters on the year 2021 for the visualization of the parameters and orders of magnitude of this study.



La idea principal de realizar este proyecto de fin de graduación fue conciliar los conocimientos obtenidos durante mi formación como ingeniero energético con la oportunidad que tuve de trabajar como becario en una empresa que desarrolla su actividad en el sector de la energía solar fotovoltaica. La empresa en cuestión se dedica a gestionar y asesorar, tanto en el ámbito técnico como económico-financiero de este tipo de instalaciones visando la optimización de la producción y de la solución de problemas que puedan surgir en las mismas.

Durante esta etapa, formé parte del departamento técnico de O&M (Operación y Mantenimiento) y de MM&V (Mecanismo de Monitoreo y Verificación) de 53 plantas fotovoltaicas localizadas en Reino Unido encargándome, entre otras labores, de la supervisión de la producción diaria ayudando a identificar incidencias y fallos técnicos dentro de las plantas. De entre la multitud de casos que surgen cotidianamente en los parques fotovoltaicos se puede decir que entre los componentes más emblemáticos se encuentra el inversor de potencia. El inversor cumple un papel fundamental en la exportación de energía a la red eléctrica y demanda una atención especial de operadores y técnicos por la diversidad de ocurrencias que le pueden pasar. Este estudio busca estudiar estadísticamente la ocurrencia de las principales incidencias en estos componentes basándose en relatorios de fallos actualizados por el departamento técnico de la empresa y con esto determinar de forma experimental ventajas e inconvenientes de las diferentes tecnologías utilizadas.



<b>Agradecimientos</b>	<b>vii</b>
<b>Resumen</b>	<b>ix</b>
<b>Abstract</b>	<b>xi</b>
<b>Prefacio</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice</b>	<b>xv</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xviii</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xix</b>
<b>Notación</b>	<b>xxi</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
<b>2. Objeto del proyecto</b>	<b>5</b>
<b>3. Inversor Fotovoltaico</b>	<b>7</b>
3.1 <i>Principio de funcionamiento</i>	8
3.2 <i>Parámetros característicos de un inversor fotovoltaico</i>	10
3.3 <i>Parámetros Ambientales</i>	12
3.4 <i>Protecciones</i>	13
3.4.1 <i>Protecciones en corriente continua</i>	13
3.4.2 <i>Protecciones en corriente alterna</i>	14
3.5 <i>Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)</i>	15
3.6 <i>Tipos de inversores según aplicación</i>	17
3.6.1 <i>Inversores para instalaciones aisladas</i>	17
3.6.2 <i>Inversores para Instalaciones conectadas red</i>	18
3.6.2.1 <i>Inversores para autoconsumo</i>	18
3.6.2.2 <i>Inversores para centrales fotovoltaicas</i>	19
3.7 <i>Tipos de inversores según su potencia</i>	20
3.7.1 <i>Inversor de cadena (“String Inverter”)</i>	20
3.7.2 <i>Microinversor</i>	20
3.7.3 <i>Inversor central</i>	21
<b>4 Inversores en centrales fotovoltaica</b>	<b>22</b>
4.6 <i>Inversores Centrales</i>	22
4.2 <i>Inversores String</i>	26
<b>5 Estudios de casos</b>	<b>29</b>
5.1 <i>Características de las plantas</i>	29
5.2 <i>Incidentes técnicos en la planta</i>	33
<b>6 Incidentes técnicos en los inversores</b>	<b>40</b>
6.1 <i>Frecuencia de incidentes</i>	40
6.2 <i>Comparación energética de Incidentes:</i>	44
6.3 <i>Subcomponentes afectados:</i>	47
6.3.1 <i>Disponibilidad del equipo tras incidente</i>	50
6.3.2 <i>Tiempo de un Incidente</i>	52
6.3.3 <i>Tipo del inversor</i>	53
6.5 <i>Operación y mantenimiento</i>	57

6.6	<i>Casos de ejemplo</i>	59
<b>7</b>	<b>Conclusión</b>	<b>66</b>
	<b>Referencias</b>	<b>68</b>



# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1. Comparación entre inversores.....	27
Tabla 2. Características de las plantas objeto de estudio .....	31
Tabla 3. Características promedias de centrales con los dos tipos de inversores .....	32
Tabla 4. Número de incidentes y pérdida de energía total por componentes .....	37
Tabla 5. Frecuencia de incidentes por planta.....	41
Tabla 6. Frecuencia de incidentes por planta de inversores string.....	41
Tabla 7. Frecuencia de incidentes de plantas con inversores centrales .....	43
Tabla 8. Aspectos generales de los incidentes por tipo de inversor en los 30 meses .....	45
Tabla 9. Número de incidentes y energía perdida por subcomponente .....	48
Tabla 10. Número de incidentes por disponibilidad y subcomponentes afectados .....	51
Tabla 11. Número de días por incidente asociado a un subcomponente .....	52
Tabla 12. Número de incidentes por subcomponente y tipo de inversor utilizado por la central.	54
Tabla 13. Número de incidentes por causa técnica y tipo de inversor.....	56
Tabla 14. Trabajos realizados por el equipo de Operación y Mantenimiento y por tipo de inversor .....	57
Tabla 15. Resumen de parámetros del caso 1 .....	60
Tabla 16. Resumen del primer caso de incidente.....	62
Tabla 17. Resumen de parámetros del caso 2 .....	63
Tabla 18. Pérdidas de energía asociadas a dos tipos de incidentes.....	65

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1. Evolución de la potencia instalada acumulada en el mundo [1].....	1
Figura 2. Evolución de precios de los componentes fotovoltaicos [4].....	2
Figura 3. Representación de un flujo de carga en un inversor .....	7
Figura 4. Circuito electrónico de un módulo IGBT monofásico de puente completo [9].....	8
Figura 5. Representación de la Corriente de salida del módulo IGBT monofásico.....	9
Figura 6. Circuito electrónico de un módulo IGBT trifásico de puente completo [9] .....	9
Figura 7. Representación de la Corriente de salida del módulo IGBT Trifásico .....	10
Figura 8. Curva de rendimiento Inversor SMA SHP 75-10 [11]. .....	11
Figura 9. Ejemplo de curva de Potencia con Deraiting de inversor SMA [11].....	13
Figura 10. Ejemplo de instalación con protecciones.....	15
Figura 11. Curva característica de una célula solar en condiciones estándar .....	16
Figura 1. Esquema de una instalación fotovoltaica para una vivienda aislada .....	17
Figura 12. Esquema de una instalación fotovoltaica para una vivienda aislada .....	17
Figura 13. Esquema de una instalación fotovoltaica de autoconsumo.....	18
Figura 14. Esquema de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con batería.....	19
Figura 15. Ejemplo de disposición de microinversores [8].....	20
Figura 16. Principales disposiciones de un campo solar em una instalación FV [5] .....	22
Figura 17. Dimensiones y peso de un inversor central marca Ingecon [20] .....	23
Figura 18. Configuración "Multi-master" a izquierda y "Master-slave" a derecha [22].....	24
Figura 19. Intercambiador de calor interno Inversor ABB [22].....	25
Figura 20. Intercambiador de calor Externo Inversor Ingecon [20].....	25
Figura 21. Dimensiones y peso Inversor Huawei de 33 kW [21] .....	27
Figura 22. Número de plantas y Potencia total instalada por cada tecnología.....	31
Figura 23. Distribución de plantas por rango de potencia instalada y modelos de inversores.....	32
Figura 24. Representación de los principales componentes de una instalación fotovoltaica.....	33
Figura 25. Campo solar .....	34
Figura 26. Inversores String en una instalacion fotovoltaica [24] .....	35
Figura 27. Subestación transformadora [14] .....	36
Figura 28. Centro de transformación [14, 16].....	37
Figura 29. Número de incidentes por componente .....	38
Figura 30. Pérdida de producción por componente.....	38
Figura 31. Pérdidas energéticas por cada incidente .....	39
Figura 32. Frecuencia total y acumulada de ocurrencias de incidentes en plantas con inversores string.....	42
Figura 33. Frecuencia total y acumulada de fallos por planta de inversor central.....	43
Figura 34. Número de incidentes por planta y rango de potencia instalada.....	44
Figura 35. Pérdida de energía por potencia instalada.....	46
Figura 36. Energía Exportada por potencia instalada (GWh/MW).....	47
Figura 37. Número de incidentes por cada subcomponente.....	49
Figura 38. Suma total de pérdidas energéticas por subcomponente .....	49
Figura 39. Porcentaje de incidentes por subcomponente afectado.....	50

Figura 40. Número de incidentes por disponibilidad y subcomponentes afectados .....	51
Figura 41. Duración de cada incidente.....	53
Figura 42. Número de incidentes por subcomponente y tipo de inversor utilizado por la central .....	54
Figura 43. Ejemplo de relación de causalidad en un fallo .....	56
Figura 44. Energía perdida por tipo de inversor y trabajo ejecutado (MWh/MW) .....	58
Figura 45. Número de trabajos ejecutados por cada subcomponente .....	58
Figura 46. Pérdidas energéticas por trabajo ejecutado y subcomponente.....	59
Figura 47. Diagrama unifilar simplificado de la instalación F1 .....	60
Figura 48. Energía exportada (kWh) de todos los 3 inversores instalación F1 en el día 18/01/2021 .....	61
Figura 49. Diagrama unifilar simplificado instalación B2.....	62
Figura 50. Detalle del inversor 2.3.2.....	63
Figura 51. Energía exportada de 3 inversores de la subestació 2 en los días 4/11 y 5/11 .....	64

# Notación

---

W	Vatio
kW	Kilovatio
MW	Megavatio
GW	Gigavatio
GWp	Gigavatio-pico
Wh	Vatio-hora
kWh	Kilovatio-hora
MWh	Megavatio-hora
GWh	Gigawatio-hora
W/m <sup>2</sup>	Vatios por metro cuadrado
FV	Fotovoltaico/ Fotovoltaica
°C	Grados celcius
MPP	Punto de Máxima Potencia
MPPT	Seguimiento del Punto de Máxima Potencia
V	Voltio
A	Amperio
CC	Corriente Contínua
CA	Corriente Alterna
SAI	Sistema de alimentación Ininterrumpida
$\varphi$	Phi
O&M	Operación y Mantenimiento
SCADA	Supervisión Controle y Adquisición de datos
IGBT	Transistores bipolares de puerta aislada
MOSFET	Transistores de efecto de potencia
REBT	Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
IEC	Comité Electrotécnico Internacional
RD	Real Decreto



# 1. INTRODUCCIÓN

*“Pondría mi dinero en el sol y la energía solar ¡Qué fuente de poder! Espero que no tengamos que esperar hasta que se acabe el petróleo y el carbón para ocuparnos de eso.”*

*Thomas Edison*

La crisis climática enfrentada actualmente se debe en gran parte a la utilización de energías de origen fósil como las principales matrices energéticas mundiales. La comunidad científica viene alertando desde hace años sobre el peligro de la utilización desenfrenada de estos combustibles, que a parte de ser grandes emisores de gases de efecto invernadero, también son recursos cada vez más caros y escasos. Este escenario felizmente viene proporcionando un camino a una transición energética hacia las energías renovables que cada vez aumentan más su proporción frente a otras fuentes de energía más convencionales.

Entre la variada gama de energías renovables, la energía solar fotovoltaica viene ganando cada vez más protagonismo debido a su versatilidad y también su reciente caída de precios lo que ha proporcionado un crecimiento significativo de potencia instalada en todo el mundo en los últimos años. La capacidad solar fotovoltaica acumulada global ha crecido continuamente desde el 2000 como lo que se puede observar en la figura 1.



Figura 1. Evolución de la potencia instalada acumulada en el mundo [1]

En 2020 la capacidad solar fotovoltaica acumulada global ascendió a 773,2 GW, con 138 GW instalados ese mismo año. Se prevé que la energía solar fotovoltaica represente el 60% del aumento de la capacidad renovable entre todas las tecnologías en 2022 con la puesta en marcha de 190 GW, un aumento del 25% en relación con 2021 que, a su vez, ya había aumentado en un 21% la capacidad del año 2020 [1] [2]. Los proyectos a gran escala representan casi dos tercios de la expansión de la capacidad de fotovoltaica total en 2022, principalmente impulsado por un entorno político sólido en China y la Unión Europea que impulsa un despliegue más rápido.

La razón principal de este gran aumento en la capacidad fotovoltaica instalada ha sido la bajada acentuada de precios en los últimos años. En la figura 2 se puede observar como el precio de los componentes que constituyen la tecnología han ido disminuyendo a lo largo de la última década. Si ponemos de ejemplo una instalación grande fija en el suelo de 100 MW, se observa que el precio total de la instalación ha bajado de 4,75 \$/W en 2010 a 0,94 \$/W en 2020, casi un 80% menos en apenas 10 años. El sector del autoconsumo fotovoltaico también ha experimentado una bajada significativa de precios yendo de 7,53 \$/W en 2010 a 2,71 \$/W en 2020, siendo 64% más económica actualmente [3]. Este hecho ha motivado a que todos los sectores empezasen a apostar por esta tecnología.

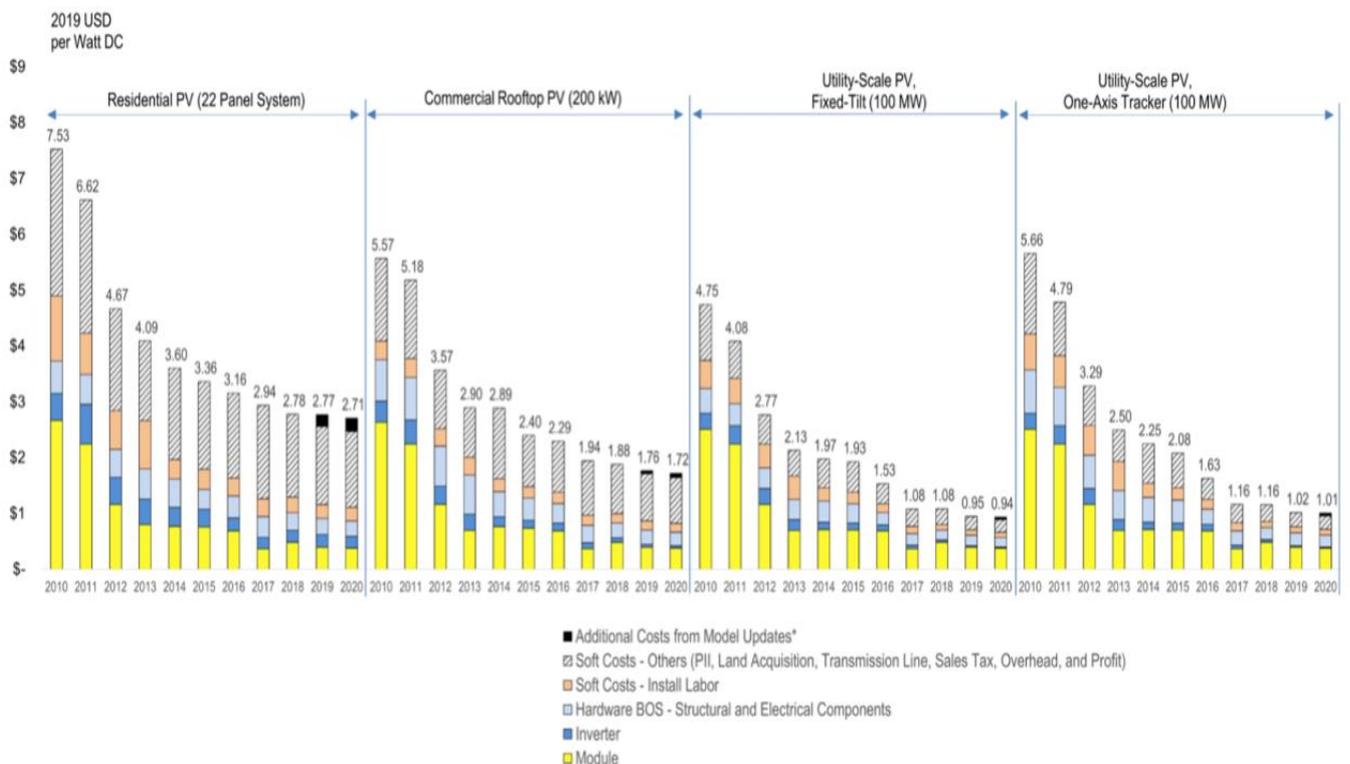


Figura 2. Evolución de precios de los componentes fotovoltaicos [3]

A pesar del evidente aumento de rentabilidad proporcionando paybacks cada vez más cortos, existe otro factor importante que se debe tener en cuenta a la hora de realizar nuevas instalaciones fotovoltaicas. Estas instalaciones, en general, están sujetas a degradarse con relativa rapidez a lo largo de los años por falta de una monitorización adecuada. Muchas veces los datos disponibles por los administradores de la planta son los relativos a la energía total neta producida, faltando la debida información sobre los problemas que ocurren en las diversas etapas de conversión de energía solar a energía eléctrica [4]. Problemas de degradación en los principales componentes como los módulos fotovoltaicos, líneas de conexión e inversores son una realidad que pueden proporcionar una evidente disminución de la rentabilidad de un proyecto.

En el caso de que grandes parques fotovoltaicos (FV) quieran seguir exportando electricidad de manera eficiente, es muy aconsejable que se invierta en empresas de operación y mantenimiento (O&M) con su debida cualificación y respaldo en la industria para acompañar una planta y que la misma sea capaz de funcionar de manera óptima a lo largo de toda su vida útil. Estas empresas utilizan algunas herramientas fundamentales utilizadas por los servicios de monitorización para el acompañamiento eficaz de una planta solar. Entre ellos destaca el SCADA (Supervisión Control y Adquisición de datos), del inglés Supervisory Control and Data Acquisition, del inglés

El SCADA es un sistema de control creado en los años 70 que puede servir como una interfaz entre los datos importados de producción de una máquina y el usuario, donde ambos están conectados inalámbricamente vía internet. Esta herramienta en una planta fotovoltaica es de suma importancia para la verificación de fallos o anomalías en tiempo real permitiendo la actuación de los operadores de la planta en un corto periodo de tiempo.

Uno de los principales usos del SCADA en plantas fotovoltaicas es la obtención de datos de exportación de energía eléctrica por medio de los datos adquiridos de los inversores FV. Los inversores debido a esa y otras características están ganando cada vez más protagonismo en las plantas fotovoltaicas, siendo actualmente el objeto de estudio para la optimización del diseño y del funcionamiento de las instalaciones solares.



## 2. OBJETO DEL PROYECTO

---

EL objeto de este proyecto consiste en analizar la ocurrencia de incidentes en los inversores fotovoltaicos en plantas de producción de potencia a partir de informes sobre incidentes en 53 plantas fotovoltaicas distintas en Reino Unido durante 30 meses con el fin de comparar las dos tecnologías más utilizadas a día de hoy: el Inversor String y el Inversor Central.

La metodología utilizada para este trabajo consiste en primer lugar, en analizar conceptualmente la tecnología del inversor de potencia y sus propiedades características para que se entiendan los principios de funcionamiento y su tipología básica de aplicación. Ese adendo teórico permite que se comprendan aspectos operativos de este equipo y también los parámetros que permiten la comparación de las dos tecnologías más utilizadas.

El seguimiento de incidencias de producción es realizado por medio de informes redactados por el equipo técnico. Dichos incidentes son caracterizados por contener detalles individuales como los componentes afectados, causa del fallo, entre otras características que permiten determinar la gravedad de un incidente y con eso auxiliar a los operadores de los parques para que actúen según la urgencia demandada de cada situación encontrada.

El tratamiento de la información obtenida permite llevar a cabo un análisis más orientado al componente de estudio de este proyecto, el inversor. En este estudio se ha observado otras variables de los incidentes como los subcomponentes afectados, la magnitud energética y el tiempo de permanencia de un fallo, para comparar principalmente el comportamiento y la fiabilidad que supone el inversor string y el inversor central en el período indicado.



### 3. INVERSOR FOTOVOLTAICO

Los inversores fotovoltaicos son equipos cuya principal finalidad es convertir la corriente continua, derivada de las células de los módulos fotovoltaicos, en corriente alterna para inyectar electricidad en una carga a una determinada frecuencia y con un pequeño ángulo de fase ( $\varphi \approx 0$ ) [6]. Como la corriente alterna es la que atiende a la mayor parte de la demanda del mercado eléctrico global, tanto para el consumo local ordinario como para el transporte de electricidad a distintas distancias, los inversores son componentes esenciales para casi la totalidad de las aplicaciones de la tecnología fotovoltaica.

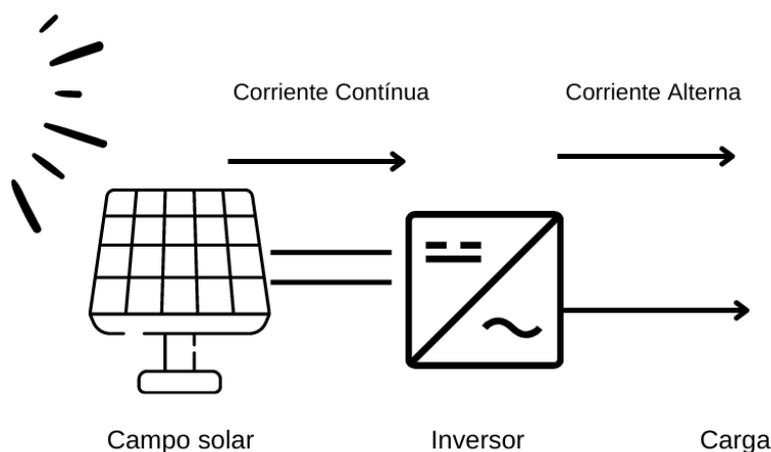


Figura 3. Representación de un flujo de carga en un inversor

El funcionamiento de un inversor es posible gracias a la aplicación de la electrónica de potencia. La acción de estas tecnologías permite que exista la generación de una corriente alterna sinusoidal o de otras geometrías sin la presencia de partes giratorias como las que están presentes en los motores eléctricos.

Existen dos tipos principales de inversores: **el inversor conmutado por red** y los **inversores autoconmutados**. Los inversores conmutados por red tienen como principio básico un puente entre tiristores que son dispositivos que pueden controlar el tiempo de activación de la conducción, pero no el tiempo de parada. Para detener la conducción precisan de una fuente o circuito adicional que reduzca hasta cero la corriente que lo atraviesa.

El segundo tipo, el inversor autoconmutado, puede controlar libremente la forma de onda de la tensión y corriente en la parte de alterna, también permiten ajustar el factor de potencia y reducir

la corriente armónica, además son muy resistentes a las distorsiones procedentes de la red. Gracias a todas estas ventajas, la gran mayoría de inversores usados actualmente en aplicaciones con fuentes de energía distribuida, como la fotovoltaica, son inversores autoconmutados [7].

### 3.1 Principio de funcionamiento

El principio de funcionamiento de los inversores autoconmutados consiste en convertir la corriente continua en pequeños pulsos con distintas amplitudes de tensión y con distintos tiempos de permanencia haciendo que la amplitud promedio resultante de esta corriente se asemeje a la curva sinusoidal. Para ello, estos inversores utilizan transistores como el IGBT (transistores bipolares de puerta aislada) o el MOSFET (transistores de efecto de potencia).

En la figura 4, se ha utilizado el ejemplo de funcionamiento de un módulo de inversión IGBT. Existirá para cada módulo de IGBT esencialmente dos pares de dispositivos IGBT funcionando en fases opuestas alternadamente. En la figura 4 se representa un circuito con dos pares de interruptores, donde  $U1$  y  $\bar{U}1$  no pueden estar en operación al mismo tiempo sin que se produzca un cortocircuito.

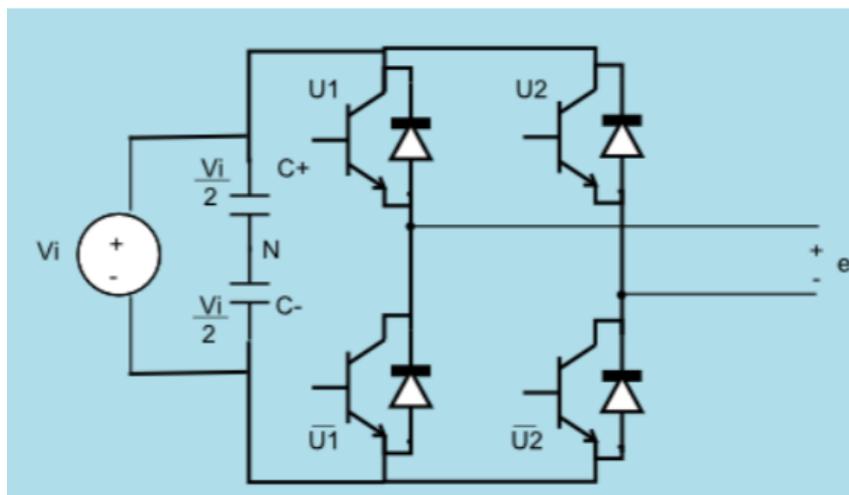


Figura 4. Circuito electrónico de un módulo IGBT monofásico de puente completo [7]

En la figura 5 se observan los pulsos con sus distintas amplitudes y frecuencias representadas por la línea negra y la línea roja, que representa corriente promedio resultante de los pulsos que forman la corriente sinusoidal alterna deseada. El par  $U1$  y  $U2$  sería el par responsable por la parte positiva de la curva mientras que el  $\bar{U}1$  y  $\bar{U}2$  serían responsables de la parte negativa de la curva.



