



Universidad de Valladolid

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍA ELECTRÓNICA

TESIS DOCTORAL:

**UTILIZACIÓN DE ULTRACONDENSADORES PARA LA
MEJORA DE EFICIENCIA DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA**

**Presentada por D. José Manuel González de la Fuente para optar
al grado de doctor por la Universidad de Valladolid**

**Dirigida por:
D. José Antonio Domínguez Vázquez**

**A Merche,
a Sara y Sergio,
por el tiempo que les debo.**

AGRADECIMIENTOS:

Quiero mostrar mi agradecimiento a todos aquellos que de una manera u otra han contribuido a llevar a buen puerto este proyecto y, especialmente, a José Antonio Domínguez, mi Director, por haberme ofrecido la posibilidad de trabajar con él, a José Miguel Ruiz por su esfuerzo desinteresado, su apoyo y su confianza, en ocasiones superior a la mía, y a Pablo Gutiérrez por su inestimable ayuda.

¡Ánimo José Miguel!

ÍNDICE.

GLOSARIO DE SÍMBOLOS.....	xi
GLOSARIO DE ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS.....	xvii
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Ubicación del ámbito de estudio del trabajo de investigación	1
1.2. Planteamiento y resumen de la tesis.	2
1.3. Objetivos de la tesis.....	3
1.4. Ventajas de la línea de investigación propuesta en la tesis.	4
CAPÍTULO 2. MEJORA DE LA EFICIENCIA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	7
2.1. Introducción.....	7
2.2. Mejoras de eficiencia en el generador fotovoltaico.....	11
2.2.1. La célula solar.	11
2.2.2. La estructura portante de los módulos.....	46
2.2.3. Configuración de los generadores fotovoltaicos.	53
2.3. Mejoras de eficiencia en el inversor fotovoltaico.	69
2.3.1. Topología del inversor.	70
2.3.2. Semiconductores del inversor.	89
2.3.3. Sistemas de búsqueda del punto de máxima potencia.	107
2.4. Conclusiones.	121
2.5. Referencias.	122
CAPÍTULO 3. FUNDAMENTOS DEL SISTEMA MODEN.....	143
3.1. Introducción.....	143
3.2. Planteamiento básico del sistema MODEN.....	144
3.3. Distribución de la energía fotovoltaica por rangos de potencia.	148
3.4. Curva de rendimiento de un inversor fotovoltaico típico.	154
3.5. Margen de mejora con el sistema MODEN.....	159
3.6. Planteamiento matemático de la idea MODEN: Dimensionamiento.....	163
3.6.1. Dimensionado del sistema de almacenamiento.....	171
3.7. Planteamiento económico de la idea MODEN	178
3.8. Conclusiones.	184
3.9. Referencias.	186
CAPÍTULO 4. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS.....	189
4.1. Introducción.....	189
4.2. Modelo meteorológico.	190

4.2.1. Determinación de la irradiancia recibida por los módulos de una instalación fotovoltaica.	193
4.2.2. Determinación de la temperatura alcanzada por los módulos de una instalación fotovoltaica.	200
4.2.3. Opción elegida y justificación.	205
4.3. Modelo del generador fotovoltaico.	206
4.3.1. Modelos de la célula fotovoltaica.	207
4.3.2. Modelos del módulo fotovoltaico.	218
4.3.3. Modelos del generador fotovoltaico.	221
4.3.4. Opción elegida y justificación.	223
4.4. Modelo del inversor.	225
4.5. Modelo de pérdidas de la instalación fotovoltaica.	229
4.5.1. Factores de pérdidas en una instalación fotovoltaica.	229
4.5.2. Estimación de pérdidas en la simulación.	232
4.6. Modelo de los ultracondensadores.	233
4.6.1. Opción elegida y justificación.	238
4.7. Conclusiones.	240
4.8. Referencias.	240

CAPÍTULO 5. SISTEMAS PROPUESTOS: ANÁLISIS MEDIANTE SIMULACIÓN.