Figura 5. Representación de la Corriente de salida del módulo IGBT monofásico

Los inversores utilizados en instalaciones que requieren mayor potencia son los inversores trifásicos. La diferencia fundamental consiste en que el módulo IGBT está compuesto por un par más de dispositivos IGBT, garantizando así las tres fases en las líneas de la carga del consumidor defasadas en  $120^\circ$  cada una como se puede observar en la figura 7.

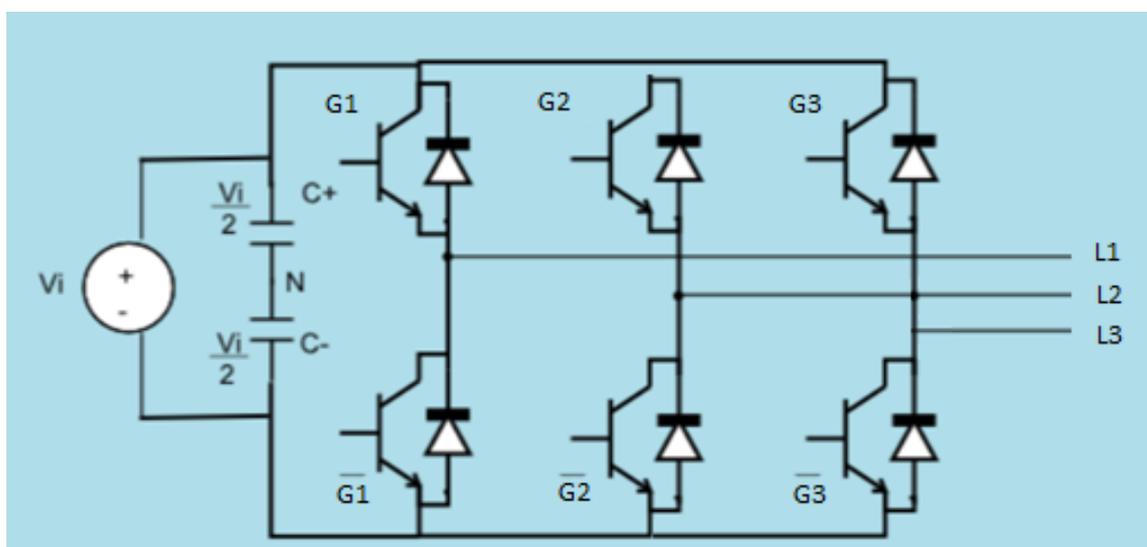


Figura 6. Circuito electrónico de un módulo IGBT trifásico de puente completo [7]

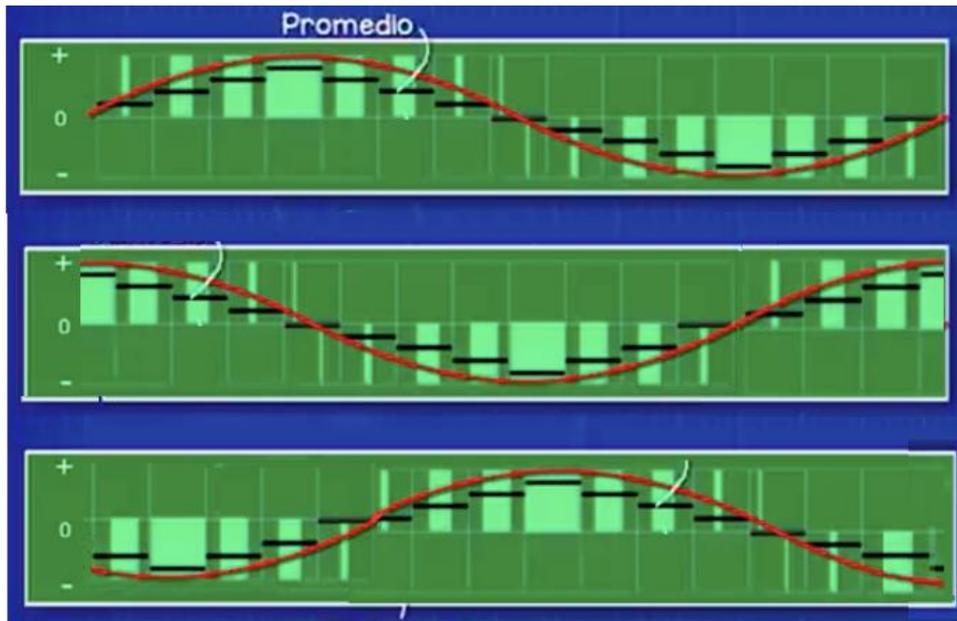


Figura 7. Representación de la Corriente de salida del módulo IGBT Trifásico

A continuación, se explicarán las características principales de los inversores fotovoltaicos para una mayor comprensión de su funcionamiento conjuntamente con las normativas de protección y seguridad que deben seguir

### 3.2 Parámetros característicos de un inversor fotovoltaico

#### a. Tensión de arranque y tensión mínima de funcionamiento

Un parámetro muy importante es la tensión de arranque del inversor. A primeras horas del día, la intensidad de radiación solar aumenta gradualmente, provocando un aumento de corriente y de potencia generada en la célula. Cuando se alcanza la tensión mínima requerida por el inversor (tensión de arranque), el inversor comienza a funcionar y seguirá operando siempre que la tensión de entrada esté por encima de la tensión mínima de funcionamiento, muchas veces inferior a la tensión de arranque del inversor.

#### b. Tensión e intensidad máxima admisible

La tensión e intensidad máxima admisible son parámetros límites de seguridad de la característica de la corriente a la entrada de un inversor. Estos parámetros sirven para modelar la conexión entre el campo solar y el inversor, determinando características como la cantidad de paneles que deben estar conectados en serie en una string (tensión máxima) y la cantidad de strings pueden estar conectadas en paralelo al inversor (intensidad máxima). A partir de pruebas experimentales, se puede conocer la tensión e intensidad máximas con los que el inversor pueda funcionar según un determinado tiempo limitado sin comprometer su funcionamiento. La

potencia máxima soportada por el inversor (producto de la tensión (V) por la intensidad (A)) normalmente se encuentra entre un 15 y un 50 % de la potencia nominal del equipo [10].

### c. Capacidad de sobrecarga

Capacidad de un inversor para suministrar una potencia mayor que la nominal y el tiempo en que pueda sostener esa situación.

### d. Rendimiento

Los inversores de potencia son equipos que a día de hoy destacan por sus altos rendimientos de conversión. El rendimiento de conversión es la relación existente entre la potencia de salida en alterna y la potencia de entrada de los módulos solares en continua. La curva de rendimiento indica cómo varía la eficiencia del equipo según la potencia y la tensión de entrada de la corriente proveniente de los módulos del campo solar. En general, la curva de rendimiento es como la mostrada en la figura 8, la potencia de entrada al inversor está representada en el eje horizontal siendo el cociente entre la potencia salida del campo solar y la potencia nominal del inversor (potencia asignada) y se observan distintas curvas de rendimiento para algunas tensiones asignadas, simulando strings con diferentes números de paneles. En las gráficas de funcionamiento de los inversores más modernos se puede observar que, para determinados rangos de potencia de entrada, las curvas pueden acercarse a una recta plana de rendimiento como la que viene representado por la figura 8. Este es un comportamiento deseable para el inversor indicando que él mismo es capaz de mantener una alta eficiencia sobre todo cuando una instalación está susceptible a cambios de parámetros como por ejemplo un cambio de la cantidad de paneles en serie en una cadena o una instalación que se enfrenta a distintas condiciones climáticas.

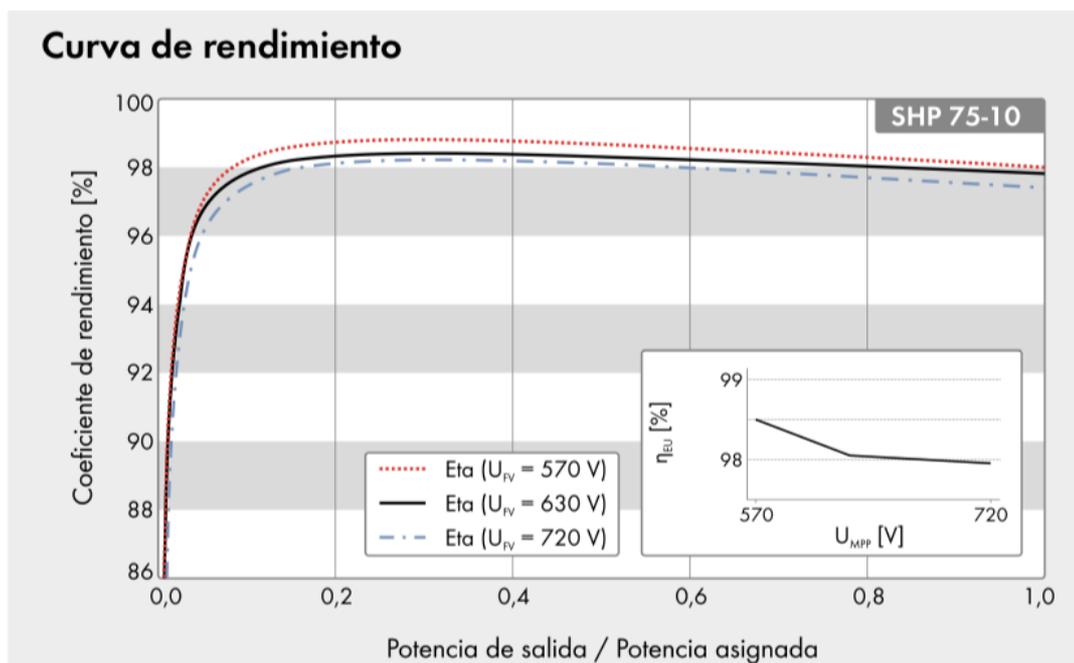


Figura 8. Curva de rendimiento Inversor SMA SHP 75-10 [11].

Existen dos valores característicos para el rendimiento de un inversor. El primero sería el rendimiento máximo, que es el valor pico en las condiciones óptimas de funcionamiento y el segundo es el rendimiento europeo, que sería un valor en el que se tiene en cuenta las condiciones climáticas promedio de países con clima europeo y simula con más realidad el comportamiento del equipo instalado en estas condiciones.

### 3.3 Parámetros Ambientales

Existen algunas variables que deben seguir las normativas IEC 60721-3-4, referentes a las condiciones ambientales del inversor fotovoltaico que deben ser testadas en laboratorio y determinadas por el fabricante para garantizar la seguridad del servicio para el equipo.

#### a. Temperatura

El inversor debe seguir un rango de temperaturas determinado, que es proporcionado por el fabricante principalmente para que sus semiconductores (como el IGBT) puedan trabajar con seguridad ya que son los subcomponentes térmicamente más sensibles. Cuando el inversor se encuentra funcionando en días de condiciones de trabajo extremas, con altas radiaciones, por ejemplo, su carga de potencia aumenta pudiendo elevar también su temperatura interior poniendo partes o todo el equipo en riesgo. En casos más graves de sobrecalentamiento pueden ocurrir problemas como incendios y explosiones de sus subcomponentes [10].

Para evitar estos tipos de problemas, es recomendable que los inversores se encuentren protegidos de radiación directa y preferiblemente estén ubicados en locales ventilados. Muchos equipos además disponen de sistemas de refrigeración con intercambiadores de calor auxiliares para acelerar su enfriamiento. Otra solución proporcionada por el propio equipo es trabajar en “**deraiting**”. El deraiting es una solución comunmente utilizada en electrónica que consiste en disminuir la potencia de trabajo de un dispositivo para enfriarlo y que así trabaje en condiciones seguras de operación. Una vez que la temperatura vuelva al rango de servicio, el equipo puede volver a funcionar con normalidad. En la figura 9, se puede observar la curva de deraiting de un inversor de la marca SMA, en la que a partir de los 44°C aproximadamente el inversor comienza a disminuir linealmente su potencia de salida.

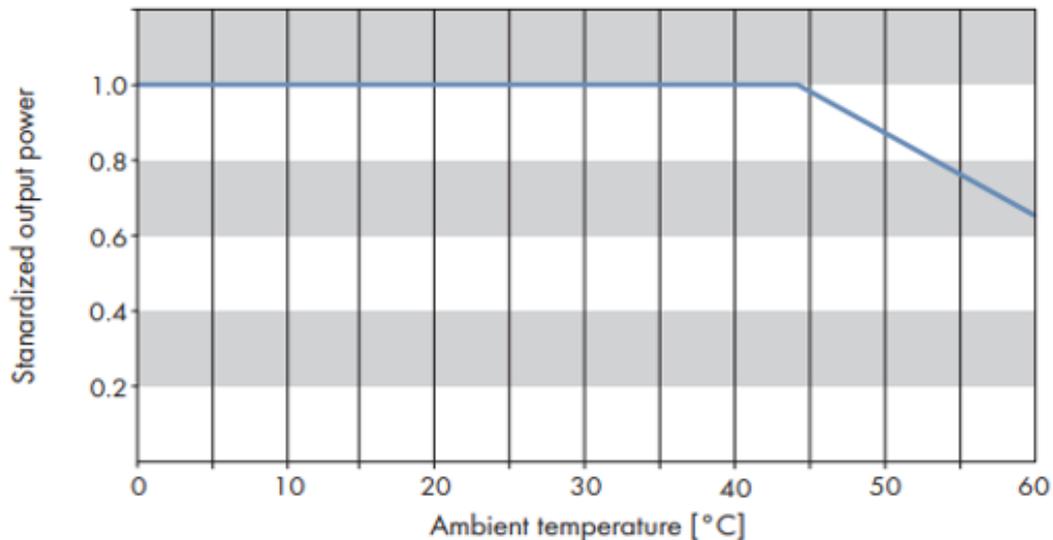


Figura 9. Ejemplo de curva de Potencia con Deraiting de inversor SMA [11]

#### b. Humedad y altitud

Las normativas IEC 60721-3-4 también hacen referencia a las condiciones de humedad y altitud que deben ser seguidas por el inversor fotovoltaico. La humedad puede afectar a la eficiencia, la durabilidad y el envejecimiento del equipo y la condensación afecta a los componentes electrónicos del inversor pudiendo terminar en cortocircuitos y corrosión de los mismos [12]. La altitud puede interferir en el sistema de refrigeración de los inversores que son presurizados según condiciones normalizadas y los fabricantes deberán ser consultados si salen de los rangos establecidos.

### 3.4 Protecciones

En ocasiones, las condiciones eléctricas de servicio indicadas por el fabricante no se encuentran dentro de los umbrales previamente descritos y como en cualquier otra instalación eléctrica, el inversor y la instalación necesitan disponer de protecciones para la seguridad de las personas y del propio equipo. En los dos siguientes subapartados se exponen las acciones más indicadas de protección para la corriente continua de entrada al inversor y la corriente de salida en alterna.

#### 3.4.1 Protecciones en corriente continua

Los límites de tensión en corriente continua derivada de los módulos fotovoltaicos, mismo en las instalaciones de gran potencia, no suelen pasar del límite de baja tensión de 1500 V determinados por la comisión electrotécnica internacional IEC 61140:2016 y por el reglamento electrotécnico de baja tensión española (REBT). De este modo las instalaciones deben estar protegidas según dichos reglamentos con los elementos mencionados a continuación:

- **Sobretensión:** Las sobretensiones son normalmente causadas por fenómenos atmosféricos o derivadas de anomalías en el suministro eléctrico del emplazamiento. Frente a estos de tipos de fallo, se deben instalar **varistores** que se conectan entre la tierra y los conductores activos a proteger (polos o fases) para descargar la sobretensión a tierra cuando la tensión sobrepasa el límite nominal de la protección. Actualmente, gran parte de los inversores ya incluyen este tipo de protección.
- **Sobreintensidad:** La sobreintensidad y cortocircuitos también pueden ser causados por anomalías climáticas y son protegidos normalmente por fusibles o magnetotérmicos que deben ser instalados a la entrada del inversor o ya estar disponibles por los mismos.
- **Maniobra:** Para la realización de maniobra segura del inversor o de las strings conectadas se deben instalar o estar disponibles elementos llamados seccionadores, que también están comúnmente disponibles en muchos modelos.
- **Conexión a tierra:** Las conexiones a tierra son esenciales para sobretensiones y también para la seguridad de las personas en contacto con el inversor de potencia porque evitan el funcionamiento en isla del campo solar y del inversor. A pesar de ser un elemento de seguridad, uno de los problemas más frecuentes encontrados en las instalaciones fotovoltaicas puede ser evidenciado en la conexión tierra, aunque puede no estar relacionado con su mal funcionamiento o características particulares de la misma.

El RISO “*Resisting isolating ground fault*” es un fallo que ocurre cuando los cables del lado de continua del campo solar no poseen la resistencia mínima de aislamiento necesaria prevista por el REBT generando corrientes indeseables entre tierra y strings. Existen algunos motivos principales por los que pueden ser generadas como, por ejemplo, la degradación eléctrica, mecánica o química de los componentes de la instalación fotovoltaica o por fallos técnicos en el momento de la instalación [7]. Algunos inversores son capaces de detectar estos fallos enviando mensajes o alarmas al usuario.

### 3.4.2 Protecciones en corriente alterna

Como en el caso de la corriente continua, la tensión de salida de un inversor tampoco suele superar la tensión establecida por el rango de baja tensión en corriente alterna de 1000 V determinados por el IEC 61140:2016 y por el REBT. Para transformar la tensión de salida en media tensión, el inversor necesita disponer de un transformador. Esta medida, serviría para evitar pérdidas eléctricas en grandes instalaciones fotovoltaicas y la solución más utilizada a día de hoy es la utilización de subestaciones transformadoras que transportan la carga a media tensión.

La parte de corriente alterna, como en la parte de corriente continúa, también debe disponer de todos los elementos mencionados (varistores, fusibles o magnetotérmicos, seccionadores y puesta tierra). En relación con la calidad de la señal de corriente alterna, se debe disponer de filtros a la salida para evitar la **distorsión armónica**.

- **Control de distorsión armónica:** Es importante que las curvas de corrientes de salida de los inversores sean lo más senoidales posibles para evitar problemas de distorsión armónica. Este fenómeno afecta a la calidad de la corriente eléctrica transmitida a la carga, siendo ella la línea de transmisión eléctrica o incluso en electrodomésticos específicos en instalaciones de autoconsumo.

Se recomiendan los valores incluidos en la norma IEC 555/1/2/3 equivalente a la norma CENELEC EN 60 555/1/2/3 (Comité Europeo de Normalización Electrotécnica) y equivalente a su vez a la norma AENOR UNE- 806- 90/1/2/3. El contenido de esta norma incluye la distorsión armónica máxima en la corriente (en porcentaje sobre la fundamental), dependiendo del número de orden del armónico, producida por un receptor conectado a la red. Un subcomponente extra utilizado para mantener la calidad armónica de la corriente de salida es el filtro EMI o EMC.

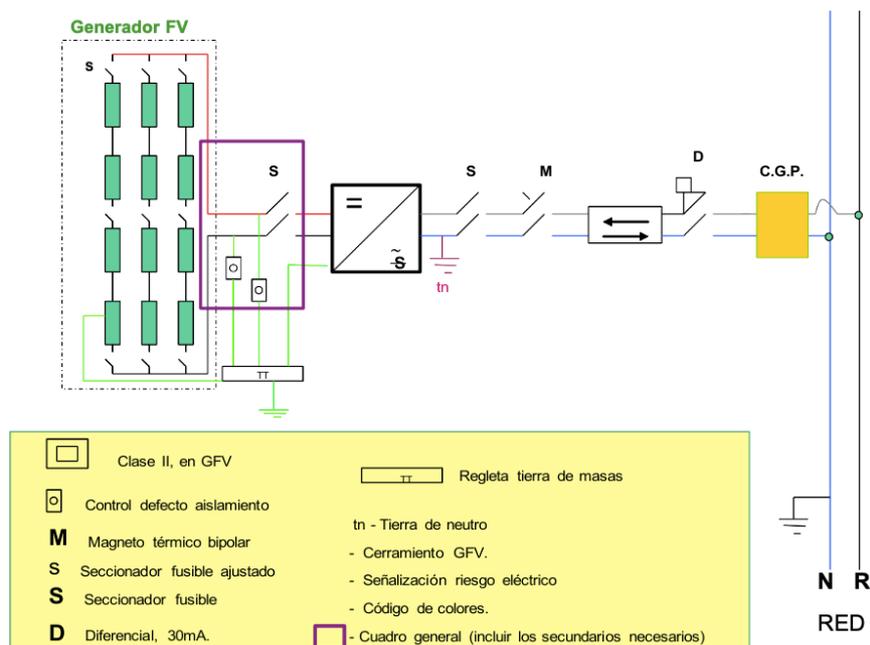


Figura 10. Ejemplo de instalación con protecciones

### 3.5 Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)

A parte de la conversión de tensión, un inversor de potencia puede ejecutar funciones complementarias que garantizan un buen funcionamiento del campo solar y de la calidad de la energía transmitida a una carga.

Una función extra destacable de un inversor es el **seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)** "Maximum Power Point Tracker". El punto de máxima potencia es una característica de la célula fotovoltaica que indica el valor óptimo de tensión y corriente para que la producción eléctrica sea la máxima en unas condiciones determinadas. Para facilitar la comparación de distintas células o módulos fotovoltaicos entre sí, se fijan unas condiciones climáticas de

referencia, denominadas “condiciones estándar”, establecidas por la norma IEC 60904, que consisten en:

1. Nivel de irradiancia  $E = 1000 \text{ W/m}^2$ .
2. Temperatura de la célula =  $25^\circ\text{C}$ , con una tolerancia de  $\pm 2^\circ\text{C}$ .
3. Espectro de radiación definido (distribución espectral de un nivel de radiación de referencia según IEC 60904-3) con una masa de aire,  $AM = 1.5$ .

En la figura 11 se puede observar una curva típica de funcionamiento de una célula fotovoltaica en estas condiciones.

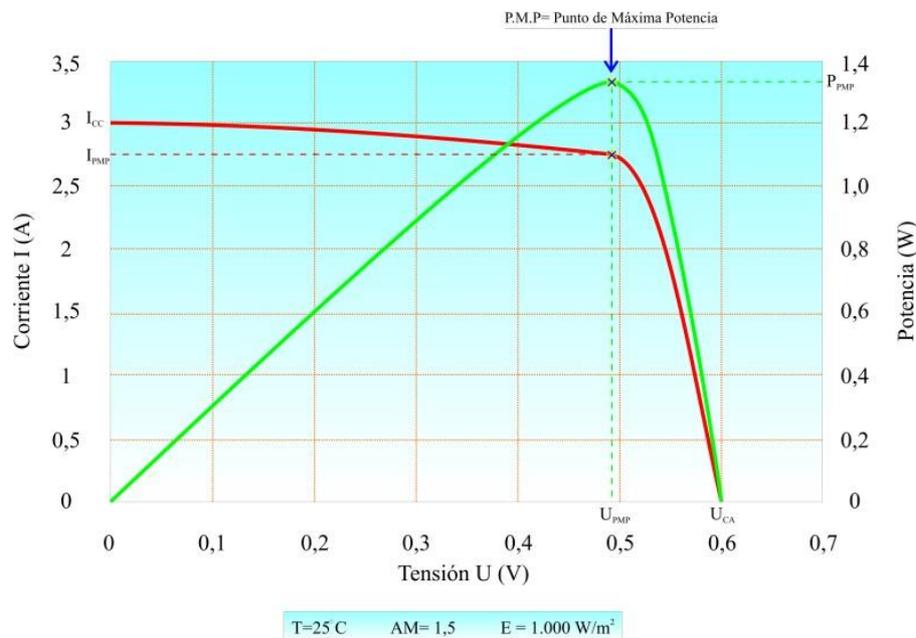


Figura 11. Curva característica de una célula solar en condiciones estándar

La temperatura e irradiancia son los dos principales parámetros fijados anteriormente por las “condiciones estándar” y, sin embargo, no pueden ser considerados fijos en un sistema fotovoltaico. La realidad muestra que estas condiciones varían prácticamente durante todas las horas y días del año condicionando que el sistema fotovoltaico tenga que adaptarse constantemente para poder funcionar de manera óptima.

Cuando el inversor tiene disponible el sistema de seguimiento del punto de máxima potencia, puede actuar directamente en la tensión y en la corriente de los módulos fotovoltaicos para que los mismos funcionen, cuando sea posible, en el punto más alto de la curva de potencia (MPP). Esta característica garantiza un mejor aprovechamiento y una mayor producción de potencia del sistema. Para que esta función se ejecute correctamente, la corriente proveniente de los módulos solares debe estar dentro de un rango de tensión determinado y catalogado por el fabricante, llamado rango de tensión del punto de máxima potencia (MPP Voltage range).

Los inversores se distinguen principalmente según su aplicación para los distintos tipos de instalaciones fotovoltaicas y escala de aplicación. A continuación, se describirán algunos tipos de inversores según las dos principales clasificaciones: Los inversores según sus distintas aplicaciones y los distintos equipos utilizados según su rango de potencia.

### 3.6 Tipos de inversores según aplicación

Existen inversores para instalaciones aisladas de la red eléctrica, inversores para instalaciones conectadas a red y también inversores híbridos.

#### 3.6.1 Inversores para instalaciones aisladas

Una instalación aislada de la red eléctrica como su nombre indica, no tiene un punto de conexión con la red de distribución que suministra electricidad al público. Por este motivo, la instalación estará conectada a un sistema de baterías que proporciona una autonomía al consumidor para cuando no exista incidencia de radiación en el campo solar.

El inversor en instalaciones aisladas está diseñado para una tensión de entrada específica llamada tensión de entrada nominal, que puede adoptar valores de 12, 24 y 48 V coincidiendo con la tensión de la batería o grupo de baterías asociado. La intensidad de salida normalmente es de 230 A en intensidad alterna y las potencias toman valores que pueden oscilar entre los 700 y los 4500 W. [14] Otra característica importante es que el inversor conectado a una instalación aislada no dispone de un MPPT. En este sistema, el campo solar y el inversor se conectan a las baterías mediante un regulador de carga que evita sobrecargas en la batería asegurando un buen funcionamiento prolongando su vida útil.

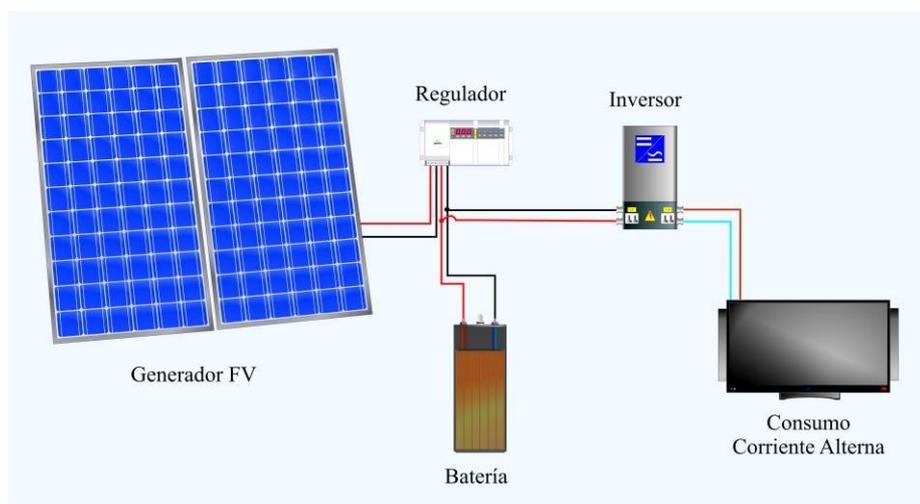


Figura 12. Esquema de una instalación fotovoltaica para una vivienda aislada

### 3.6.2 Inversores para instalaciones conectadas red

Existen dos modalidades principales para inversores conectados a la red eléctrica que son principalmente: Instalaciones de autoconsumo y centrales de producción de potencia.

#### 3.6.2.1 Inversores para autoconsumo

Actualmente las instalaciones de autoconsumo están reguladas en España por el Real Decreto 244/2019 que permite que un consumidor habitual de energía eléctrica sea capaz de producir electricidad con su instalación fotovoltaica para consumo propio (autoconsumo) y que pueda verter excedentes a la red eléctrica para obtener una compensación económica [17]. Para esto, la instalación deberá disponer de un contador bidireccional capaz de contabilizar tanto la cantidad de energía consumida proveniente de la compañía eléctrica como la energía inyectada por el campo solar a la red eléctrica haciendo posible que se descuente el valor acordado por los kWh de compensación en la factura del consumidor. Las baterías, en este caso, son equipos opcionales que tienen como fin superar económicamente el valor de la compensación económica obtenida por la energía eléctrica vertida a la red.

Los inversores para instalaciones de autoconsumo están directamente conectados a la red de distribución de la compañía eléctrica contratada. La tensión de salida del inversor debe ser ligeramente superior a la tensión de la distribuidora eléctrica, lo que hace que toda la energía procedente de los paneles solares se consuma con prioridad a la energía de la red. Otra característica importante es que mediante un algoritmo de bucle de enganche de fase (“phase locked loop”) la corriente alterna de salida del inversor puede sincronizarse con la corriente alterna de la red eléctrica permitiendo tanto el autoconsumo como la inyección de energía a la red. Esta función evita los posibles problemas de desfase anteriormente mencionados.

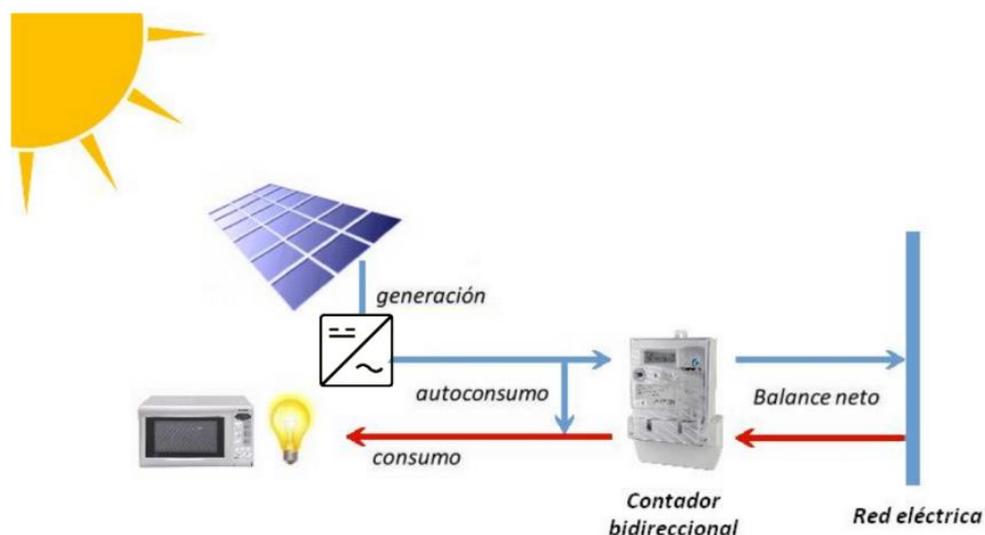


Figura 13. Esquema de una instalación fotovoltaica de autoconsumo

Otra posibilidad para las instalaciones de autoconsumo es la incorporación de baterías al sistema. En este caso, las baterías sirven esencialmente para acumular la energía excedente del sistema fotovoltaico para que el usuario pueda consumirla a posteriori. Esta medida sirve para maximizar el ahorro en los gastos de electricidad debido a la diferencia existente entre el precio de la energía proveniente de la red comercializadora y el valor recibido por la compensación económica por la inyección de energía a la red eléctrica.

Estas instalaciones utilizan inversores híbridos, que son capaces de suministrar electricidad como mejor convenga económicamente para un sistema de autoconsumo. Una máquina híbrida inteligente puede ser capaz de utilizarse para la discriminación horaria entre los precios valle y punta de las tarifas eléctricas para y así priorizar el consumo de la energía eléctrica de la batería cuando el precio tarifario es punta y consumir electricidad de la red cuando la tarifa es valle. Sin embargo, a día de hoy, la incorporación de baterías para una instalación de autoconsumo es una alternativa costosa por el precio comercial de las baterías que encarece substancialmente el precio de inversión inicial de la instalación fotovoltaica.

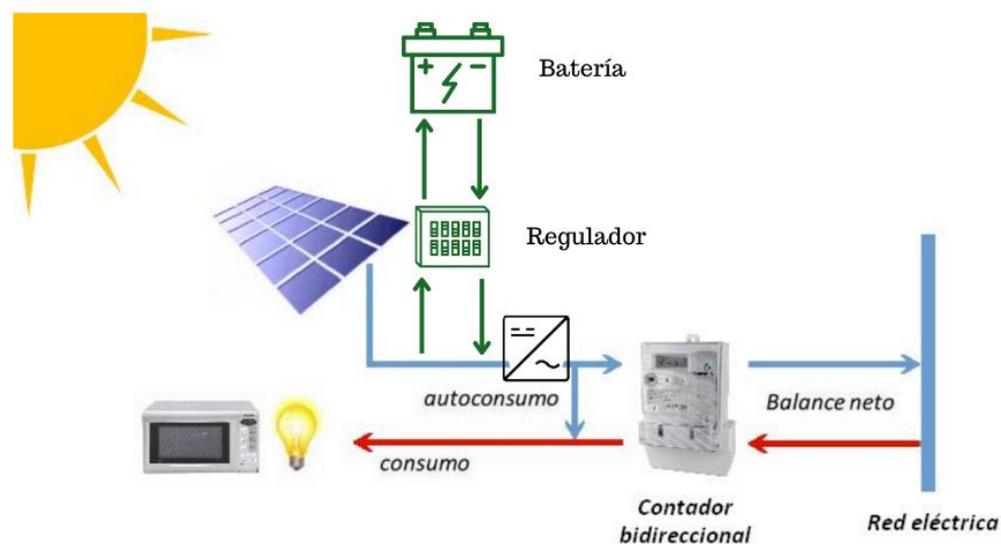


Figura 14. Esquema de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con batería

### 3.6.2.2 Inversores para centrales fotovoltaicas

Las centrales fotovoltaicas tienen como objetivo primordial la venta de electricidad a la red eléctrica. Se caracterizan principalmente por tener un tamaño superior a 100 kW, que según el RD 1663/2000 (artículos 8 y 9), limita la potencia máxima de una instalación de autoconsumo, pudiendo llegar a centenas de megavatios instalados en una sola planta de potencia [17].

Los inversores de estas instalaciones pueden disponer de un transformador propio para convertir la tensión de salida en la tensión del centro de transformación o bien transportar la energía a la subestación transformadora de la propia central, siendo la segunda más común.

La disposición y otras características de estos inversores para centrales se comentarán con más detalle en el capítulo 3.

### 3.7 Tipos de inversores según su potencia

Otra manera posible de clasificar un inversor es caracterizarlo por su potencia nominal, lo que afecta directamente también a sus componentes y también al tamaño final del producto.

#### 3.7.1 Inversor de cadena (“String Inverter”)

El inversor de cadena o “String Inverter” se define por generar energía a partir de una única corriente derivada de los módulos solares conectados en serie entre sí. Este inversor tiene una amplia gama de aplicaciones pudiendo ser utilizado tanto en instalaciones con poca potencia instalada, como las pequeñas instalaciones de autoconsumo unifamiliar, como también en grandes centrales de potencia, en este caso con varios inversores string actuando conjuntamente.

Para un funcionamiento adecuado de esta configuración es importante que los paneles fotovoltaicos estén posicionados con la misma orientación e inclinación solar para que reciban una radiación incidente similar. En el caso en el que el campo solar de este inversor esté configurado con paneles que reciban distintas irradiaciones o que algunos paneles se vean afectados por sombras en alguna parte del campo, la cadena producirá la energía referente a los paneles de menor producción en este instante. Esta pérdida de producción es popularmente llamada de “mismatch” pudiéndose traducir del inglés como desajuste. Debido a estas pérdidas, este fenómeno puede traducirse en una importante reducción del rendimiento global de toda la instalación. Existen algunas soluciones utilizadas para resolver este tipo de problema: La primera consiste en la utilización de los optimizadores de potencia. Los optimizadores son dispositivos aplicados a un módulo FV que permiten que cada panel pueda producir al inversor la potencia instantánea máxima permitiendo que el inversor siga su punto de máxima potencia.

La segunda opción sería la utilización del segundo tipo de inversor, el microinversor.

#### 3.7.2 Microinversor

El microinversor ejecuta la función de un inversor string a escala de un único módulo solar e igual que los optimizadores solares cumple la función de minimizar las pérdidas de la cadena de paneles permitiendo que cada módulo produzca su máxima potencia a cualquier instante. Otra ventaja de este equipo es la posibilidad de minimización de fallos referentes al cableado de corriente continua puesto que no habría conexiones en corriente continua entre los módulos fotovoltaicos. Los principales problemas en la utilización de un microinversor estarían relacionados a su menor eficiencia comparado a los otros inversores y también que su reposición en caso de fallos puede ser costosa [13].



Figura 15. Ejemplo de disposición de microinversores [8]

La disposición de microinversores se puede realizar a diferentes niveles: desde un microinversor por módulo, microinversor por conjunto de cadenas de células o incluso hasta un microinversor por célula. A mayor número de microinversores, mejor se combatirá el efecto de pérdidas. Una de las ventajas de los microinversores es el hecho de no dejar sin servicio a la instalación entera, en caso de tener que realizar alguna operación de mantenimiento en un módulo en particular. Por ejemplo, si un conector MC4 se encuentra en mal estado y hay que cambiarlo, únicamente habría que desconectar el módulo asociado, pudiendo funcionar con normalidad el resto de la instalación. Otro punto fuerte es la posibilidad de monitorizar panel a panel. Con los microinversores, existe la posibilidad de poder ampliar la instalación, mientras que con un inversor centralizado se condiciona la planta a la potencia del inversor.

En resumen, el uso de microinversores será recomendable cuando se requiera una monitorización pormenorizada del sistema, cuando se tengan sombras localizadas en algún momento del día, en instalaciones pequeñas y en instalaciones con paneles orientados de diferente forma y no haya suficientes paneles con una misma orientación e inclinación como para hacer strings funcionales.

### **3.7.3 Inversor central**

El inversor central es utilizado en las aplicaciones de mayor escala y se define por tener una conexión de un gran número de módulos [18]. Las “strings” que se conectan a él se acoplan en una caja llamada “String Box” que se conecta a la entrada del inversor. Este modelo de inversor tiene un tamaño más robusto y son los más utilizados en plantas de potencia medianas y grandes. Uno de sus principales problemas son las pérdidas por “mismatch” anteriormente mencionados en los inversores string, que aumentan considerablemente debido a la mayor cantidad de paneles conectados a un solo dispositivo. Esta característica hace que los inversores centrales, en general, operen con un menor rendimiento.

## 4 INVERSORES EN CENTRALES FOTOVOLTAICAS

La disposición de los inversores dentro de una planta solar puede variar e influir bastante en aspectos como la inversión inicial, la energía producida y los costes de operación y mantenimiento de la instalación. Las dos disposiciones más utilizadas son las instalaciones con inversores string e inversores centralizados. En este capítulo se comentarán propiedades específicas de las modalidades y sus ventajas e inconvenientes dentro de los parques fotovoltaicos.

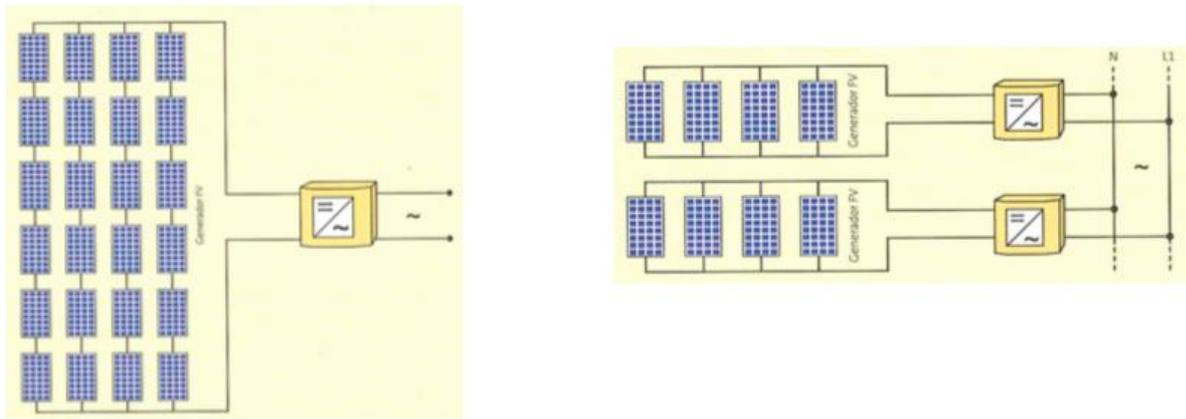


Figura 16. Principales disposiciones de un campo solar en una instalación FV [5]

### 4.6 Inversores Centrales

El inversor central, como se ha mencionado al final del capítulo 2, es el principal equipo utilizado por centrales solares de medio y de gran tamaño principalmente porque es la opción más económica entre todas las modalidades evidenciándose el ahorro cuanto más se aumenta el tamaño de la instalación (menor precio por kW instalado) y por la mayor simplicidad de instalación [5].

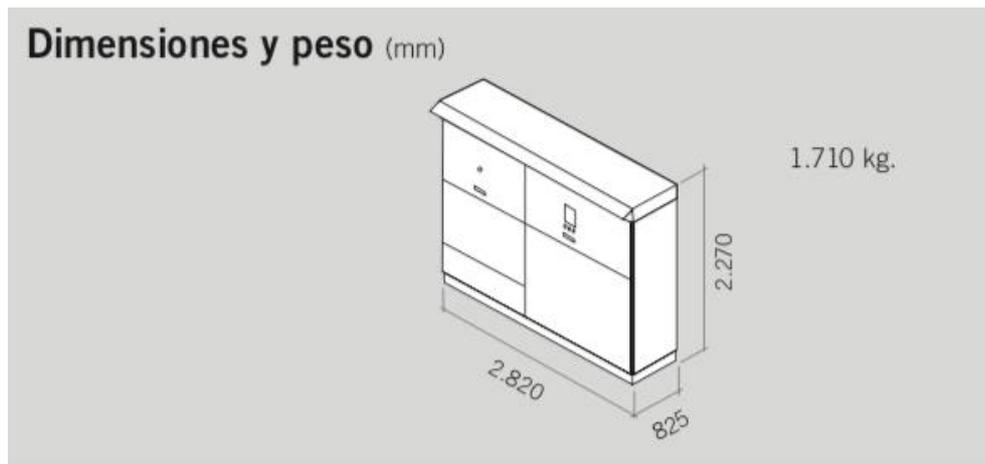


Figura 17. Dimensiones y peso de un inversor central marca Ingecon [20]

Caracterizado por su robustez y potencias elevadas, el inversor central está compuesto por compartimientos especiales que permiten que el mismo sea capaz de convertir la corriente continua de un número muy elevado de strings. Esencialmente la composición del inversor se difiere de los otros por su tecnología modular y por sistema de refrigeración.

Sistema modular:

Un inversor central está generalmente compuesto por módulos de conversión que son responsables de la conversión CC – CA en un único dispositivo central. Los mismos, pueden o no tener independencia entre sí con respecto a la conexión al campo solar por medio de dos tipos de configuración explicadas a continuación:

- **Configuración con “Multi-master”:**  
Esta disposición consiste en que cada uno de los módulos de conversión tenga su seguimiento del punto de máxima potencia. Esta configuración permite el arreglo de diferentes "strings" de manera independiente, permitiendo que cada componente pueda cambiar su número de módulos, orientación e inclinación. Sin embargo, tener muchos MPPTs puede ser perjudicial para una instalación centralizada puesto que la presencia de los subcomponentes, como los sensores, serán susceptibles a fallos individuales disminuyendo la fiabilidad global del equipo como menciona Ala Mohd et al. en Review of control techniques for inverters parallel operation [18]. También, cabe destacar la existencia de pérdidas de energía atribuidas a los subcomponentes de los MPPTs aunque sean difíciles de mensurar [18].
- **Configuración “Master-Slave”:**  
En esta disposición los módulos de conversión a la entrada están conectados en paralelo y existe un único módulo (módulo "master") que activa el seguimiento del punto de máxima potencia de los demás módulos de la entrada (módulos "slave"). Esta configuración es capaz de aumentar el rendimiento de conversión del inversor.

El número posible de entradas y salidas de módulos depende de la potencia nominal de cada equipo.

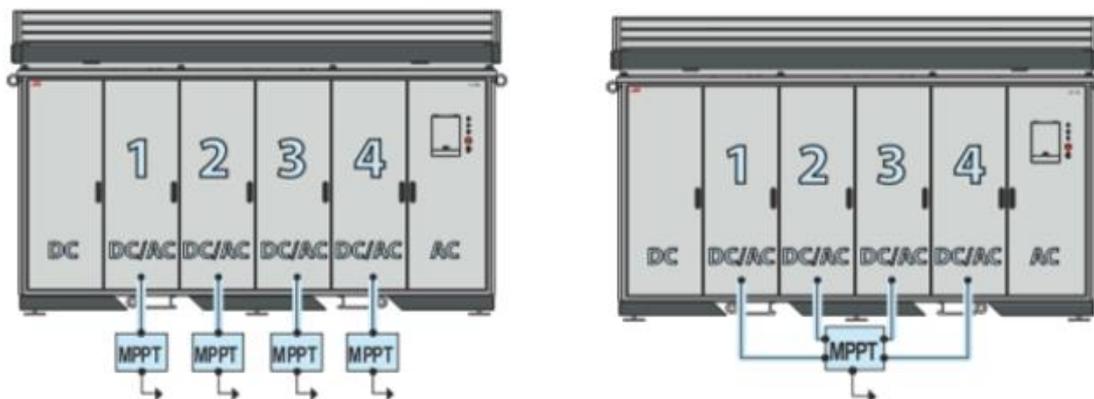
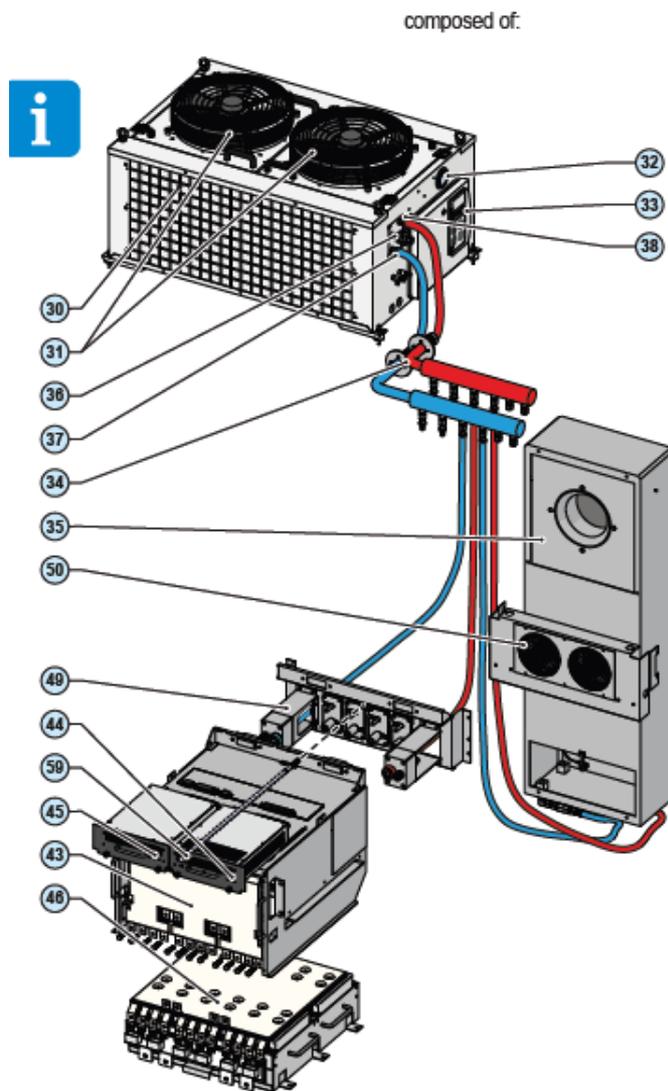


Figura 18. Configuración "Multi-master" a izquierda y "Master-slave" a derecha [19]

#### Intercambiadores de Calor:

El inversor central, debido su mayor potencia, necesita disipar más calor con elementos activos que pueden evitar los problemas mencionados en el apartado 2. 3.a. Como método ilustrativo se enseñarán dos modelos distintos de intercambiadores para inversores centralizados.

Generalmente, estos intercambiadores contienen ventiladores internos y también pueden presentar circuitos de líquidos refrigerantes.



El intercambiador de calor interno (35), ubicado en la parte trasera del módulo de conversión, disipa calor de las partes pasivas (capacitores y bobinas). Este intercambiador actúa de manera pasiva utilizando el aire interno del propio compartimiento.