.....	247
5.1. Introducción	247
5.2. El sistema MODEN V.	248
5.2.1. Modos de funcionamiento del sistema MODEN V.	249
5.2.2. Diagrama del simulador.	252
5.2.3. Algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia en modo MODEN.	255
5.2.4. Funcionamiento intermitente del inversor.	256
5.2.5. Resultados de la simulación.	257
5.3. El sistema MODEN III.	275
5.3.1. Ideas básicas sobre el funcionamiento de un inversor fotovoltaico conectado a red.	275
5.3.2. Funcionamiento del sistema MODEN III.	279
5.3.3. Diseño del simulador	280
5.3.4. Simulación de la planta patrón	286
5.4. Optimización del sistema MODEN.	297
5.4.1. MODEN V: Configuración óptima de la planta patrón.	297
5.4.2. MODEN III: Configuración óptima de la planta patrón.	307
5.5. Comparación de las estrategias MODEN.	311
5.6. Aplicación del sistema MODEN a otras instalaciones.	313
5.6.1. Ubicación 1: Montpellier (43° 37' N, 3° 53' E).	314

5.6.2. Ubicación 2: Munich (48° 8' N, 11° 30' E)	316
5.6.3. Ubicación 3: Hamburgo (53° 33' N, 10° 0' E)	319
5.6.4. Ubicación 4: Helsinki (60° 10' N, 24° 56' E)	321
5.6.5. Resumen de los resultados.	324
5.7. Conclusiones.	325
5.8. Referencias.	325
CAPÍTULO 6. REALIZACIÓN HARDWARE DEL SISTEMA PROPUESTO.	327
6.1. Introducción	327
6.2. Instalación prototipo del sistema MODEN V.	328
6.2.1. Descripción de la instalación.	328
6.2.2. Descripción del prototipo.	333
6.2.3. Descripción de los equipos de medida.	339
6.2.4. Comprobación del funcionamiento del equipo MODEN V.....	353
6.2.5. Resultados de funcionamiento del equipo MODEN V.....	358
6.3. Conclusiones.	388
CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES.....	391
7.1. Grado de cumplimiento de los objetivos	391
7.2. Aportaciones de la tesis doctoral.	395
7.3. Líneas futuras de investigación.....	395
BIBLIOGRAFÍA.....	397
ANEXO 1. LISTA DE FIGURAS.....	417
ANEXO 2. LISTA DE TABLAS	429

GLOSARIO DE SÍMBOLOS

Símbolo	Descripción.
α	Absorbancia solar de la célula fotoeléctrica
α_S	Ángulo de altura solar
β	Ángulo de inclinación respecto de la horizontal de la superficie inclinada
δ	Declinación solar
Δ	Índice de brillo (modelo de Perez)
ΔE_{AC}	Incremento de energía inyectada en la red
ΔE_{CC}	Incremento de energía extraída del generador FV
ΔE_{INV}	Incremento de energía inyectada en la red debida a la mejora de eficiencia del inversor
ΔV_{UC}	Rango de variación de la tensión de los UC (en %)
ε	Índice de claridad (modelo de Perez)
E_G	Energía del GAP del material semiconductor (Silicio: 1,12 eV)
ϕ	Latitud de la localización estudiada
$\Phi(\lambda)$	Flujo de fotones de longitud de onda λ .
η	Rendimiento
η_C	Eficiencia eléctrica de la célula fotovoltaica
λ	Longitud de onda de la radiación
μ_{isc}	Coefficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito de un módulo fotovoltaico
μ_P	Coefficiente de temperatura de la potencia de un módulo solar
μ_{Voc}	Coefficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto de un módulo fotovoltaico
ν	Frecuencia de la onda electromagnética asociada al fotón
ν_g	Frecuencia umbral de los fotones absorbidos
θ	Ángulo de incidencia solar
θ_{zs}	Ángulo cenital
ρ	Reflectividad hemisférica total del suelo circundante (Albedo)
τ	Transmitancia del vidrio protector (de la célula fotoeléctrica)
ω	Ángulo horario solar
ω_s	Ángulo solar del amanecer
A_I	Índice de anisotropía del modelo de Hay
AM	Air-Mass. Índice de la masa de aire
A_m	Área del módulo o célula fotovoltaica
AM,m	Índice relativo de la "masa de aire"
BV_{DSS}	Tensión de ruptura de un MOS en bloqueo directo
C_{mod}	Capacidad de un módulo UC
C_{PT}	Capacidad parásita a tierra de un generador FV.
C_{UC}	Capacidad del sistema de almacenamiento (Ultracondensadores)