La placa fría colocada en el interior del módulo de conversión (43), disipa el calor generado por los componentes activos (módulos de conversión) durante su funcionamiento y lo transfiere al refrigerante líquido en el circuito de refrigeración hidráulica.

El líquido refrigerante es una mezcla de agua y propilenglicol y su inyección en el sistema requiere una bomba especial.

El ventilador de recirculación (50) está posicionado en el interior del módulo, evitando el estancamiento de aire caliente dentro del mismo.

Figura 19. Intercambiador de calor interno Inversor ABB [19]



El intercambiador de calor externo está ubicado en la parte exterior del conversor y es el responsable de disipar el calor del líquido refrigerante al medio ambiente.

Figura 20. Intercambiador de calor Externo Inversor Ingecon [17]

## 4.2 Inversores String

Tradicionalmente, el inversor central siempre ha sido la primera opción de diseñadores de proyectos fotovoltaicos de gran escala. Sin embargo, recientemente nuevas marcas e instaladores están apostando por el inversor string, que viene ganando cada vez más importancia en la aplicación fotovoltaica de todos los tamaños debido a algunos factores como los presentados a continuación:

### Mejor eficiencia:

Como se ha comentado en el capítulo 3, los inversores string tienen una importante ventaja frente a los inversores centralizados en relación con la reducción de pérdidas de “mismatch” en los módulos solares. Según un estudio realizado por Alpesh et al., para radiaciones superiores a 50 W/m<sup>2</sup> e inferiores a 1200 W/m<sup>2</sup> un inversor String producía entre un 2,5% y un 3,5% más potencia que el inversor central. En condiciones nubladas o parcialmente sombreadas, este porcentaje variaba entre un 4% y 6% de potencia adicional [13].

### Disponibilidad de la planta:

Un aspecto importante de la utilización de un inversor de menor potencia conlleva la utilización de muchos equipos para grandes potencias. Este hecho hace que exista una mayor probabilidad de que uno de los muchos equipos disponibles pueda fallar. No obstante, un equipo sin producir entre muchos instalados no resulta una pérdida de potencia muy significativa en una instalación. En otras palabras, sería necesario que una cantidad significativa de inversores string fallasen para suponer la misma pérdida de un único equipo centralizado.

### Facilidad de sustitución

Los operadores de plantas fotovoltaicas pueden tener inversores string de repuesto disponibles en un almacén en el interior de la planta, haciendo posible una rápida sustitución del equipo sin necesidad de paradas de producción.

### Reparos en la instalación

Otro punto fuerte que la granularidad de inversores string permite es la desconexión de un único inversor o de un grupo, para la reparación y el mantenimiento del equipo, incluyendo las strings de los módulos fotovoltaicos asociados, sin que remita a grandes pérdidas de energía. Los inversores string igualmente pueden tener una menor complejidad técnica de reparo siendo más manejable por una mayor gama de técnicos que los que trabajan con inversores centrales donde un operador puede necesitar una mayor preparación para operar con estos equipos.

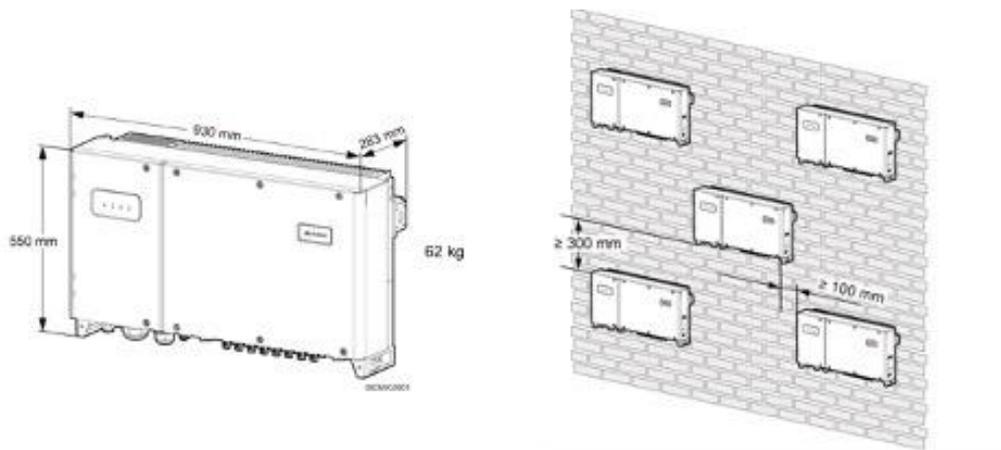


Figura 21. Dimensiones y peso Inversor Huawei de 33 kW [27]

El inversor también tiene sus desventajas, como se muestra a continuación:

Comunicación y monitoreo:

Cuando el sistema SCADA se encuentra operativo, es capaz de informar sin grandes problemas sobre la producción de energía tanto de los inversores string como de los inversores centralizados. Sin embargo, debido a un mayor número de equipos, si existe un fallo de comunicación general de la central, es más difícil cerciorarse del funcionamiento de los todos los inversores mientras que, con menos inversores, dicho proceso puede ser mucho menos laborioso.

Aspectos	Central	String
Inversión Inicial (por kW)	✓	
Nº de Incidentes	✓	
Diponibilidad de la Instalación tras fallo		✓
Pérdidas por cableado		✓
Facilidad de Instalación	✓	✓
Rendimiento		✓
Reparos		✓
Monitoreo y comunicación	✓	

Tabla 1. Comparación entre inversores



## 5 ESTUDIOS DE CASOS

---

**E**n este estudio de incidentes se analizará la ocurrencia de los fallos detectados en los inversores de 53 centrales fotovoltaicas distribuidas en Reino Unido durante 30 meses, iniciándose en enero de 2020 y finalizados en mayo de 2022. Todas las plantas están bajo la supervisión de 3 empresas de operación y mantenimiento, que a su vez están asesoradas por otra empresa buscando optimizar el funcionamiento y la solución de problemas.

### 5.1 Características de las plantas

Todas las centrales fueron conectadas a la red eléctrica británica entre los años 2014 y 2017. Esta característica tiene una relevancia técnica por implicar que los inversores utilizados tienen características tecnológicas referentes a los modelos vendidos en estos años.

Las plantas elegidas se caracterizan por tener una configuración similar de disposición de paneles, donde 52 plantas se encuentran dispuestas en estructuras fijas en el suelo, sin sistemas de seguimiento solar y apenas una planta está dispuesta coplanar en una cubierta, también sin sistema de seguimiento. Todos los módulos solares fueron fabricados con silicio mono o policristalino y los emplazamientos de las plantas, tienen relativa cercanía latitudinal dentro de los límites del Reino Unido. De este modo, asumiendo que aspectos relativos al campo solar sean equiparables (campo solar y clima), es posible realizar un análisis más centrado en el comportamiento de los inversores de potencia.

#### Aspectos Clave:

- a. Campos solares y condiciones geográficas de características equiparables.
- b. Años de construcción y de conexión a red cercanos.
- c. Controladas por las mismas tres empresas de operación y mantenimiento orientadas por la misma empresa asesora.

Codigo Instalacion	Campo Solar		Inversor			
	Suelo/Cubierta	Potencia Pico Campo Solar	Tipo de Inversor	Potencia Pico Inversor	Nº de Inversores	Potencia Total Inversores
A1	Suelo	14.890 MW	String	27,6 kW	419	11.592 MW
A2	Suelo	19.826 MW	Central	900 kW	15	13.500 MW
A3	Suelo	4.960 MW	Central	1 x 2200 kW 2 x 900kW	3	4.000 MW
B1	Suelo	11.051 MW	Central	5 x 1400 kW 1 x 1050 kW	6	8.050 MW
B2	Suelo	10.697 MW	String	30 kW	267	8.010 MW
B3	Suelo	4.999 MW	Central	1000 kW	4	4.000 MW
C1	Suelo	4.998 MW	Central	1000 kW	4	4.000 MW
C2	Suelo	5.982 MW	String	36 kW	123	4.428 MW
C3	Suelo	10.070 MW	Central	900 kW	8	7.200 MW
D1	Suelo	2.999 MW	String	33 kW	82	2.706 MW
D2	Suelo	2.795 MW	Central	1050 kW	2	2.100 MW
D3	Suelo	3.657 MW	String	33 kW	100	3.300 MW
E1	Suelo	4.999 MW	String	33 kW	137	4.521 MW
E2	Suelo	11.570 MW	Central	900 kW	10	9.000 MW
E3	Suelo	9.622 MW	Central	1400 kW	5	7.100 MW
F1	Suelo	21.098 MW	Central	1400 kW	11	15.400 MW
F2	Suelo	4.965 MW	String	60 kW	69	4.140 MW
F3	Suelo	4.999 MW	Central	1 x 1400 kW 2 x 2100kW	3	3.500 MW
G1	Suelo	13.395 MW	Central	1200 kW	10	12.000 MW
G2	Suelo	11.625 MW	Central	4 x 900 kW 6 x 800kW	10	8.400 MW
G3	Suelo	4.987 MW	String	33 kW	139	4.587 MW
H1	Suelo	7.619 MW	Central	800 kW	7	5.600 MW
H2	Suelo	6.226 MW	String	30 kW	166	4.980 MW
H3	Suelo	20.544 MW	String	36 kW	423	15.228 MW
I1	Suelo	13.728 MW	String	60 kW	200	12.000 MW
I2	Suelo	7.176 MW	String	30 kW	200	6.000 MW
I3	Suelo	12.000 MW	Central	900 kW	12	10.800 MW
J1	Suelo	7.176 MW	String	3 x 12,5 kW 206 x 30 kW	209	6.218 MW
J2	Suelo	4.996 MW	Central	1000 kW	4	4.000 MW
J3	Suelo	4.110 MW	String	33 kW	137	4.521 MW
K1	Suelo	28.095 MW	Central	2 x 900 kW 20 x 850kW	22	18.800 MW
K2	Suelo	11.477 MW	Central	3 x 1400 kW 3 x 1050kW	6	7.350 MW
K3	Suelo	4.987 MW	String	33 kW	139	4.130 MW
L1	Suelo	2.519 MW	String	33 kW	66	1.980 MW
L2	Suelo	4.970 MW	String	33 kW	138	4.554 MW
L3	Suelo	6.791 MW	Central	880 kW	6	5.280 MW
M1	Suelo	6.380 MW	Central	850 kW	6	5.100 MW
M2	Cubierta	3.424 MW	String	60 kW	44	2.640 MW
M3	Suelo	4.999 MW	Central	680 kW	6	4.080 MW
N1	Suelo	24.323 MW	Central	830 kW	25	20.750 MW
N2	Suelo	4.999 MW	Central	1000 kW	4	4.260 MW
N3	Suelo	4.999 MW	Central	1000 kW	4	4.000 MW
O1	Suelo	10.011 MW	Central	990 kW	8	7.920 MW
O2	Suelo	4.999 MW	Central	1000 kW	4	4.000 MW
O3	Suelo	16.038 MW	Central	800 kW	14	11.200 MW

Codigo Instalacion	Campo Solar		Inversor			
	Suelo/Cubierta	Potencia Pico Campo Solar	Tipo de Inversor	Potencia Pico Inversor	Nº de Inversores	Potencia Total inversores
P1	Suelo	7.569 MW	Central	1400 kW	4	5.600 MW
P2	Suelo	4.986 MW	String	36 kW	98	3.920 MW
P3	Suelo	4.999 MW	String	33 kW	139	4.170 MW
R1	Suelo	4.453 MW	Central	875 kW	4	3.500 MW
R2	Suelo	4.798 MW	String	33 kW	133	4.389 MW
R3	Suelo	10.203 MW	String	30 kW	300	9.000 MW
S1	Suelo	4.974 MW	String	33 kW	136	4.080 MW
S2	Suelo	60.893 MW	Central	1 x 900 kW 24 x 1800kW	25	44.100 MW

Tabla 2. Características de las plantas objeto de estudio

En el rango de plantas de análisis existe una muestra variada de potencia nominal de inversores instalados por planta en la que se ven algunas preferencias principales de los diseñadores de los proyectos.



Figura 22. Número de plantas y Potencia total instalada por cada tecnología

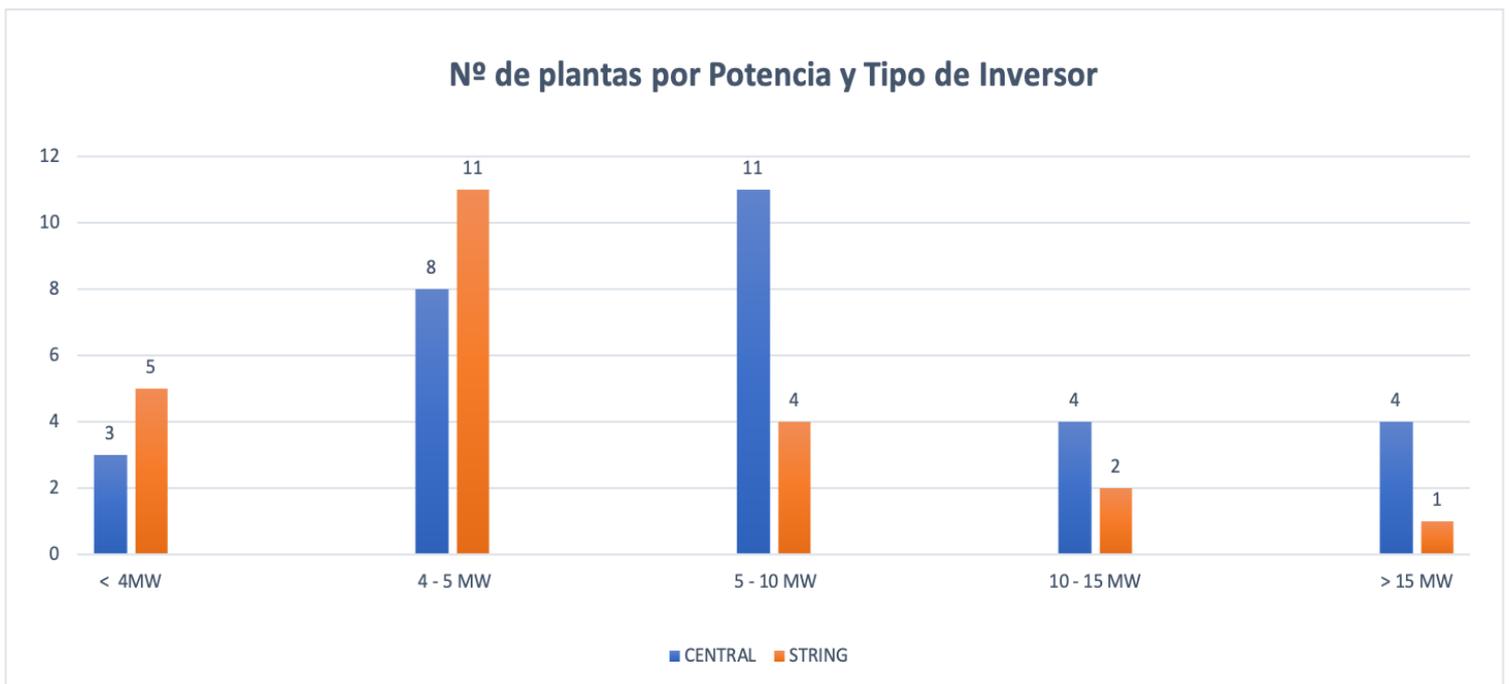


Figura 23. Distribución de plantas por rango de potencia instalada y modelos de inversores

En la figura 24 se observa que existe una mayor popularidad en la utilización de los inversores tipo string en instalaciones con potencias inferiores a 5 MW y una mayor cantidad de inversores centralizados en plantas a partir de 5 MW instalados, lo que a día de hoy se puede representar como una realidad puesto que una mayoría de las instalaciones fotovoltaicas consideradas “grandes” se utilizan de inversores centrales, como se ha mencionado en el capítulo 3 de este estudio.

Un promedio de las características de las plantas con los dos tipos de inversores estudiados tendría, los aspectos mencionados en la tabla 3 a continuación.

Tipo de Inversor	Potencia Pico Inversor	Nº de Inversores	Potencia Total inversores
String	35,6 kW	168	5,981 MW
Central	1045 kW	8	8,360 MW

Tabla 3. Características promedias de centrales con los dos tipos de inversores

Estas características determinan que las plantas con inversores string tengan en media 22 veces más inversores operativos con cerca de 33 veces menos potencia en cada equipo. Para los dos casos de equipos con condiciones de potencia extremas encontrados son los inversores centrales de 2200 kW de potencia y los inversores string de 27,6 kW.

## 5.2 Incidentes técnicos en la planta

En los 30 meses de estudio las 53 plantas presentaron un total de 987 incidentes. En primer lugar, es posible hacer la primera categorización entre los principales componentes afectados de las plantas. La figura 25 representa un esquema con los principales componentes de una instalación fotovoltaica. A continuación, se describirá brevemente la función de cada elemento y cómo se detectan los incidentes de producción en cada etapa.

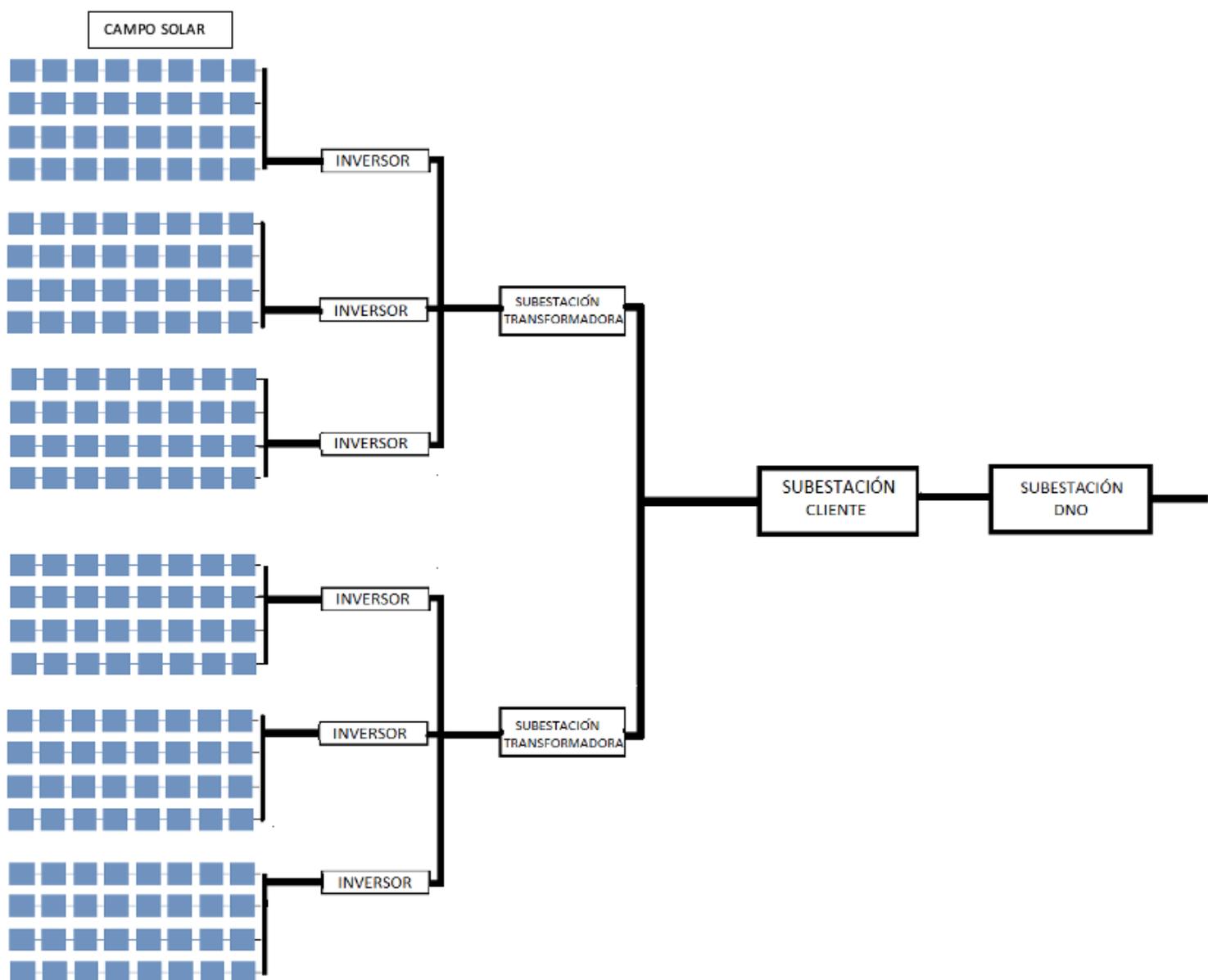


Figura 24. Representación de los principales componentes de una instalación fotovoltaica

### a. Campo solar:

Las células fotovoltaicas son componentes que convierten la radiación solar en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico. La asociación de células fotovoltaicas conectadas en serie y en paralelo se denomina panel fotovoltaico. Este a su vez se conecta en serie a más paneles, formando un string. El conjunto de strings es el denominado campo solar.

Los incidentes encontrados en el campo solar son los relacionados con los módulos solares y también con el cableado de conexión entre los mismos. Los fallos en los módulos fotovoltaicos son intrínsecamente dependientes del diseño, de la tecnología y de las condiciones ambientales de la instalación fotovoltaica como menciona Hasselbrink et al. [8]. Los defectos en los paneles fotovoltaicos individuales son difíciles de ser encontrados a lo largo de un día normal de producción de una instalación debido a una baja diferencia de electricidad exportada de una string entera y de una string con uno o pocos módulos sin funcionar. Mecanismos internos de los módulos solares como los diodos de bypass permiten que cuando un módulo o una célula del módulo se encuentre averiada, la corriente siga su curso natural al inversor, aunque no produzca electricidad para el mismo. En el caso de que una string entera se encuentre averiada el fallo puede ser identificado por el inversor de potencia con distintos códigos y alarmas.

Actualmente, con el fin de saber cómo se encuentra la cadena de paneles y las condiciones físicas de los módulos individualmente se hacen inspecciones visuales para verificar la presencia de suciedad y/o cristales de protección dañados en los módulos fotovoltaicos y también verificar aspectos físicos de las condiciones del terreno donde se ubican los paneles solares, observando posibles sombras u otros inconvenientes en la producción. Para una verificación más detallada, también se pueden hacer inspecciones termográficas en el campo solar con cámaras y drones para visualizar puntos calientes “hot spots” que indican cómo se encuentran los componentes electrónicos de los módulos solares.



Figura 25. Campo solar

**b. Inversor:**

El inversor es la primera vía monitorizada capaz de alertar incidentes en tiempo real dentro de la planta debido a su sistema de monitorización y alarma conectado con SCADA como se ha comentado con anterioridad. Este hecho hace que el contaje de incidentes relacionados con el inversor sea lo más alto, aunque puede igualmente no influir tanto en la pérdida global de la planta fotovoltaica si se compara con incidentes en otros componentes de mayor jerarquía en la transmisión de energía a la red eléctrica.



Figura 26. Inversores String en una instalación fotovoltaica [24]

**c. Subestación transformadora:**

La subestación de transformación es donde se lleva a cabo la primera etapa de transformación de tensión. La tensión de la corriente de entrada, proveniente de uno o de un grupo de inversores (baja tensión), se aumenta a la tensión de la subestación del cliente (media tensión) permitiendo que existan menos pérdidas eléctricas dentro de la planta. La detección de fallos en la subestación transformadora se da en las subestaciones de control llamadas switchgears que protegen y controlan el circuito de salida y de entrada de las subestaciones transformadoras.



Figura 27. Subestación transformadora [13]

#### **d. Subestación del cliente**

La subestación del cliente es la última etapa de responsabilidad de los operadores de la planta en el recorrido de la corriente eléctrica antes de la exportación de energía a la red eléctrica. En la subestación es posible interrumpir por completo las actividades de la planta para mantenimiento y también pueden ser verificados fallos en el cableado de esta.

#### **e. Substación DNO (“distribution network operation”)**

La substación DNO (“distribution network operation”) del inglés Operación de distribución a Red, es la que se encarga de las líneas de conexión entre la instalación productora y la red eléctrica de transporte de Reino Unido y sus fallos están relacionados con problemas generales de operación de la línea y de los medidores, que contabilizan la energía que va a ser comercializada por la instalación y de la etapa final de transformación de tensión a la red eléctrica de transporte.



Figura 28. Centro de transformación [23]

Componente	Nº de incidentes	Pérdidas de producción (kWh)
Subestación Cliente	115	230.4331,63
Subestación DNO	148	7.077.862,88
Inversor	571	6.666.411,07
Módulo del Inversor	64	2.209.198,58
Campo Solar	1	—
“Switchgear”	2	1.491,25
Transfotmador	86	7.784.119,94
<b>Total general</b>	<b>987</b>	<b>24.391.049.1</b>

Tabla 4. Número de incidentes y pérdida de energía total por componentes

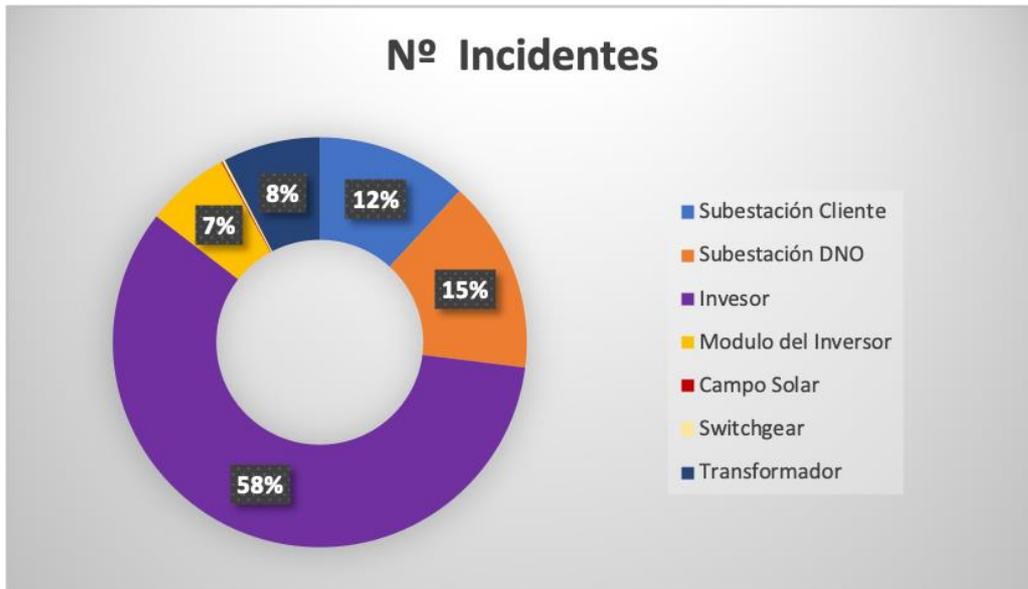


Figura 29. Número de incidentes por componente

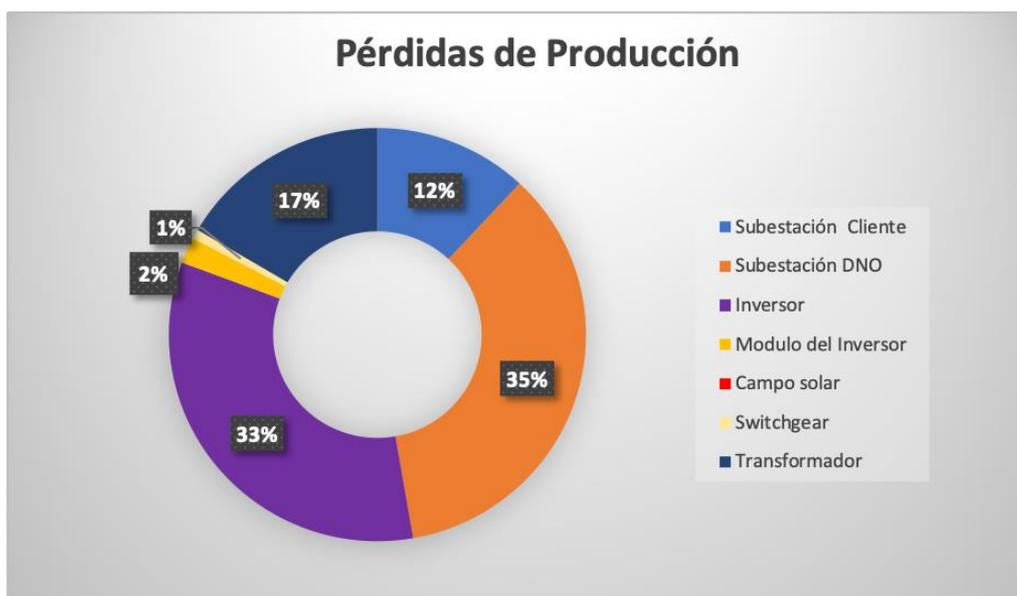


Figura 30. Pérdida de producción por componente

En la figura 30 se puede observar que los incidentes relacionados con los inversores de potencia sobrepasan la mitad del número de incidentes de producción encontrados en una planta con un 64% de los casos totales, contabilizando también los fallos en los módulos de los inversores. Sin embargo, cuando comparamos con la suma de pérdidas de energía asociadas a los incidentes de los componentes mostrados en la figura 31, se observa que este número no sobrepasa el 35% de las pérdidas energéticas totales.

Este hecho se debe a la jerarquía de la cadena de producción, que condiciona que las etapas más avanzadas en la exportación de energía eléctrica tengan más pérdidas energéticas asociadas por cada incidente porque conllevan la pérdida de producción de todas sus etapas anteriores. En la figura 32 se observa qué componentes tuvieron una mayor pérdida de producción asociada a cada fallo.

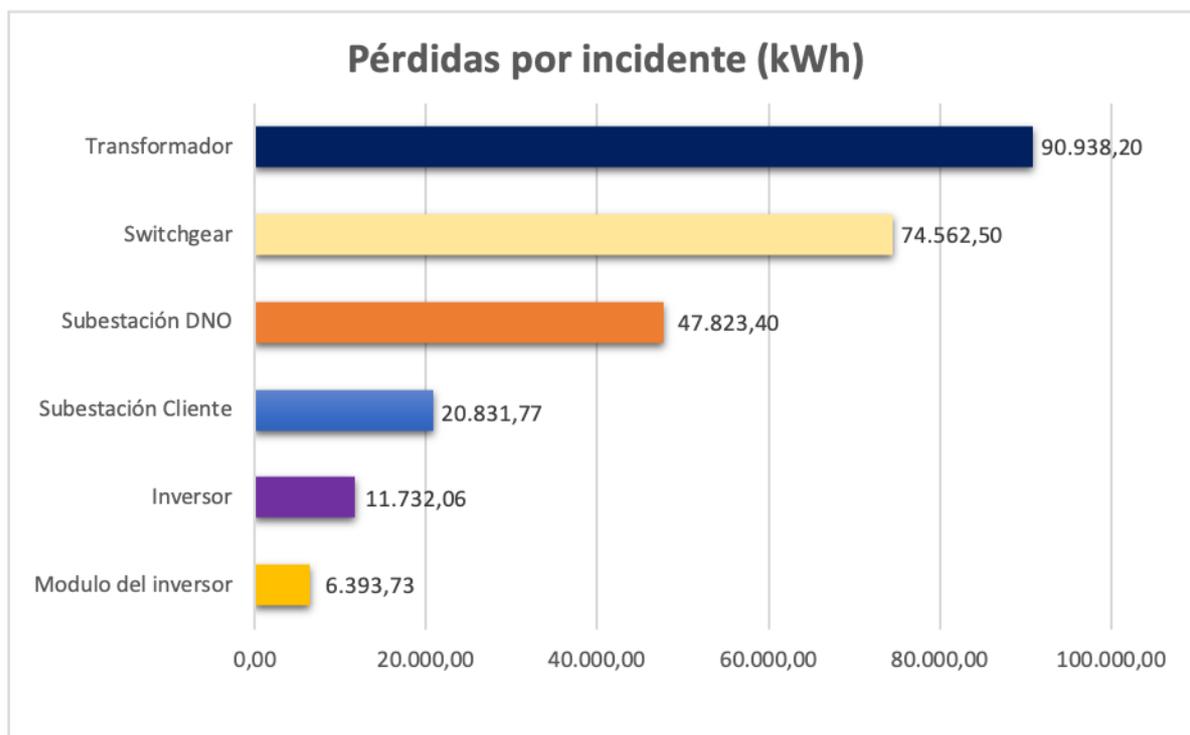


Figura 31. Pérdidas energéticas por cada incidente

## 6 INCIDENTES TÉCNICOS EN LOS INVERSORES

Como se ha observado en el apartado 4.2, los inversores cumplen un papel fundamental en la contabilización de incidentes y tienen un porcentaje de pérdidas energéticas bastante relevante en una planta fotovoltaica. Este capítulo se enfocará con mayor profundidad en los fallos que les afectan para poder analizar algunos aspectos del diseño de una instalación y de estrategias de operación en función de estos componentes.

Es importante destacar que el siguiente análisis está basado solamente en la observación de los fallos y no en una comparativa de eficiencia en condiciones óptimas de funcionamiento de la planta, lo que también tiene bastante relevancia para la realización de nuevos proyectos.

### Consideraciones:

Aunque la comunicación inalámbrica de la central via SCADA sea fundamental para este estudio, los fallos de comunicación de la central no se han tenido en cuenta por ser incidentes que no afectan la producción energética de la misma.

### 6.1 Frecuencia de incidentes

Las 53 instalaciones fotovoltaicas analizadas obtuvieron fallos en inversores de distintas procedencias e intensidades. En primer lugar, es interesante cuantificar los incidentes para observar qué tipos de plantas fueron más susceptibles a un mayor número de fallos a lo largo de los dos años estudiados.

Las tablas presentadas a continuación contienen una columna con un rango con número de fallos ocurridos y las columnas siguientes representan la cantidad de plantas que obtuvieron dentro del rango de la cada línea de la columna anterior, seguido por la frecuencia absoluta, que determina el porcentaje de plantas con dicho comportamiento en relación al total de plantas y por último la frecuencia acumulada, como su propio nombre indica, es el acumulado correspondiente de las frecuencias absolutas.

Nº de Incidentes	Nº de plantas	Frecuencia Absoluta	Frecuencia Acumulada
0	4	7,5%	7,5%
1 -- 5	21	39,6%	47,2%
6 -- 10	11	20,8%	67,9%
11 -- 15	2	3,8%	71,7%
16 -- 20	4	7,5%	79,2%
21 -- 25	5	9,4%	88,7%
26 -- 30	0	0,0%	88,7%
31 -- 35	1	1,9%	90,6%
36 -- 40	2	3,8%	94,3%
41 -- 45	0	0,0%	94,3%
46 -- 50	2	3,8%	98,1%
>51	1	1,9%	100,0%
<b>Total</b>	<b>53</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Tabla 5. Frecuencia de incidentes por planta

### Inversores String

Las centrales de inversores tipo string, como se puede observar en la tabla 2, tienen de promedio 168 inversores por planta, que serían 21 veces más inversores de potencia que el promedio de 8 inversores centralizados por cada planta en este grupo. Esta característica indica que las centrales con inversores del tipo string serían más susceptibles de tener un mayor número de fallos como lo que se confirma en la tabla 6.

Plantas "String" Nº de Incidentes	Nº de plantas	Frecuencia Absoluta	Frecuencia Acumulada
0	4	17,4%	17,4%
1--5	4	17,4%	34,8%
6--10	6	26,1%	60,9%
11--15	0	0,0%	60,9%
16--20	3	13,0%	73,9%
21--25	2	8,7%	82,6%
26--30	0	0,0%	82,6%
31--35	0	0,0%	82,6%
36--40	1	4,3%	87,0%
41--45	0	0,0%	87,0%
46--50	2	8,7%	95,7%
> 51	1	4,3%	100,0%
<b>Total</b>	<b>23</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Tabla 6. Frecuencia de incidentes por planta de inversores string

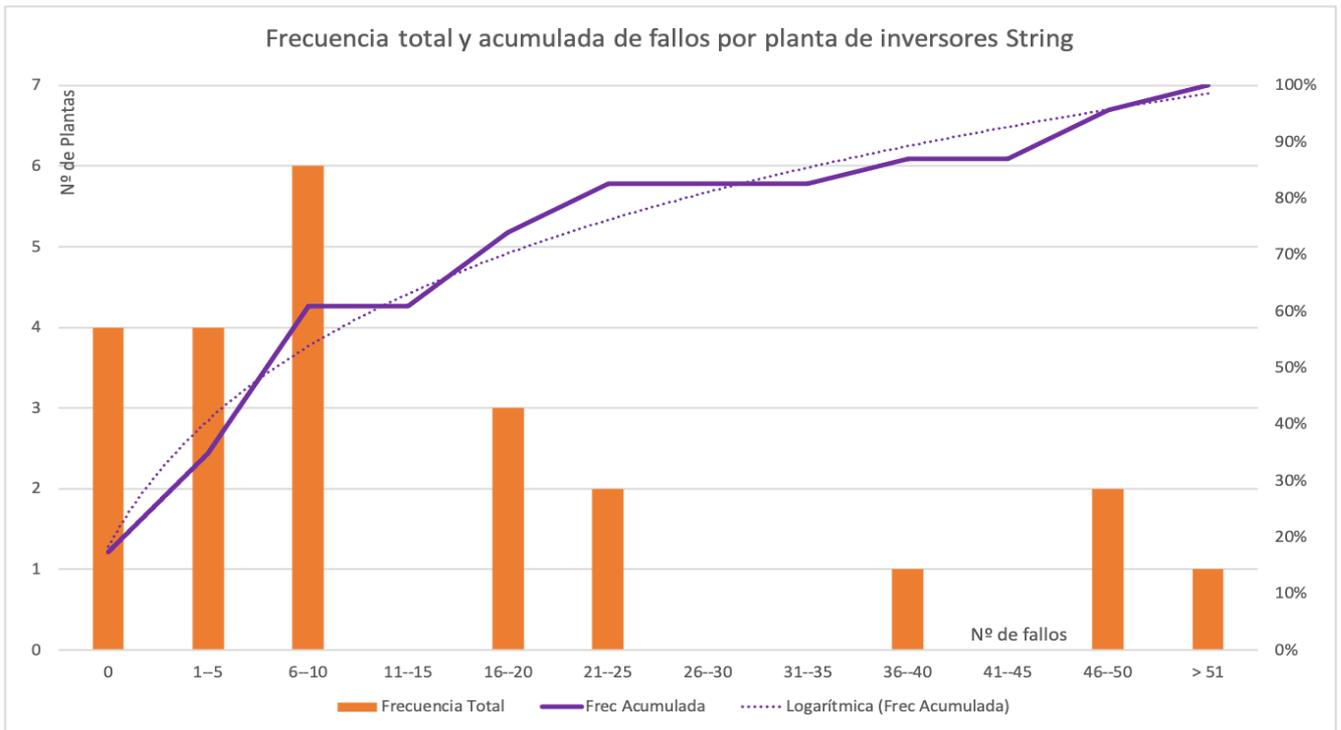


Figura 32. Frecuencia total y acumulada de ocurrencias de incidentes en plantas con inversores string

### Inversores Centrales

Las instalaciones con inversores centralizados, por disponer de menos inversores, en general contabilizan un menor número de fallos por planta, como lo que se observa en la tabla 7. En la tabla 7, se verifica además que más de la mitad de las plantas solo tuvieron entre 1 y 5 incidentes de producción y el 73% de plantas no sobrepasaron más de 10 incidentes. Si equiparamos con las centrales de inversor tipo string, para casi el mismo porcentaje (74%), tenemos las centrales que no sobrepasan 20 incidentes, que corresponde al doble de la frecuencia acumulada del caso de plantas con inversores centralizados.

Plantas "Centrales"			
Nº de Incidentes	Nº de plantas	Frecuencia Absoluta	Frecuencia Acumulada
0	1	3,3%	3,3%
1--5	16	53,3%	56,7%
6--10	5	16,7%	73,3%
11--15	2	6,7%	80,0%
16--20	2	6,7%	86,7%
21--25	2	6,7%	93,3%
26--30	0	0,0%	93,3%
31--35	1	3,3%	96,7%
36--40	1	3,3%	100,0%
41--45	0	0,0%	100,0%
46--50	0	0,0%	100,0%
> 51	0	0,0%	100,0%
<b>Total</b>	<b>30</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Tabla 7. Frecuencia de incidentes de plantas con inversores centrales

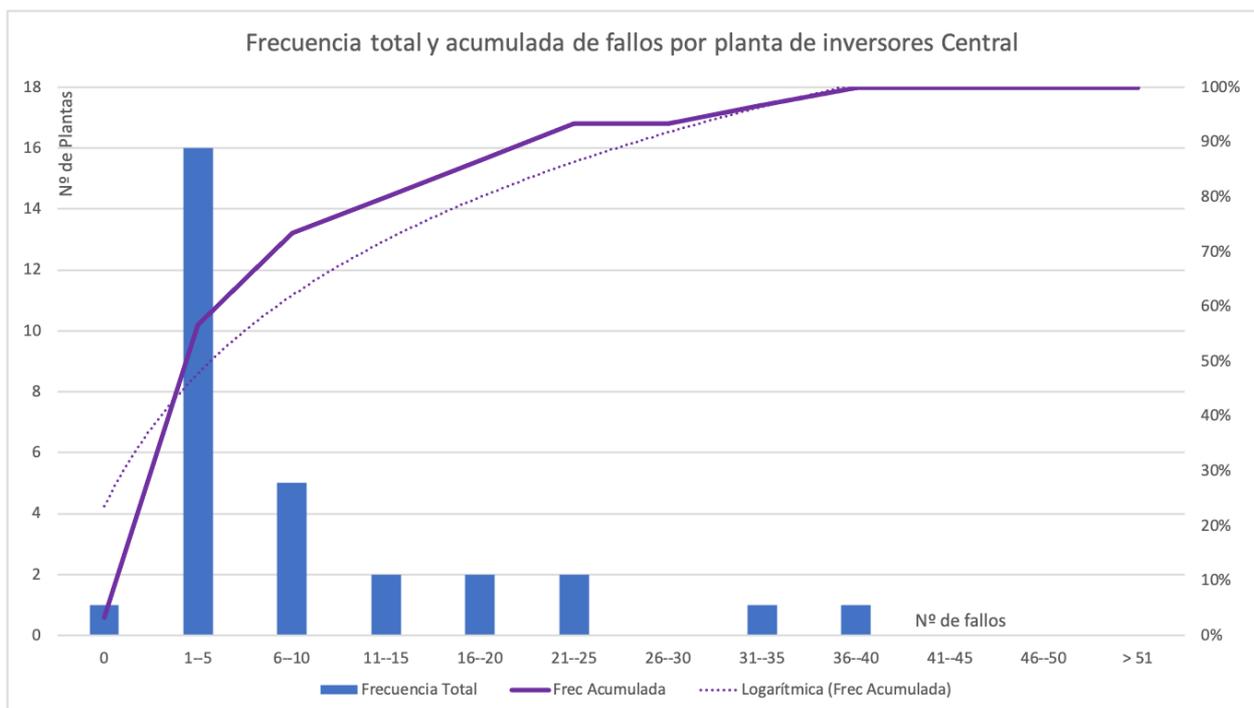


Figura 33. Frecuencia total y acumulada de fallos por planta de inversor central

En la figura 34, se puede observar que existe un desplazamiento hacia la izquierda de la curva de frecuencia acumulada si la comparamos con la figura 33, referente a las plantas de inversores string. Eso evidencia una menor proporción de fallos encontrados por cada planta de inversores centralizados.

Según el promedio descrito por el capítulo anterior, existen aproximadamente 29 inversores por cada megawatio instalado (tabla 2), mientras que apenas 1 inversor central por cada megawatio,

lo que puede aumentar la probabilidad de fallo para un inversor string al aumentar la potencia instalada.

En la siguiente imagen se puede evidenciar que existe una tendencia al aumento de número de incidentes relacionado con la potencia instalada en los inversores. En la gráfica siguiente se evidencia que el mayor valor de 72 incidentes se refiere a la planta H3, la única planta string referente al rango superior a 15 MW que posee 422 inversores instalados.

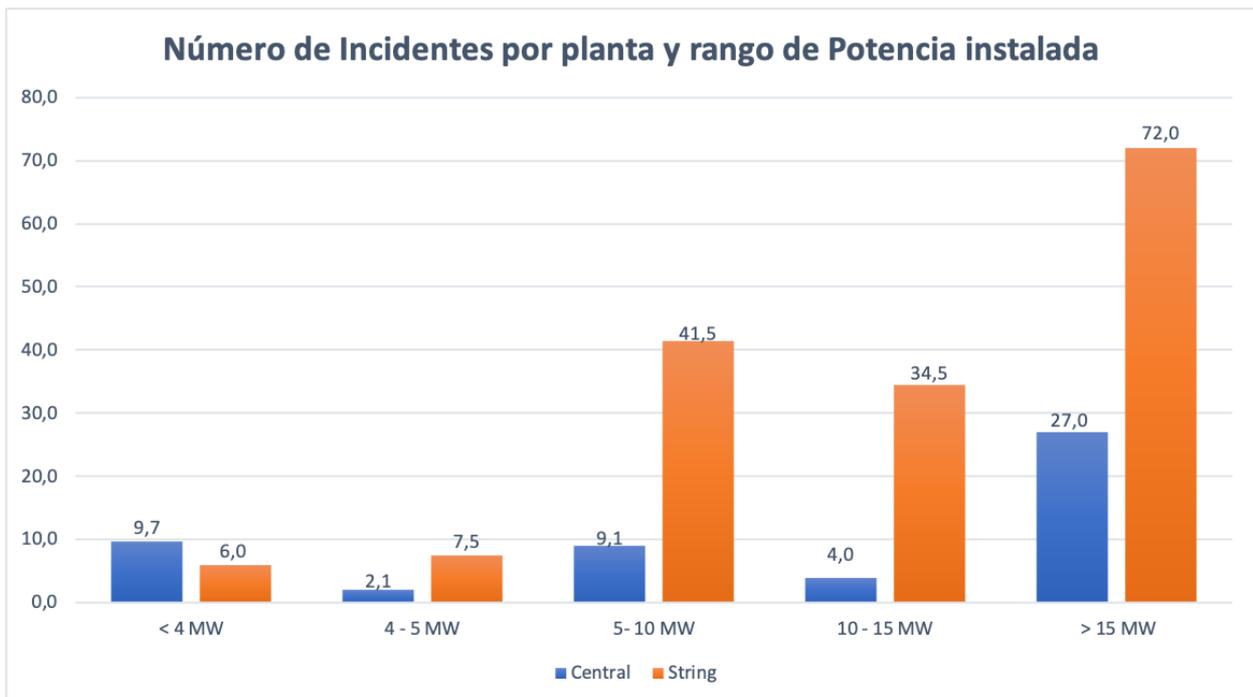


Figura 34. Número de incidentes por planta y rango de potencia instalada

## 6.2 Comparación energética de Incidentes:

Los incidentes en las plantas fotovoltaicas pueden no traducirse en consecuencias significativas de pérdida de producción energética en las mismas. Existe una serie de factores que determinan la magnitud energética resultante de un incidente, que serán estudiados a continuación.

Los fallos de los inversores de las 53 plantas fotovoltaicas a lo largo de los 30 meses sumaron una pérdida total de 8,8 GWh.

Las pérdidas energéticas de un inversor se calculan estimando lo que el mismo dejaría de exportar a la red eléctrica si estuviera trabajando en condiciones normales de operación. La manera más sencilla de hallar esta falta de producción es comparar el funcionamiento de un equipo igual o similar en la misma instalación funcionando correctamente y restarle la producción del inversor averiado.

	<b>Central</b>	<b>String</b>	<b>Diferencia porcentual</b>
Potencia Instalada Total (MW)	264,59	131,09	<b>50,5%</b>
Incidentes Totales	299	324	<b>-8,4%</b>
Incidentes por plantas	9,97	14,09	<b>-41,3%</b>
Pérdida de producción Total (MWh)	7,72	1,15	<b>85,1%</b>
Pérdida de producción por Potencia Instalada (MWh/MW)	29,18	8,81	<b>69,8%</b>
Pérdida de producción por Incidente (MWh)	25,82	3,56	<b>86,2%</b>

Tabla 8. Aspectos generales de los incidentes por tipo de inversor en los 30 meses

En la tabla 8 se observa que, de todos los incidentes de producción observados en los años de análisis, los incidentes de plantas en inversores tipo string, a pesar de presentar un mayor número de ocurrencias, tienen un 86% menos impacto en la producción cuando se compara con los incidentes relacionados a los inversores centralizados. De acuerdo con las informaciones obtenidas, sería necesario que las centrales con inversores string fallasen cerca de siete veces más en cada planta para compensar las mismas pérdidas energéticas de los inversores centralizados.

A continuación, en la figura 35 se puede observar que para casi todos los rangos de potencia expuestos en el capítulo 3, los inversores string tienen menos pérdidas energéticas asociadas por cada megawatio instalado, excepto la única planta con más de 15 MW instalados, que presentó una mayor pérdida energética por potencia instalada.