C_{UC-min}	Mínimo valor de capacidad de la batería de UC que garantiza que tm cumple especificaciones
D	Factor de difusión del diodo
d	Espesor
E	Energía
e	Valor de E en p.u. ($E_{base} = T1 * P1/2$)
E'_{AC-REF}	Energía inyectada en la red por el inversor de referencia cuando se aplica a su entrada la energía extraída por el sistema MODEN
E_{AC}	Energía inyectada en la red
$E_{AC-MODEN}$	Energía inyectada en la red por el inversor MODEN
$E_{AC-NORM}$	Energía de salida del inversor (normalizada)
E_{AC-REF}	Energía inyectada en la red por el inversor de Referencia
E_{CC}	Energía extraída del generador fotovoltaico
$E_{CC-MODEN}$	Energía extraída del generador FV por el inversor MODEN
E_{CC-REF}	Energía extraída del generador FV por el inversor de Referencia
$E_{FOTÓN}$	Energía del fotón
E_g	Energía de banda prohibida
$E_{MÁX}$	Máxima energía que almacena la batería de ultracondensadores
$E_{MÁX [UC-min]}$	Máxima energía que almacena la batería de ultracondensadores de valor C_{UC-min}
e_{MIN}	Valor mínimo admisible de e
E_{OFF}	Energía de apagado de un polo de potencia
E_s	Energía radiante
E_{UC}	Energía transferida en cada ciclo de conmutación del sistema MODEN
E_{UC}	Energía de los UC para pasar de la tensión mínima a la máxima
FF	Factor de llenado ("Fill Factor")
FF_0	Factor de llenado de una célula ideal
G	Irradiancia
g_{Δ}	Conductancia incremental del generador fotovoltaico
G_H	Irradiancia global horizontal (W/m^2)
$G_{H,b}$	Irradiancia directa horizontal (W/m^2)
$G_{H,d}$	Irradiancia difusa horizontal (W/m^2)
g_i	Conductancia instantánea del generador fotovoltaico
$G_{N,b}$	Inclinación directa normal terrestre, (radiación solar recibida por una superficie mantenida en todo momento perpendicular a los rayos solares)
G_{OH}	Irradiancia horizontal extraterrestre (W/m^2)
G_{O-N}	Irradiancia normal extraterrestre
G_T	Irradiancia global recibida por un módulo fotovoltaico

G_T	Irradiancia global sobre superficie inclinada (W/m^2)
G_{TREF}	$1000 W/m^2$
$G_{T,b}$	Irradiancia directa sobre superficie inclinada (W/m^2)
$G_{T,d}$	Irradiancia difusa, procedente del cielo, sobre superficie inclinada (W/m^2)
$G_{T,r}$	Irradiancia difusa sobre superficie inclinada reflejada del suelo (W/m^2)
h	Constante de Planck
I	Corriente eléctrica
I_0	Corriente de saturación térmica de un diodo
I_{AC}	Corriente de salida del inversor
I_{CC}	Corriente de entrada del inversor
I_D	Corriente por un diodo
I_{gen}	Corriente suministrada por el generador
I_{inv}	Corriente hacia el inversor
I_L	Corriente fotogenerada en una célula fotoeléctrica
I_{mp}	Corriente del punto de máxima potencia de un módulo fotovoltaico
I_{mpSTC}	Corriente del punto de máxima potencia de un módulo fotovoltaico en condiciones estándar
$IQE(\lambda)$	Eficiencia cuántica de una célula solar (a la longitud de onda λ)
I_{sc}	Corriente de cortocircuito de un módulo solar
I_{scSTC}	Corriente de cortocircuito de un módulo solar en condiciones estándar
I_{UC}	Corriente por los UC
k_B	Constante de Boltzman ($1,381 \cdot 10^{-23} J/K$)
k_t	Índice de claridad ($k_t = G_H / G_{OH}$)
KX	Cociente de irradiación tierra/extraterrestre
L_{MPPT}	Pérdidas por la ineficiencia del algoritmo MPPT
L_{RCC}	Pérdidas en el cableado de continua
L_{RE}	Pérdidas por reflexión
L_{SUC}	Pérdidas por suciedad
m	Pendiente (de una recta)
m, n	Filas, columnas de una matriz
m_a y m_d	Pendientes del modelo de temperatura ambiente
M_K	Índice de ecualización
M_{oc}	Pendiente de la curva I-V de un módulo solar en circuito abierto
n	Factor de idealidad de la característica de un diodo
N_{ci}	Número de combinaciones de interés
n_v, n_s	Índices de refracción
$P1$	Límite superior de potencia para el que el sistema fotovoltaico trabaja en modo MODEN