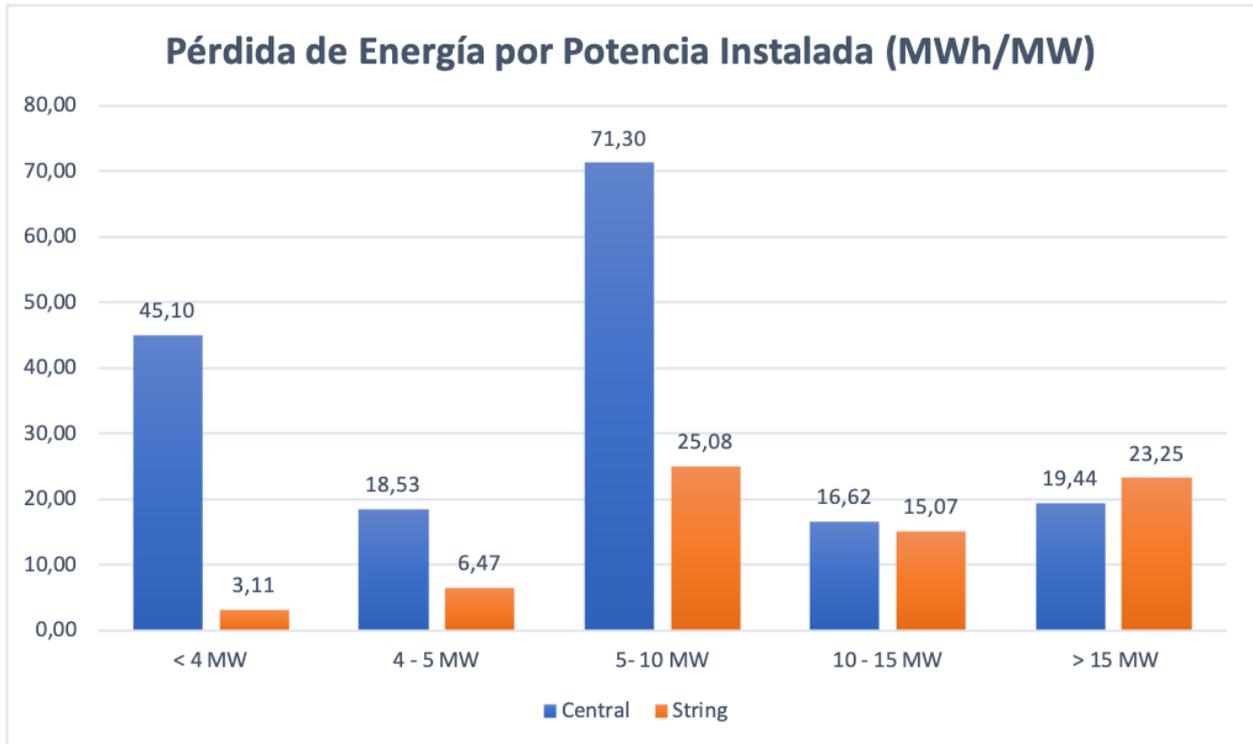


Figura 35. Pérdida de energía por potencia instalada

### Comparación de la producción energética de la planta

Para evaluar correctamente las pérdidas de producción también es necesario visualizar el efecto en la producción haciendo una comparativa con la energía exportada a la red eléctrica. Para ello, se expone a continuación la figura 36, en la que se representa la energía vertida a la red en GWh/MW instalado para ver detalles de las diferencias que mostraron las plantas durante los 30 meses. Cabe destacar que la gráfica muestra la energía neta vertida a la red. La reducción de estos valores en relación con lo que se debería de exportar son debidas a todas las pérdidas energéticas asociadas a la planta, como las paradas en las subestaciones de transformación y otros eventos que pueden ser ajenos al inversor de potencia.

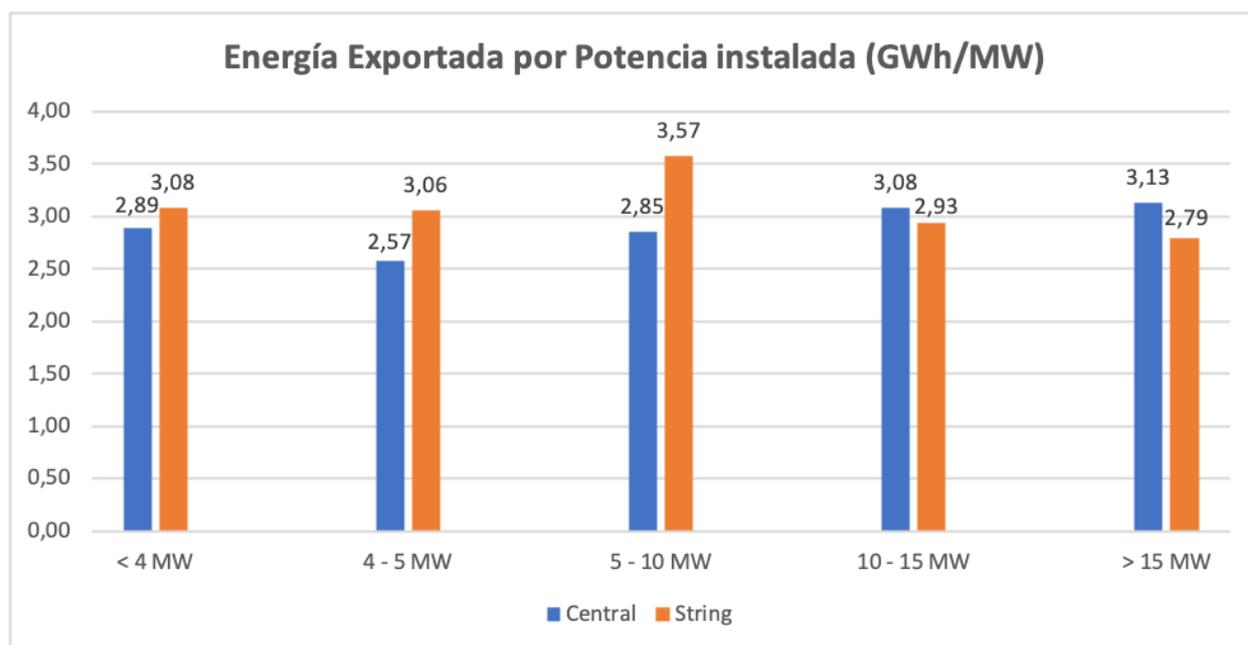


Figura 36. Energía Exportada por potencia instalada (GWh/MW)

### 6.3 Subcomponentes afectados:

Una de las primeras y más claras formas de entender lo que llevó el inversor a un fallo es indicar qué subcomponente se encontraba dañado en el momento del incidente. La pantalla de interfaz del equipo puede informar instantáneamente de muchos códigos relacionados con tipos de fallo subcomponentes afectados, lo que ayuda en la actuación adecuada para cada caso. Sin embargo, aunque se haya notado una evidente mejora de la tecnología para la detección de fallos, todavía existen muchos incidentes sin evidencias concretas de qué subcomponente se encontraba averiado en el momento del incidente.

En la siguiente tabla se pueden observar los subcomponentes afectados en los incidentes de la planta y la suma de energía perdida asociada en cada uno de ellos.

Subcomponente	Nº de Incidentes	Energía Perdida (kWh)
Conexión a Tierra	76	142.928,88
String	68	195.895,08
Protección CA	48	222.339,66
IGBT (Insulated-gate bipolar transistor)	32	376.379,29
Cable	31	164.928,00
Intercambiador de Calor	27	159.320,31
Protección CC	26	309.570,40
Power board	18	92.042,64
Banco de capacitores	17	40.139,05
SAI (sistema de Alimentación Ininterrumpo)	7	31.911,20
Brake Board	3	6.771,27
<b>Total general</b>	<b>353</b>	<b>1.742.225,78</b>

Tabla 9. Número de incidentes y energía perdida por subcomponente

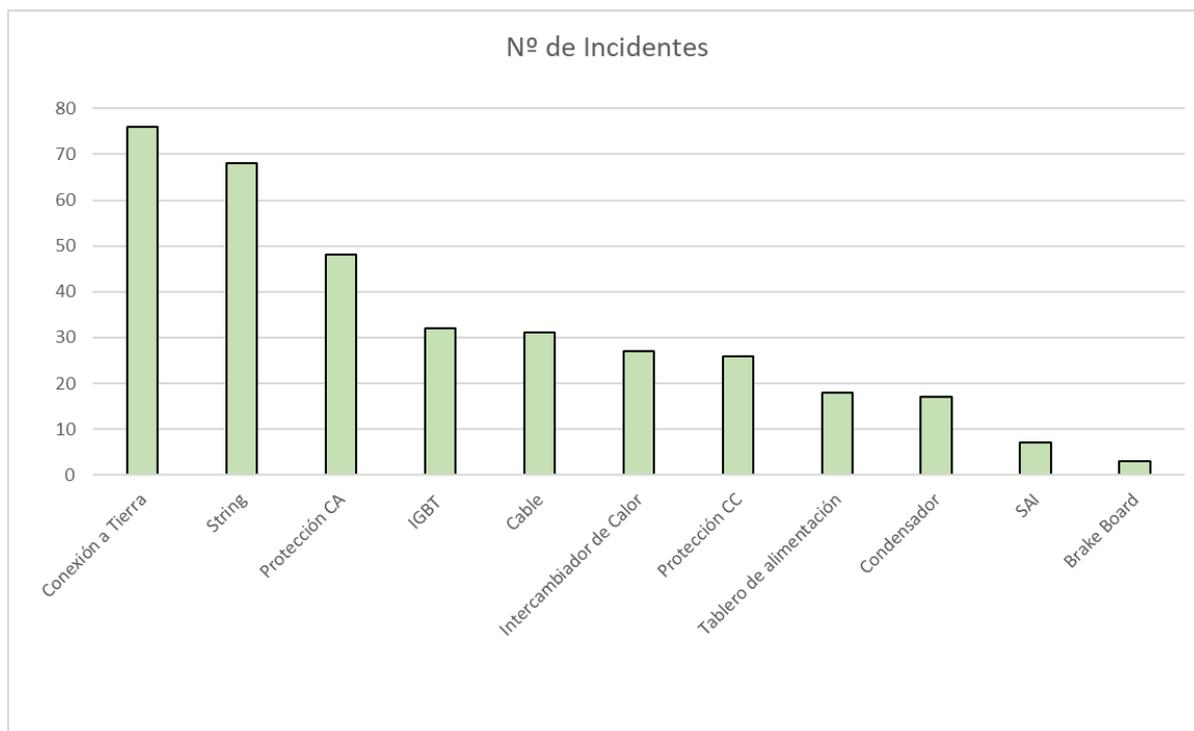


Figura 37. Número de incidentes por cada subcomponente

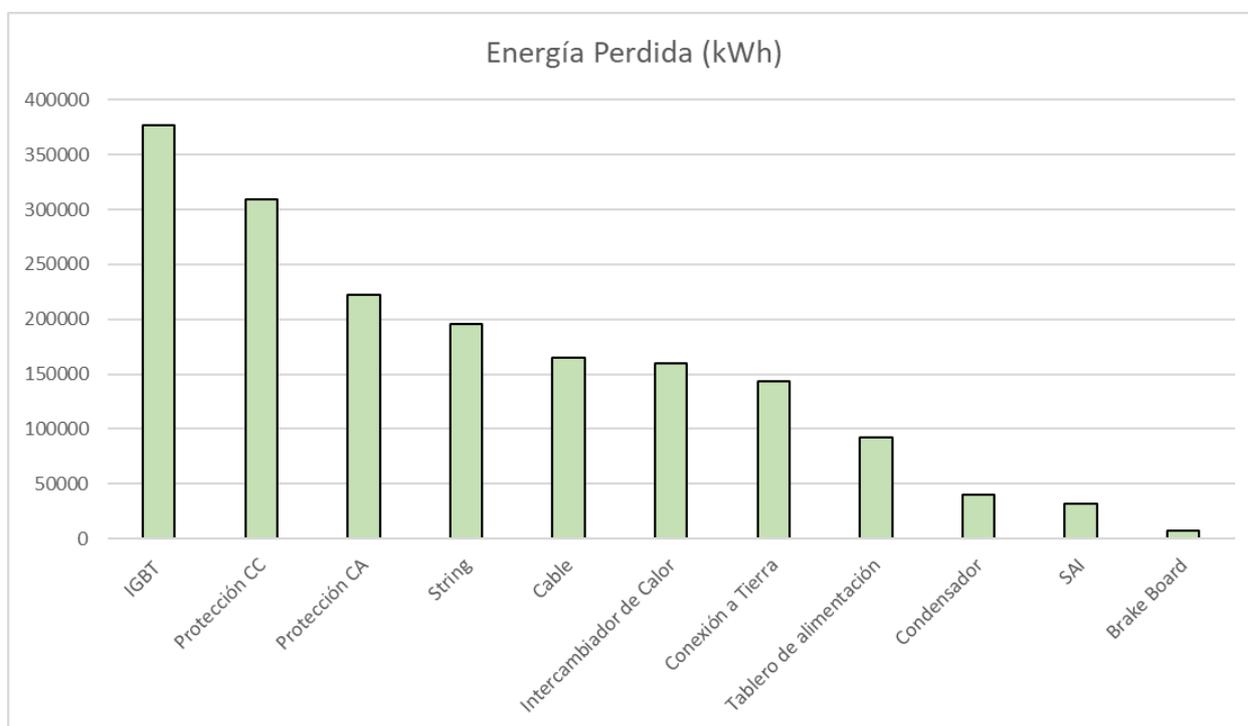


Figura 38. Suma total de pérdidas energéticas por subcomponente

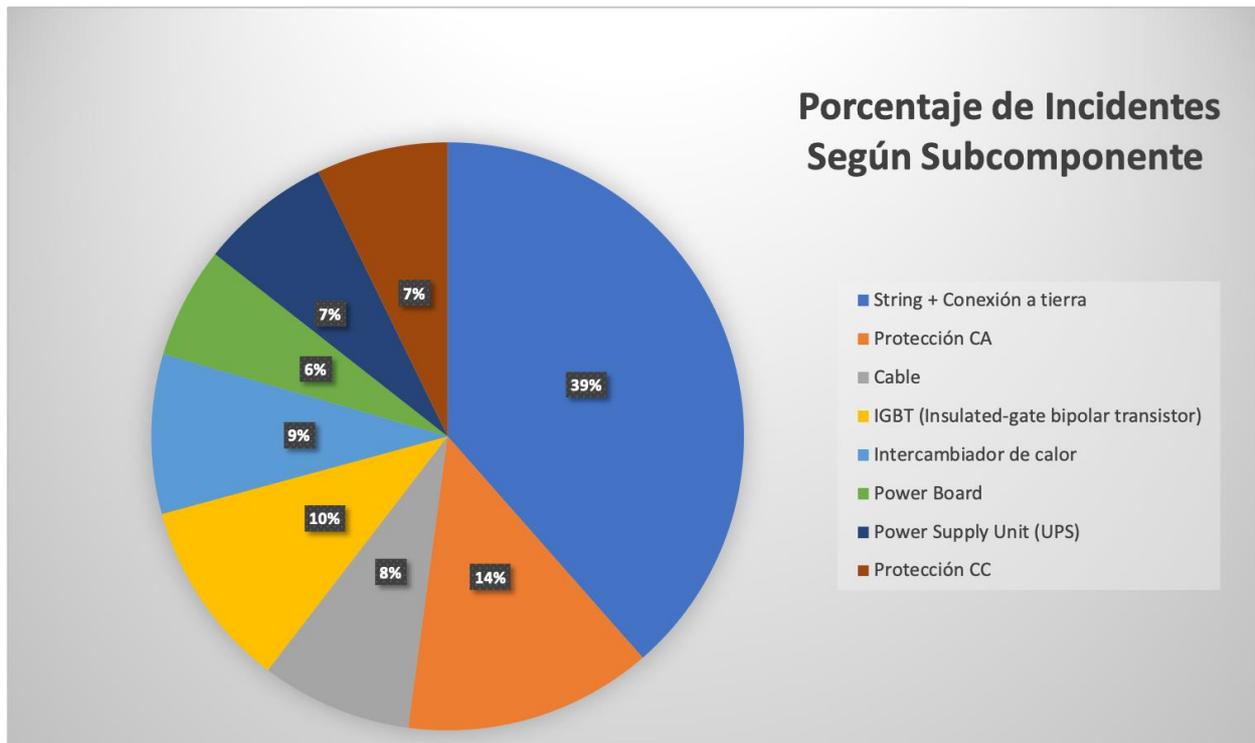


Figura 39. Porcentaje de incidentes por subcomponente afectado

Como se puede notar, existe una cantidad apreciable del número fallos relacionados con el cableado del campo solar y la conexión a tierra (Strings, Conexión a tierra). Estos fallos, aunque representan el 39% de los casos calculados, como se ilustra en la figura 38, no configuran con igual importancia en las pérdidas de energía de la instalación.

Existen algunos factores que determinan si un fallo será responsable de generar pequeñas o grandes pérdidas energéticas que serán estudiados a continuación.

### 6.3.1 Disponibilidad del equipo tras incidente

El primer factor sería verificar cuál es la disponibilidad del equipo frente a un fallo. Un inversor puede encontrarse operativo pero con **bajo rendimiento** de conversión, también puede encontrarse con **fallos intermitentes**, que son fallos donde el equipo deja de funcionar en algunos períodos a lo largo de un día aunque pueda estar funcionando con alto rendimiento cuando está activo y, por último, cuando el inversor se encuentra **indisponible** cuando está fuera de servicio por completo. A continuación, en la tabla 10 se puede observar el número de incidentes según el subcomponente afectado y la disponibilidad del inversor tras fallo.

Subcomponente	Fallo			Bajo Rendimiento	Total General	% Indisponible
	Disponible	Intermitente	Indisponible			
Cableado	–	12	18	1	31	58%
Banco de capacitores	–	–	1	1	2	50%
Conexión a tierra	–	29	39	8	76	51%
IGBT (Insulated-gate bipolar transistor)	1	1	19	11	32	59%
Intercambiador de calor	–	–	7	20	27	26%
Power Board	–	2	18	1	21	86%
SAI	–	–	7	–	7	100%
Protección CA	1	6	32	9	48	67%
Protección CC	–	3	21	2	26	81%
Sistema de comunicación	2	4	9	–	15	60%
String	–	31	29	8	68	43%
<b>Total General</b>	<b>4</b>	<b>88</b>	<b>200</b>	<b>61</b>	<b>353</b>	<b>56%</b>

Tabla 10. Número de incidentes por disponibilidad y subcomponentes afectados

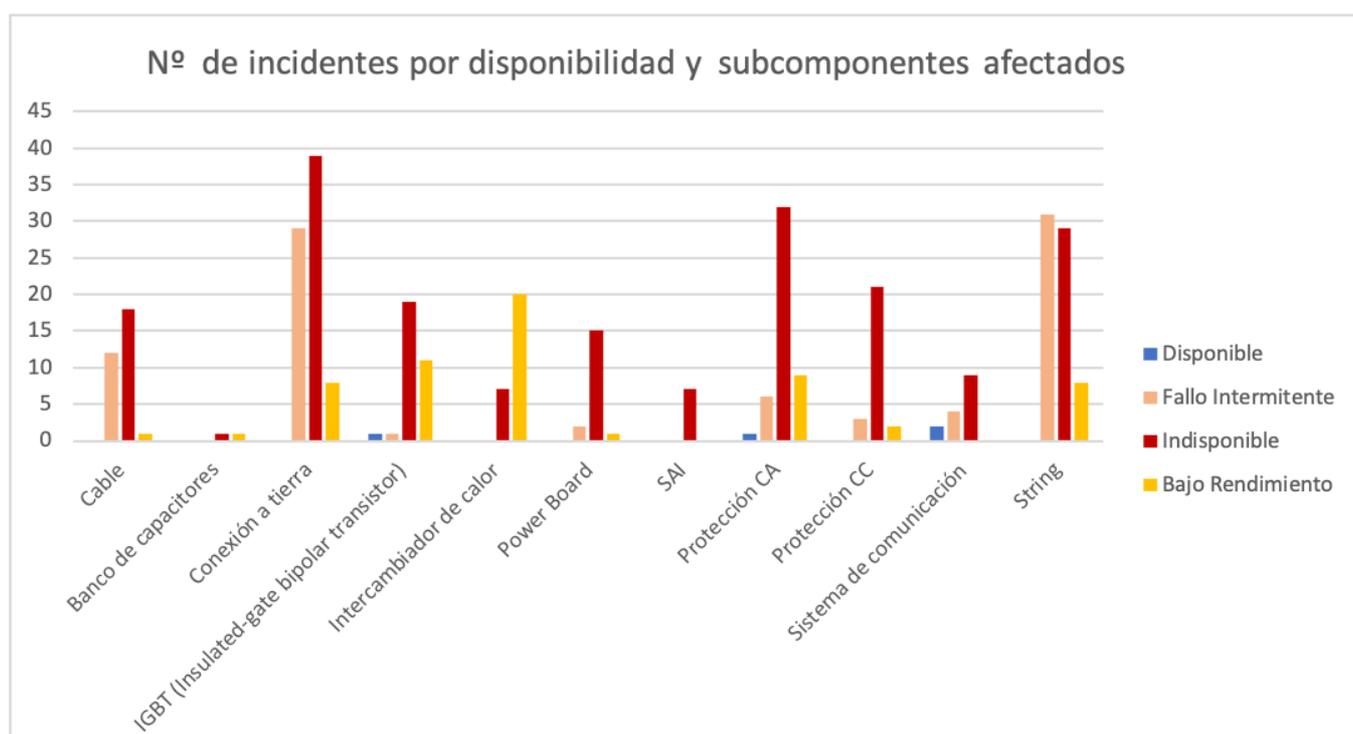


Figura 40. Número de incidentes por disponibilidad y subcomponentes afectados

En la tabla 10 y en la figura 40 es evidente que el SAI (Sistema de alimentación Ininterrumpida) tiene una importancia vital en el funcionamiento del inversor, visto que una vez que el mismo se encuentre averiado, indisponibiliza el inversor el 100% de los casos de estudio. Otros subcomponentes a destacar en este aspecto son el Power board y las protecciones CC y CA, que tienen un porcentaje de fallos bastante elevado de incidentes que no permiten que el inversor esté en funcionamiento cuando el subcomponente se encuentre afectado. En cambio, los subcomponentes con un elevado número de casos relacionados al cableado del inversor (Strings, Conexión a tierra y cableado) tienen un porcentaje bajo de casos de indisponibilidad debido al elevado número de fallos intermitentes del equipo.

### 6.3.2 Tiempo de un Incidente

Una variable determinante es el tiempo de duración de cada incidente. En general, el tiempo de solución para fallos que no resultan en pérdidas energéticas muy significativas son de solución más lenta si se comparan con fallos que indisponibilizan un inversor central de gran capacidad. Cabe destacar que el período en análisis fue comprendido entre los años 2020 a 2022, años que dieron lugar a la pandemia del COVID-19. El periodo de “lockdown” ha comprometido la logística a escala global atrasando el reemplazo de muchos elementos descritos a continuación, como en el caso del Power Board.

Subcomponentes	Días por Incidente
String	55
Power Board	48
Conexión a tierra	31
Cable	16
Protección CA	16
Tablero de alimentación	15
Protección CC	10
IGBT (Insulated-gate bipolar transistor)	7
Intercambiador de calor	4
Banco de capacitores	2
SAI	2
<b>Total General</b>	<b>206</b>

Tabla 11. Número de días por incidente asociado a un subcomponente

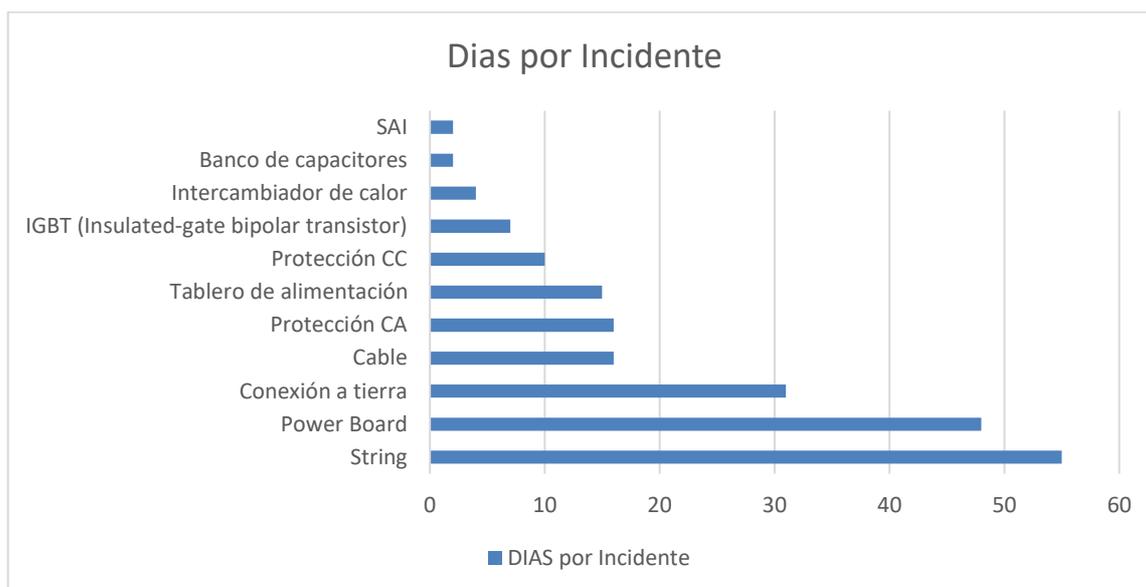


Figura 41. Duración de cada incidente

### 6.3.3 Tipo del inversor

Otro factor de gran relevancia para las pérdidas de producción es si el tipo de inversor que falla generará pérdidas importantes en la disponibilidad global de la instalación. En otras palabras, si el incidente afecta a un inversor central de mayor potencia, las pérdidas energéticas asociadas al fallo serán mayores y más expresivas cuando comparadas a un inversor string de menor potencia.

Subcomponente	Nº de Incidentes		
	Central	String	Total General
Cable	7	24	31
Banco de capacitores	2	–	2
Conexión a tierra	22	50	72
IGBT	23	–	23
Intercambiador de calor	22	–	22
Power Board	9	12	21
SAI	3	1	4
Protección CA	21	23	44
Protección CC	19	5	24
Sistema de comunicación	4	9	13
String	21	47	68
<b>Total General</b>	<b>182</b>	<b>173</b>	<b>355</b>

Tabla 12. Número de incidentes por subcomponente y tipo de inversor utilizado por la central

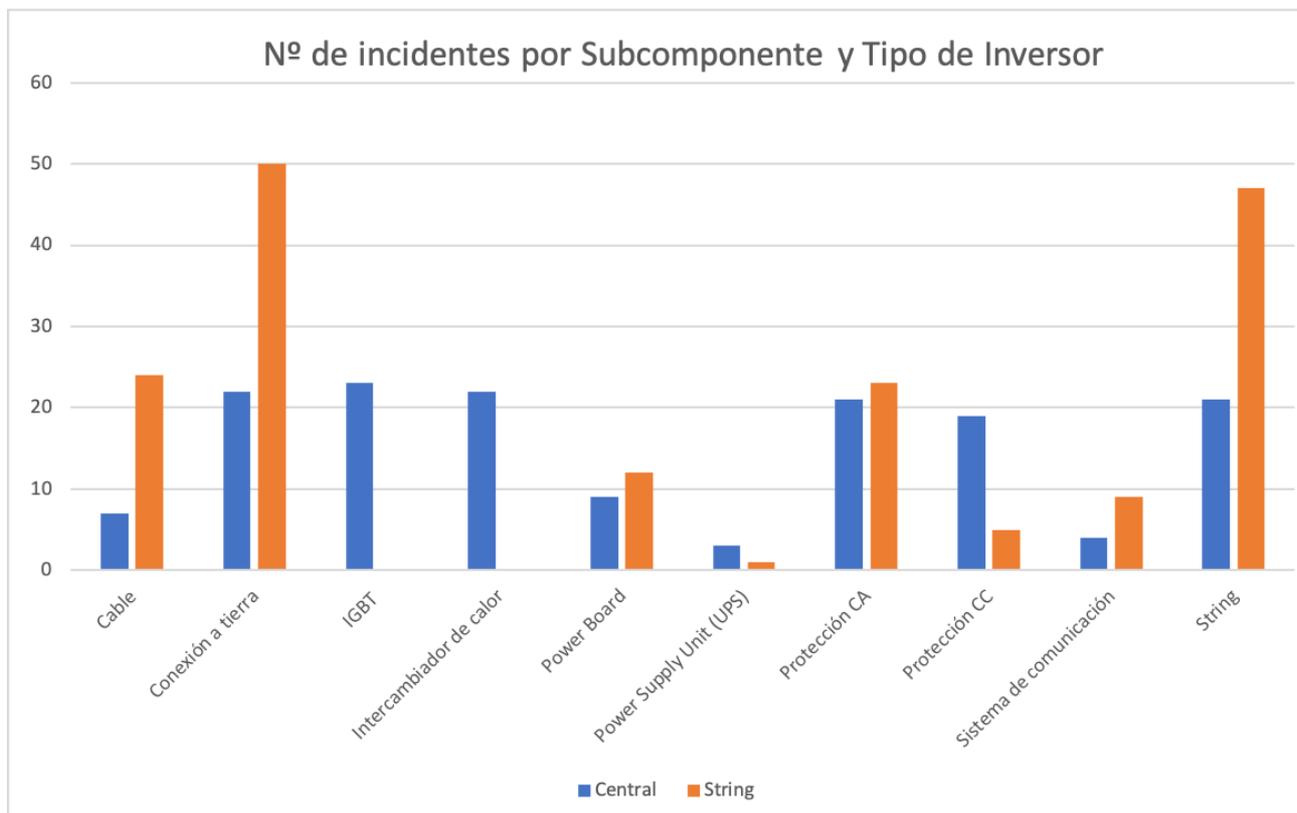


Figura 42. Número de incidentes por subcomponente y tipo de inversor utilizado por la central

Como se puede observar en la tabla y en la imagen anteriores, el módulo IGBT en el 100% de los casos fue afectado en incidentes propios de los inversores centrales. Los módulos IGBT no actúen en el inversor string, al de los aparatos más caros del inversor por su complejidad electrónica, una hipótesis para esta particularidad sería que, cuando un módulo IGBT se encuentre afectado en un inversor string, sería motivo suficiente para que se solicite un cambio del equipo por completo, si el mismo se encuentra dentro de su garantía. Este análisis puede finalmente concluir el motivo de que este subcomponente pueda proporcionar las mayores pérdidas energéticas medidas en todo el período.

En la tabla también se pueden destacar más fallos relacionados con las conexiones con el campo solar (Conexión a tierra y strings) en inversores del tipo string que, juntamente con la disponibilidad de los fallos, determina que estos incidentes no proporcionen pérdidas tan importantes de energía asociadas como en otros tipos de fallos.

A parte del módulo IGBT, el intercambiador de calor es otro de los subcomponentes que ha fallado exclusivamente en inversores centrales. El motivo por el cual este subcomponente no esté posicionado más arriba en la lista de pérdida de energía se debe a la disponibilidad de los fallos anteriormente comentados, donde está registrado que los fallos asociados a los intercambiadores de calor solo indisponibilizan el inversor de potencia en el 26% de los casos estudiados. Se destacan también que las protecciones en alterna no son fallan particularmente en ninguno de los dos tipos de inversores y los fallos en las protecciones en continua ocurren más en inversores centralizados, debido a posiblemente la mayor complejidad y longitud de cableado en el lado del campo solar de este tipo de inversor.

## 6.4 Causa técnica de los incidentes

Existen diversas maneras de llevar un inversor a un fallo. Muchas veces no solo un factor, sino una amplia gama de variables puede actuar en el equipo dificultando atribuir una causa única a un incidente. Por ejemplo, en el capítulo 2, se comenta que unas condiciones climáticas adversas puedan llevar el cableado de un inversor a un cortocircuito. Solamente un análisis más profundizado sería capaz de mostrar los motivos del cortocircuito, que muchas veces no se hace debido a la falta de tiempo para averiguar con detalle cada fallo de una instalación.

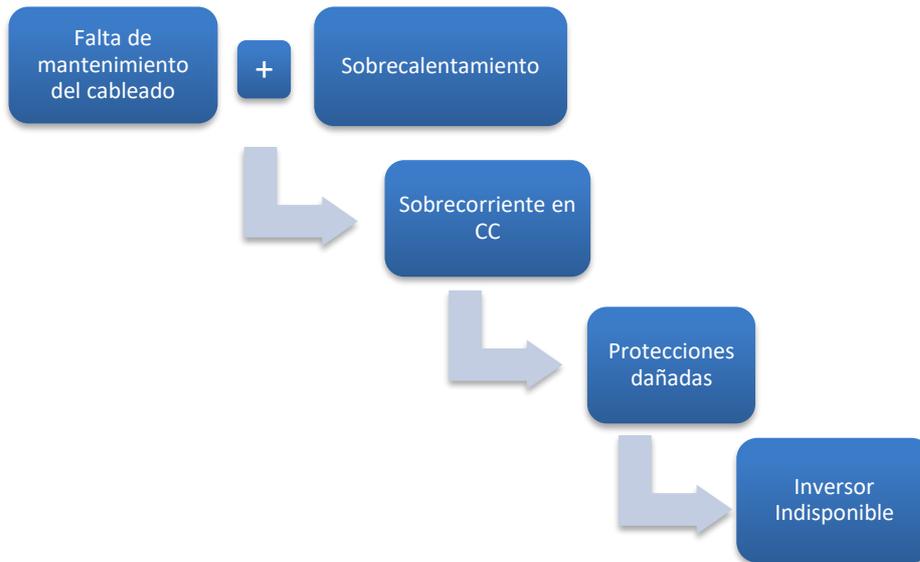


Figura 43. Ejemplo de relación de causalidad en un fallo

Causas Técnicas	Central	String	Total
Condiciones climáticas	11	7	18
Fallo de aislamiento	102	155	257
Configuración errónea	9	14	23
Corrosión	--	2	2
Fallo de comunicación	21	28	49
Fallo de diseño	39	43	82
Fallo de la Red	1	1	2
Fallo en SAI	1	--	1
Falta de mantenimiento preventiva	--	1	1
Fuga	1	--	1
O&M - Sin Respuesta	37	56	93
Protección de ingreso	2	3	5
Reenganche Automático	18	22	40
Sobrecalentamiento	46	12	58
Sobretensión / Sobrecorriente	31	6	37
Suciedad	--	1	--
Vandalismo / Robo	1	1	2
<b>Total General</b>	<b>323</b>	<b>352</b>	<b>675</b>

Tabla 13. Número de incidentes por causa técnica y tipo de inversor

En la tabla 13, se pueden observar algunos aspectos comparativos de interés sobre el comportamiento de los inversores. Se puede notar que, en cuanto a la respuesta del inversor a condiciones climáticas y sobrecalentamiento, el inversor string lleva ventaja indicando que aunque un inversor central disponga de un sistema propio de intercambio de calor, los inversores string, por el hecho de trabajar a menor potencia, sufren menos por variables climáticas.

Los fallos de aislamiento son más recurrentes en strings y en conexiones a tierra y, como se ha verificado en el apartado 5.4.3, ocurren con más frecuencia en los inversores string.

En los aspectos relacionados con la comunicación (fallo de comunicación y O&M sin respuesta), se evidencia lo comentado en el capítulo 3, que los inversores string tienen el inconveniente del procedimiento más laborioso de investigación, puesto que investigar cada equipo implica más trabajo para detectar posibles causas de fallos principalmente cuando la central no se comunica con el sistema SCADA.

Se ha observado que no hay mucha diferencia en el número de incidentes relacionados con el resto de las causas entre ambos tipos de inversores.

## 6.5 Operación y mantenimiento

De toda la energía perdida relacionada con inversores, cerca del 43% está relacionada con paradas de mantenimiento, reparo o sustitución de los inversores. Este apartado se enfocará en la ocurrencia de estos casos.

Como se ha comentado en el capítulo 3, los inversores centrales aportan una dificultad extra relacionada con la maniobra de reparos debido a una mayor complejidad técnica en la resolución de los casos, lo que demanda funcionarios más cualificados y piezas de reposición de difícil acceso, con su correspondiente pérdida de energía asociada. En cuanto al mantenimiento, no existe apenas diferencia de pérdidas energéticas si se comparan ambos tipos de inversores. En relación a la sustitución, entera o por partes, el inversor String tiene más pérdidas. En la figura 40 se puede observar los tres tipos de trabajo de maniobra empleados y la pérdida energética asociada por potencia instalada.

Trabajo realizado	Central	String
Mantenimiento	175	40
Reparo	117	16
Sustitución	62	21
<b>Total Geral</b>	<b>354</b>	<b>77</b>

Tabla 14. Trabajos realizados por el equipo de Operación y Mantenimiento y por tipo de inversor

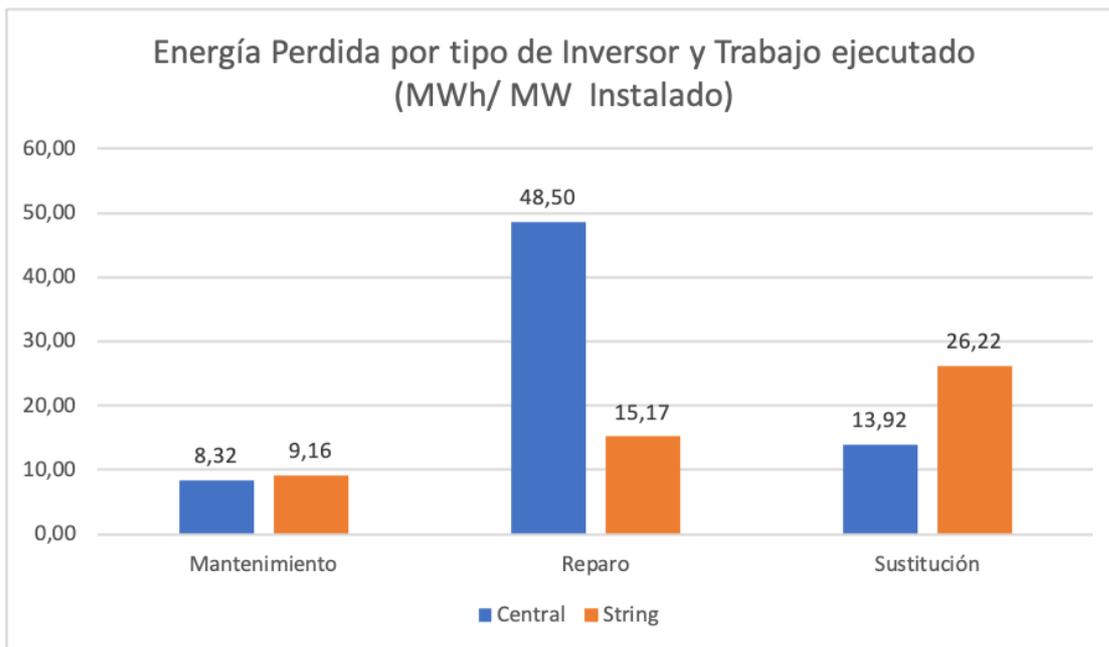


Figura 44. Energía perdida por tipo de inversor y trabajo ejecutado (MWh/MW)

A continuación, en las figuras 45 y 46 se pueden observar qué subcomponentes han demandado más atención de maniobra dentro de la planta y las pérdidas energéticas asociadas a dichos casos.

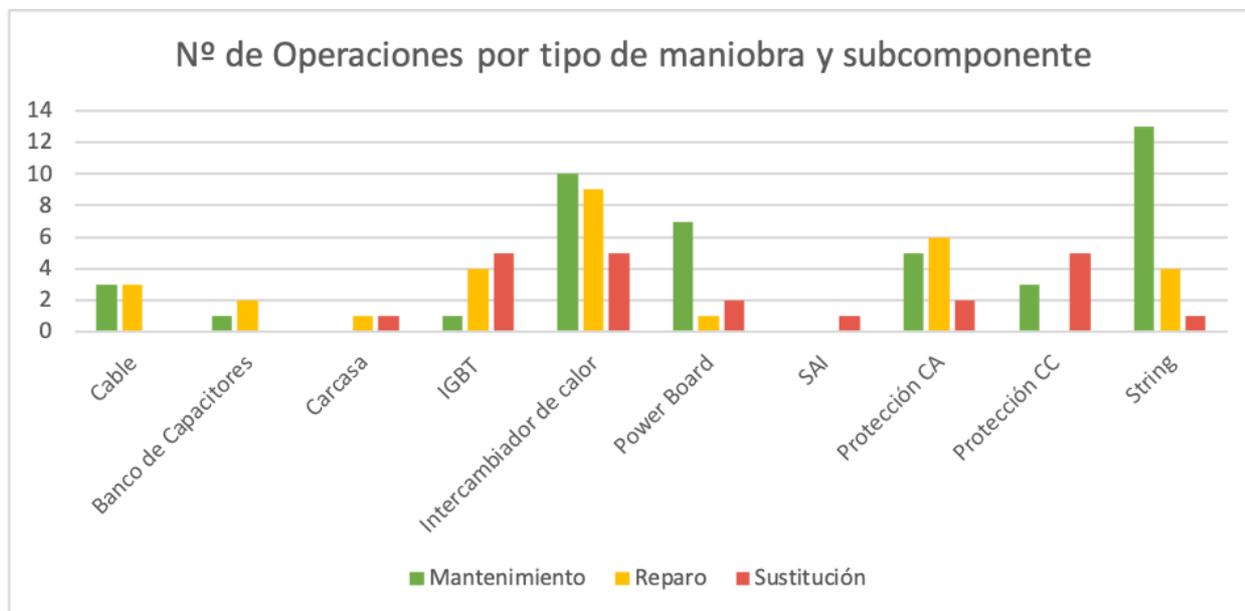


Figura 45. Número de trabajos ejecutados por cada subcomponente

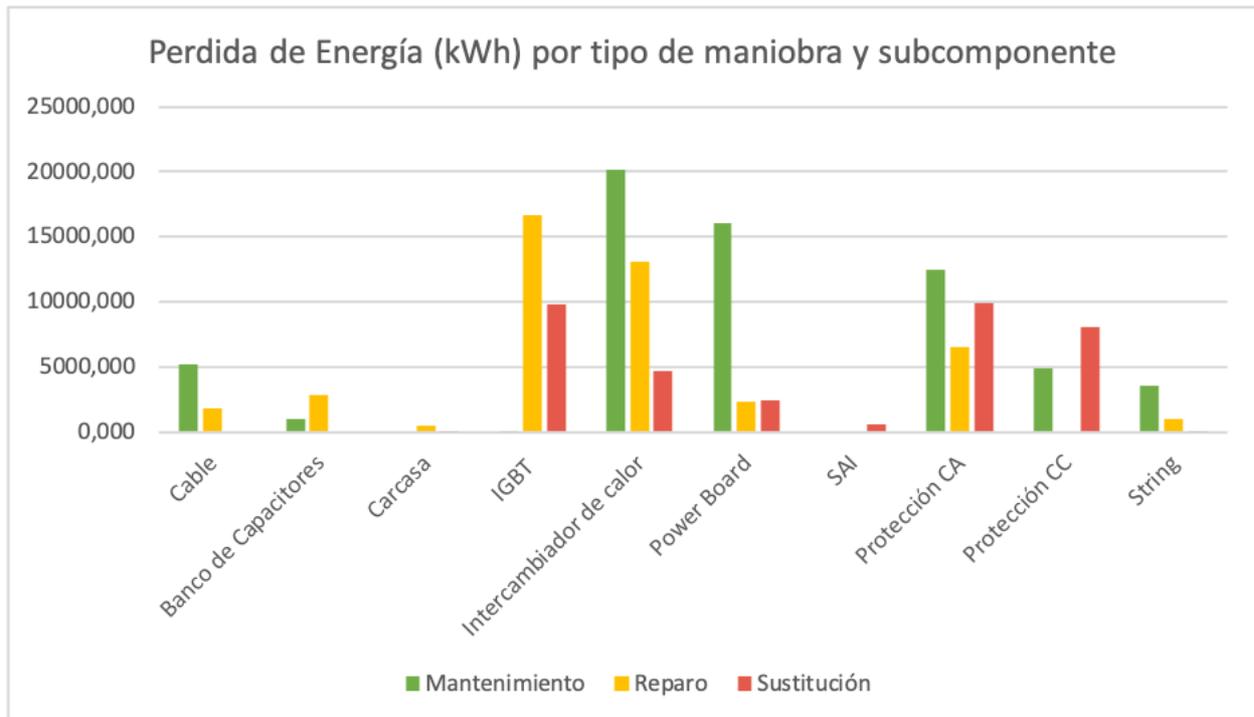


Figura 46. Pérdidas energéticas por trabajo ejecutado y subcomponente

Se puede observar que componentes como el intercambiador y el IGBT tienen un cuidado especial en las instalaciones centralizadas con muchas pérdidas asociadas a mantenimiento y reparación mientras que otros subcomponentes que tienen elevadas pérdidas asociadas a trabajos de maniobra, no son característicos de ninguno de los dos tipos de inversores. Este apartado, principalmente por lo informado en la figura 44 es determinante para concluir que los puntos fuertes de la tecnología string superan al inversor central en el aspecto de operación y mantenimiento.

## 6.6 Casos de ejemplo

A continuación, se expondrán dos casos reales a modo de ejemplo de los incidentes ocurridos en dos de las plantas estudiadas como forma de ilustración de incidentes reales que puedan suceder en plantas fotovoltaicas.

### CASO 1

La instalación F1 de 3,5 MW, está compuesta por dos subestaciones de transformación y tres inversores centrales, dos en la subestación 1 y un inversor en la subestación 2. Los dos inversores de la subestación 1 son iguales con 1050 kW de potencia nominal, compuestos por tres módulos de entrada cada uno y, el inversor de la subestación 2, de la misma marca, pero de 1400 kW con cuatro módulos de entrada y teniendo 33,33% más potencia nominal que los otros dos inversores de la instalación.

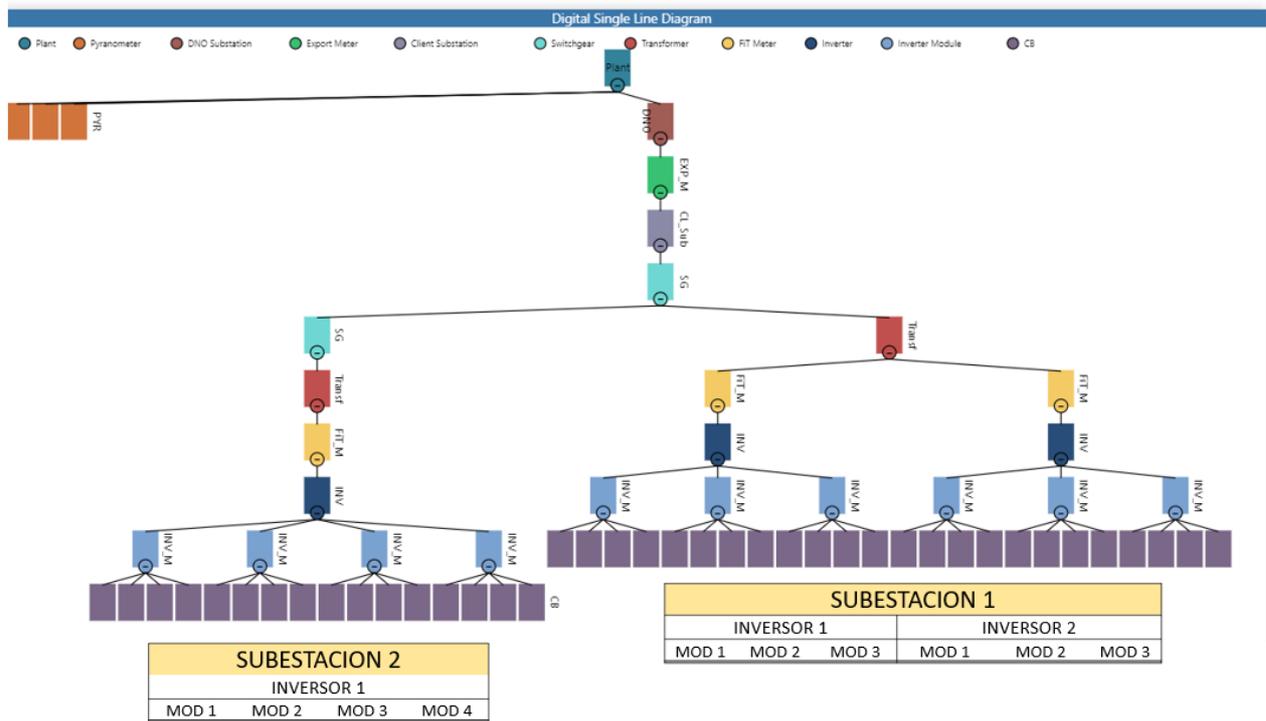


Figura 47. Diagrama unifilar simplificado de la instalación F1

El día 18 de enero del 2021 a las 9:40 de la mañana, el inversor 1 de la subestación 1 se encontraba sin funcionar. Cuando el equipo de monitorización informó, los operadores de la planta se acercaron y observaron que una de las protecciones del inversor 1.1 había saltado, apagando el equipo para evitar posibles daños posteriores. Dada la situación, los técnicos de la marca del inversor fueron solicitados y visitaron la instalación al día siguiente, verificando la presencia de agua en el intercambiador de calor interno lo que provocó un cortocircuito en el lado de corriente alterna. El cortocircuito fue responsable de que se fundiesen los fusibles y también se observó que el ventilador del intercambiador interno se encontraba dañado. Después de reconectar el inversor en el mismo día, apenas el módulo 1 de conversión fue capaz de seguir funcionando dado que el enfriador y el Power Board de los módulos 2 y 3 estaban dañados y era necesaria sus reposiciones. Bolsas de gel de sílica fueron puestas en este compartimento del inversor para evitar que la humedad produjera más daño en otros subcomponentes del equipo.

Componente	Módulo del inversor
Causa	Ingreso de agua y cortocircuito
Subcomponentes	Intercambiador de calor (y Power Board)
Disponibilidad	Indisponible

Tabla 15. Resumen de parámetros del caso 1

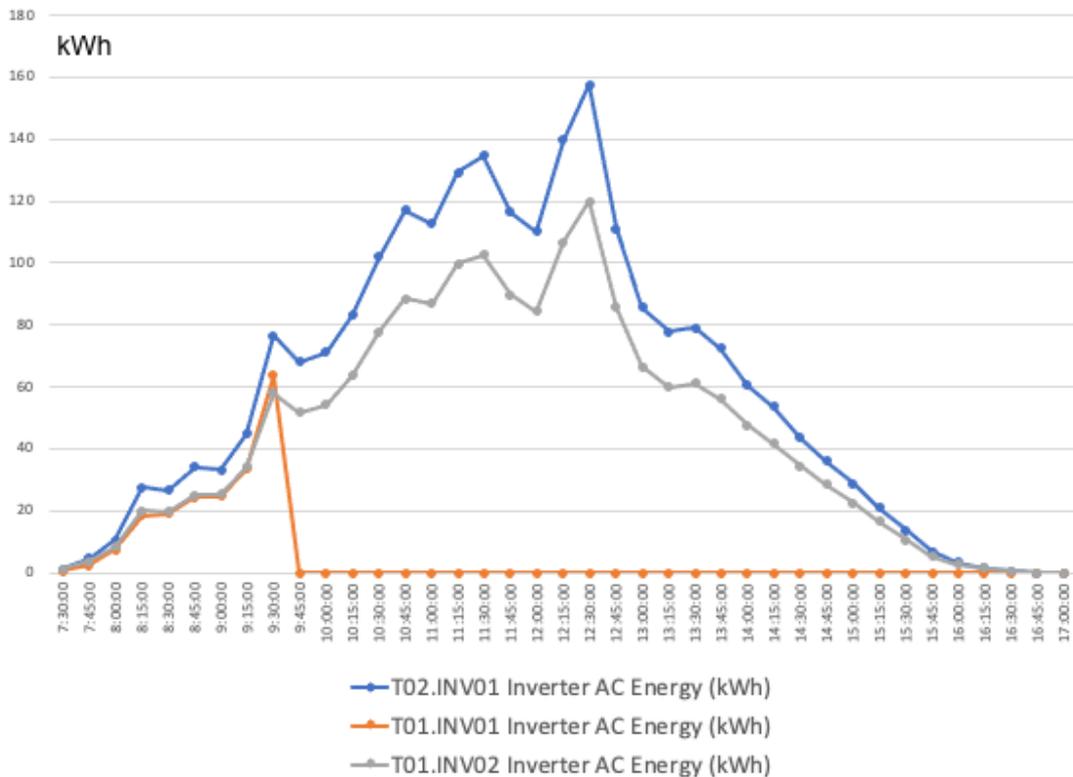


Figura 48. Energía exportada (kWh) de todos los 3 inversores instalación F1 en el día 18/01/2021

Las pérdidas de producción en este día se calcularon comparando lo que el inversor 1 de la subestación 1 dejó de producir con el inversor 2 de la misma subestación (curva gris), que podría tener la misma producción en condiciones normales de operación de la planta.

La situación se mantuvo igual y los dos módulos siguieron sin producir energía hasta que el día 22/02 los operadores decidieron conectar el enfriador del módulo 1 a los módulos 2 y 3 hasta que llegaran las piezas y así minimizar las pérdidas hasta que la sustitución del enfriador 2 y del power board fuesen implementadas. El tiempo de retraso se dio sobre todo por el enfrentamiento de la pandemia COVID hasta que, el día 05/03 el enfriador 2 y el power board fueron sustituidos y la planta volvió a funcionar con normalidad.

INVERSOR 1.1	MÓDULO 1	MÓDULO 2	MÓDULO 3	Disponibilidad Instalación	Dias	PÉRDIDAS
18/01 - 19/01	Interruptor Apagado	Interruptor Apagado	Interruptor Apagado	70%	1	1.565,19 kWh
19/01 - 22/02		Enfriador 2 y Power Board	Enfriador 2 y Power Board	80%	34	26.416,90 kWh
22/02 - 05/03	Enfriador 2 y Power Board			90%	11	16.133,36 kWh
Total	//	//	//		46	44.115,44 kWh

Tabla 16. Resumen del primer caso de incidente

### CASO 2

La instalación B2 de 8 MW instalados está compuesta por 267 inversores string de 30kW iguales, que se conectan entre sí mediante agrupaciones de combiner boxes (14 por cada subestación) antes de ser conectados a su respectiva subestación transformadora.

En el caso estudiado, un único inversor corresponde al 0,375% de la potencia total de la producción.

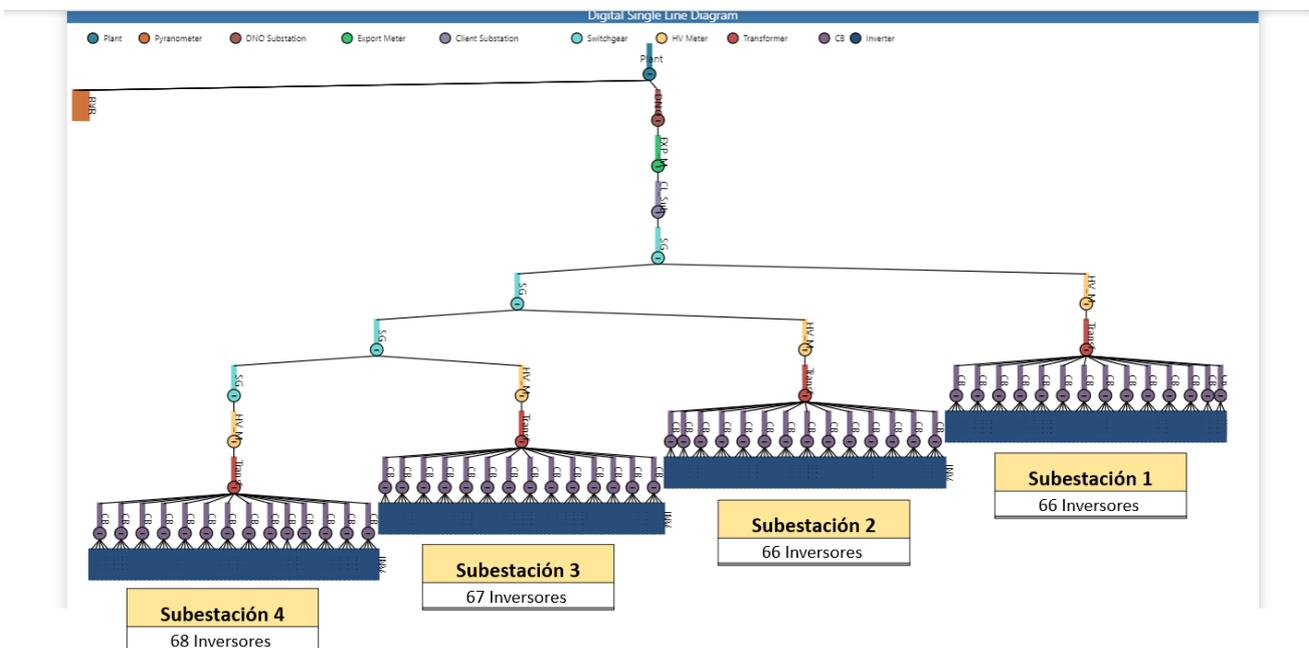


Figura 49. Diagrama unifilar simplificado instalación B2

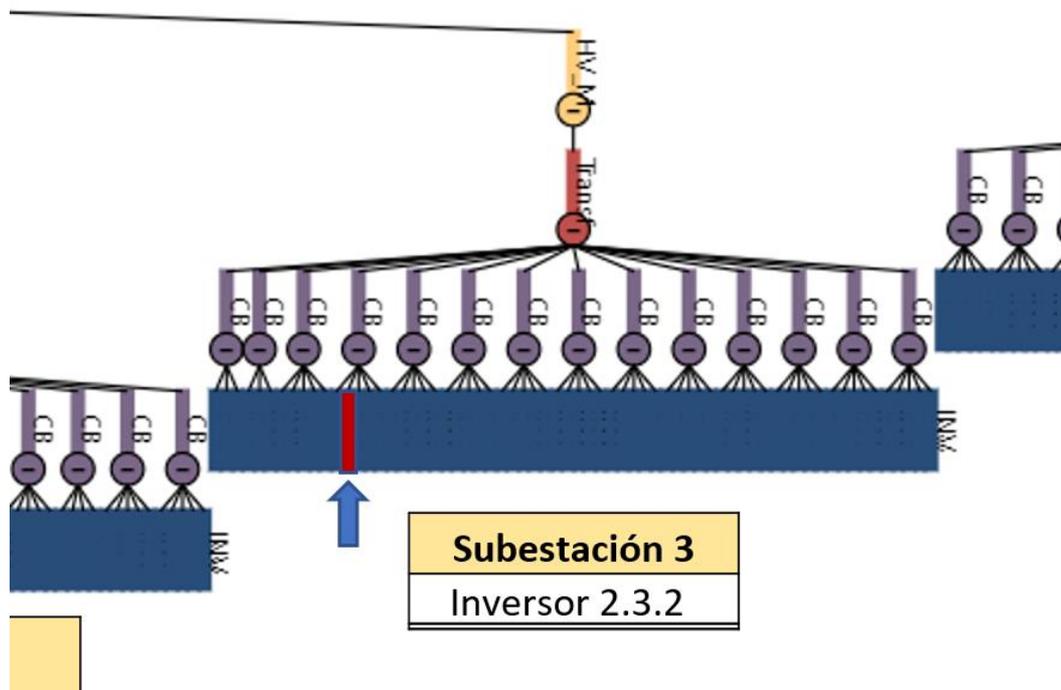


Figura 50. Detalle del inversor 2.3.2

En el día 6 de octubre de 2021 el inversor número 2.3.2 de la subestación 2 dejó de exportar energía eléctrica. El inversor informó al usuario a través de un mensaje de “Low RISO fault” (baja resistencia de aislamiento) en su pantalla de interfaz. Cuando el mínimo de resistencia del equipo no alcanza el mínimo umbral de funcionamiento, el inversor se ve obligado a apagarse, como lo ocurrido en el caso 2 en análisis.

Componente	Inversor
Causa	Fallo de Aislamiento
Subcomponente	String
Disponibilidad del componente	Indisponible y bajo rendimiento

Tabla 17. Resumen de parámetros del caso 2

En la visita técnica del día 27 del mismo mes, se confirmó el problema e investigaciones posteriores detectaron que dos de las siete strings presentaban una resistencia de aislamiento extremadamente bajas y necesitaban cambios.

En el día 4 de noviembre, tras 25 días del inicio del incidente, se realizó una intervención técnica en la que se desconectaron las dos strings averiadas haciendo la reconexión de 5 de las 7 strings del inversor en mejor estado.

Únicamente en el día 4 mayo, 213 días después del inicio del incidente, se hizo una sustitución general de strings de la planta, realizándose los reparos necesarios en la planta y dando fin a las averías en el inversor 2.3.2.

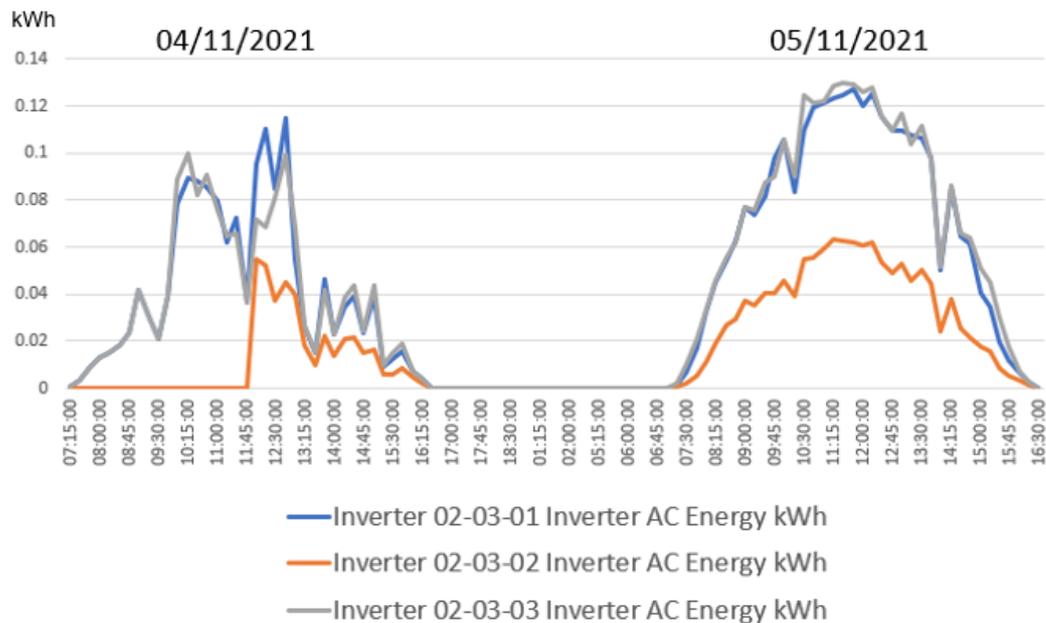


Figura 51. Energía exportada de 3 inversores de la subestación 2 en los días 4/11 y 5/11

En los dos días mostrados en la figura 51, se pueden observar las curvas de energía exportada de tres inversores de la subestación 2, representadas por las curvas azules, gris y naranja, siendo la esta última del inversor 2.3.2 que empezó a funcionar a las 11:45 del día 4 de noviembre con 5 de sus 7 strings. Por ello se observa en la curva de la derecha que el inversor funciona con menos potencia que los otros dos.

INVERSOR 2.3.2	Strings (2-3)	Strings (1,4-7)	Disponibilidad Instalación	Días	PÉRDIDAS
06/10 - 04/11	Apagadas "Low RISO fault"	Apagadas "Low RISO fault"	99,63 %	25	1.957,77 kWh
04/11 - 11/05	Desconectadas		99,89 %	188	4.516,57 kWh
TOTAL	—	—	—	213	6.474,34 kWh

Tabla 18. Pérdidas de energía asociadas a dos tipos de incidentes

### Comparación de casos

Los dos incidentes descritos son bastante distintos, pero demuestran lo explicado en este estudio, donde, aunque uno o incluso un grupo de inversores string se encuentren averiados pudiendo pasar días o incluso casi un año, como en el caso 2, pueden suponer menos pérdidas de producción que un incidente en un inversor central. Aunque el problema relacionado con la pandemia COVID-19 hizo que incidentes del caso 1 tuviesen una duración más larga de la esperada, se ha observado que un único incidente puede demandar más conocimiento técnico y posiblemente más dinero en piezas de reposición haciendo que fuese un incidente no solo costoso en la pérdida de dinero por la energía no exportada, sino a todo lo que involucra la solución del fallo.

## 7 CONCLUSIÓN

**D**e acuerdo con el estudio realizado sobre las 53 plantas fotovoltaicas en Reino Unido para un intervalo de tiempo de 30 meses, los inversores dieron lugar a un 64% de los incidentes totales computados y un 35% de las pérdidas energéticas fueron asociadas a los incidentes de los inversores. Esta diferencia está marcada sobretodo por el orden de magnitud energético en el paso de energía desde la célula fotovoltaica en el campo solar hasta la transformación de energía en la red eléctrica de transporte.

En relación con la frecuencia de fallos se evidencia que las centrales configuradas con inversores string son más propensas a tener más fallos en sus inversores que las de inversores centrales, estando dichos fallos relacionados con el aumento de potencia instalada.

En otras palabras, cuantos más inversores haya, mayor es la probabilidad de casos de incidentes relacionados con los mismos.

Sin embargo, analizando la importancia de los incidentes, se nota que cada fallo en una central con inversores string indisponibiliza la central con porcentajes menos significativos, ya que cada inversor tiene en promedio 33,33 veces menos potencia que un inversor central. Se ha calculado que, aunque el promedio de cada central con inversores string falle un 41% más que las centrales con inversores centralizados, sería necesario que cada central con inversores string fallase por lo menos siete veces más de lo habitual para igualar las pérdidas energéticas.

La visualización de los subcomponentes permite entender la importancia de los incidentes. En relación con la frecuencia de fallos destaca el cableado del campo solar y, en relación con las pérdidas energéticas, los módulos IGBT y las protecciones, tanto en continua como en alterna. Factores relacionados a los subcomponentes como la disponibilidad del inversor tras incidente, tiempo de permanencia y tipo de inversor afectado, son fundamentales para la comprensión de la magnitud energética de los incidentes siendo este último posiblemente el más importante. La indisponibilidad total del inversor, un tiempo elevado de permanencia del fallo y un inversor centralizado afectado son pretextos para pérdidas energéticas importantes en una central. En este sentido, el módulo IGBT y las protecciones de corriente continua sobresalen en todas las variables mencionadas y demandan una especial atención de los operadores de las plantas.

La atribución de una única relación causa/efecto tiene una cierta dificultad debido a la multitud de parámetros que son capaces de actuar simultáneamente en un único incidente de un inversor. El equipo de O&M para obtener respuestas razonables necesita realizar investigaciones que muchas veces pueden resultar laboriosas. De este modo, centrales con inversores string, con un mayor número de equipos que pueden fallar tienen una complejidad añadida y por ello poseen más fallos sin el conocimiento de sus causas. En el aspecto de la causalidad también se observa una mayor proporción de casos debidos a condiciones climáticas relacionados con los inversores

centralizados, que aunque tengan un sistema de refrigeración extra mencionado en el capítulo 4, son más susceptibles a esos fallos.

En relación a los trabajos de O&M, se observa que la operabilidad de las plantas con inversores string deriva en menos pérdidas energéticas. La granularidad de este tipo de configuración permite que los trabajos de maniobra en general se realicen en pequeñas partes, no comprometiendo la central en su totalidad. La diferencia energética por paradas referentes a reparos de inversores centralizados destacan por tener casi un 69% más de pérdidas energéticas asociadas debido al mayor tamaño del inversor y a la dificultad técnica extra para la resolución de fallos en estos equipos.

Se concluye en este trabajo que, a pesar de fallar en más cantidad, los inversores string garantizan una mayor fiabilidad global en relación a la disponibilidad de la instalación. Juntamente con lo discutido acerca de su mejor rendimiento y la tendencia de caída de precios, estos equipos pueden ser los más indicados para una producción más eficiente de una planta fotovoltaica.

Una problemática del estudio presentado es la menor cantidad de inversores string en plantas con más de 10 MW. Aunque se haya intentado realizar una comparativa en todos los aspectos de la forma más adimensional posible (incidentes por cada planta y pérdidas energéticas por potencia instalada (MWh/MW)), el estudio comparativo tendría resultados más fiables en este rango de potencias si el número de plantas mayores que 10 MW de inversores strings fuera similar al número de instalaciones con inversores centralizados.

## REFERENCIAS

- [1] R. E. MAGAZINE, «<https://www.energias-renovables.com>,» Mayo 2021. [En línea]. Available: <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/la-solar-fotovoltaica-bate-record-del-mundo-20210505>. [Último acceso: 2 Julio 2022].
- [2] IEA, «<https://www.iea.org>,» Mayo 2022. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-may-2022/renewable-electricity>. [Último acceso: 1 Julio 2022].
- [3] NREL, «U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark,» pp. 1-100, 2020.
- [4] M. D.-V. M. R.-A. T.-C. C. A.-T. M. Díez-Mediavilla, «Performance of grid-tied PV facilities based on real data in Spain: Central inverter versus string system,» *Energy Conversion and Management*, vol. 86, pp. 1128-1133, 2014.
- [5] F. J. & J. Jay, «Photovoltaic ground fault detection recommendations for array safety and operation,» *Elsevier*, pp. 1-17, Noviembre 2016.
- [6] J. Bordonau Farrerons y M. Pietzsch García, «Convertidores CC/CA para la conexión directa a red de sistemas fotovoltaicos: comparación entre topologías de 2 y 3 niveles,» pp. 1-100, 2004.
- [7] D. F. Balan Tamayo, «Diseño de un controlador de corriente del lado del inversor para un convertidor dotovoltaico DC-AC,» pp. 1-102, 2015.
- [8] HelioEsfera, «[www.heliosfera.com](http://www.heliosfera.com),» 2021. [En línea]. Available: <https://www.heliosfera.com/comprobacion-de-los-parametros-electricos-del-inversor/>. [Último acceso: 2 Julio 2022].
- [9] SMA, «<https://www.sma-iberica.com>,» [En línea]. Available: <https://files.sma.de/downloads/SHP75-10-DES1917-V24.pdf>. [Último acceso: 2022 Junio 2022].
- [10] GNS Components, «<http://es.led-diode.com>,» 2019. [En línea]. Available: <http://es.led-diode.com/info/analysis-of-causes-of-igbt-explosion-in-freque-38400495.html>. [Último acceso: 23 Marzo 2022].
- [11] SMA, «[www.SMA-Solar.com](http://www.SMA-Solar.com),» [En línea]. Available: <https://files.sma.de/downloads/Temp-Derating-TI-en-15.pdf>. [Último acceso: 30 Junio 2022].
- [12] TCH, «<https://www.tch.es>,» [En línea]. Available: <https://www.tch.es/humedad-componentes-electronicos/>. [Último acceso: 21 Agosto 2022].
- [13] Electrotecnia bastida, «<http://electrotecniabastida.com>,» [En línea]. Available: <http://electrotecniabastida.com/mantenimientos/centros-de-transformacion/>. [Último acceso: 13 Agosto 2022].
- [14] I. Lillo, R. Haselhuhn y C. Hemmerle, «Instalaciones fotovoltaicas,» Berlin, DGS LV BERLIN-BRB Y SODEAN, 2004, pp. 1-324.

- [15] BOE, «<https://www.boe.es>,» 2000. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2000/09/29/1663>. [Último acceso: 7 Agosto 2022].
- [16] A. Desai, I. Mukhoppadhyay y R. Abhijit, «Performance Analysis od String and Central Inverter based Idealy Designed Utlity scale Solar PV plant,» pp. 1 - 200, Junio 2014.
- [17] M. Calais, J. Myrzik y V. Agelidis, «Inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems-an overview,» de *Power Electronics Specialists Conference*, 2002.
- [18] Ingecon, «<https://www.ingeteam.com>,» 2010. [En línea]. Available: <https://www.ingeteam.com/Portals/0/Productos/Documentos/f9628580-bec1-438d-82f9-fa2a22d49b77.pdf>. [Último acceso: 22 Marzo 2022].
- [19] A. Mohd, O. Egon, M. Danny y O. Osama, «Review of control techniques for inverters parallel operation,» *Elsevier*, pp. 1477-1487, Diciembre 2010.
- [20] Fimer, «<https://www.fimer.com>,» 2014. [En línea]. Available: <https://www.fimer.com/sites/default/files/ULTRA-700-1050-1400-TL-5DC%20input-Product%20manual%20EN-RevE%28M0>. [Último acceso: 3 Julio 2022].
- [21] M. Hasselbrink, Z. Anderson, M. Defreitas, Y.-C. Mikofski, S. Shen, A. Caldwell, D. Terao, Z. Kavulak, Z. Campeau y DeGraaff, «Validation of the PVLife model using 3 Million Module-Years of Live.,» p. 16–21, June 2013.
- [22] Interempresas, «[Interempresas.net](http://interempresas.net),» [En línea]. Available: <https://www.interempresas.net/Energia/Articulos/34613-Central-o-descentralizado-Elegir-el-inversor-fotovoltaico-adecuado.html>. [Último acceso: 2 Julio 2022].
- [23] Rated Power, «<https://ratedpower.com>,» [En línea]. Available: <https://ratedpower.com/blog/substation-engineering/>. [Último acceso: 1 Agosto 2022].
- [24] STATISTA, «<https://www.statista.com>,» Nov 2021. [En línea]. Available: <https://www.statista.com/statistics/280220/global-cumulative-installed-solar-pv-capacity/>. [Último acceso: 8 Agosto 2022].
- [25] Nergiza, «<https://nergiza.com>,» [En línea]. Available: <https://nergiza.com/microinversores/>. [Último acceso: 6 Agosto 2022].
- [26] I. Lillo Bravo y B. A. Elena, «Uso de Microinversores en Sistemas Fotovoltaicos con Radiación Solar Reflejada» Universidad de Sevilla, Trabajo de fin de Master,» pp. 1-129, 2016.
- [27] Huawei, «<https://support.huawei.com>,» 2019. [En línea]. Available: <https://support.huawei.com/enterprise/br/doc/EDOC1100024501>. [Último acceso: 23 Marzo 2022].