P_{AC}, P_{AC-inv}	Potencia de salida del inversor
P_{CC}, P_{CC-inv}	Potencia de entrada del inversor /Potencia de salida del CC/CC
P_{elec}	Potencia eléctrica del módulo/célula
P_{FV}	Potencia generada por los módulos fotovoltaicos
$P_{FV-MÁX}$	Potencia máxima del generador fotovoltaico en STC
$P_{FV-MÁX}$	Potencia nominal (condiciones estándar) del generador fotovoltaico
P_{gen}	Potencia suministrada por el generador
P_{in}, P_{out}	Potencia de entrada, Potencia de salida
P_{INV}	Potencia nominal del inversor
P_L	Pérdidas normalizadas del inversor
$P_{LÍMITE}$	Límite de potencia para entrar en modo MODEN
P_{mp}	Potencia del punto de máxima potencia en un módulo/célula FV
$P_{NOMINAL}$	Potencia nominal
$P_{ÓPTIMA}$	Potencia a la que el inversor tiene un rendimiento óptimo
$P_{PÉRDIDAS}$	Pérdidas del inversor
Prc_{FV}	Precio unitario de la instalación FV (€/Wp)
Prc_{UC}	Precio unitario de los ultracondensadores (€/W·h)
$Precio_{FV}$	Precio total de la instalación FV (€)
$Precio_{UC}$	Precio total de la batería de ultracondensadores (€)
P_S	Potencia solar incidente
P_{UC}	Potencia de entrada/salida en los UC.
q	Carga de electrón ($1,602 \cdot 10^{-19}$ C)
Q	Calor
Q_S	Número de fotones con una energía igual o superior a un umbral (por unidad de tiempo y área)
R	Resistencia eléctrica
$R(\lambda)$	Coeficiente de reflexión (para cada longitud de onda)
R_{ACC}	Resistencia de acumulación en un MOS
R_{CANAL}	Resistencia del canal en un MOS
R_{DRIFT}	Resistencia de la región <i>drift</i> en un semiconductor de potencia
$R_{DS(on)}$	Resistencia de un MOS en conducción
R_p	Resistencia paralela del módulo de una célula fotoeléctrica
R_{PV}	Resistencia fotovoltaica (Modelo de Wagner)
R_s	Resistencia serie del módulo de una célula fotoeléctrica
t	Tiempo
T	Temperatura de la Tierra
$T1$	Define la pendiente de la aproximación lineal de la curva de potencia solar ($m = P1/T1$).

T_a	Temperatura ambiente
$T_{a,d,máx}$	Temperatura ambiente máxima diaria
$T_{a,d,mín}$	Temperatura ambiente mínima diaria
T_c	Temperatura de la célula fotovoltaica
$T_{c,REF}$	25 °C
t_m	Valor mínimo de t_{ON} limitado por la tecnología del inversor
T_{NOCT}	Temperatura nominal de trabajo de los módulos solares
t_{OFF}	Duración de la fase de "inversor apagado" en el funcionamiento en modo MODEN
$t_{OFF-máx}$	Duración máxima de la fase de "inversor apagado" en el funcionamiento en modo MODEN
$t_{OFF-mín}$	Duración mínima de la fase de "inversor apagado" en el funcionamiento en modo MODEN
t_{ON}	Duración de la fase de "inversor encendido" en el funcionamiento en modo MODEN
$t_{ON-mín}$	Duración mínima de la fase de "inversor encendido" en el funcionamiento en modo MODEN
T_s	Temperatura del sol
U_L	Coefficiente de transmisión de calor combinado
V	Tensión, Voltaje
V_{AC}	Tensión de salida del inversor
VAR	Rango de variación de la tensión de los UC (en tanto por uno)
$V_{cc\ mín-inversor}$	Mínima tensión admisible a la entrada del inversor
$V_{CE(on)}$	Caída de tensión de un transistor en conducción (colector-emisor)
$V_{CE(SAT)}$	Tensión colector-emisor de un transistor en saturación
V_{CPT}	Tensión de la capacidad parásita a tierra en un generador FV
V_{DC}	Tensión de entrada del inversor
V_{FV}	Tensión de salida del generador fotovoltaico
V_{gen}	Tensión en el generador
V_{GS}	Tensión puerta-surtidor (MOS)
V_{inv}	Tensión en la entrada del inversor
V_{mod}	Tensión nominal de un módulo UC
V_{mp}	Tensión del generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia
$V_{mp-máx}$	Máximo valor de la tensión del punto de máxima potencia
$V_{mp-mín}$	Mínimo valor de la tensión del punto de máxima potencia
V_{mpSTC}	Tensión del punto de máxima potencia de un módulo / generador FV en condiciones estándar
V_{NOM}	Tensión nominal de entrada del puente inversor (máximo rendimiento)
V_{oc}	Tensión de circuito abierto de un módulo fotovoltaico.
V_{ocSTC}	Tensión de circuito abierto de un módulo fotovoltaico en condiciones estándar

v_T	Tensión térmica de un diodo
V_{UC}	Tensión de los ultracondensadores
$V_{UC-MÁX}$	Máxima tensión absoluta que podrán alcanzar los UC en una instalación.
$V_{UC-máx}$	Tensión máxima en los ultracondensadores
$V_{UC-mín}$	Tensión mínima en los ultracondensadores
V_{var}	Porcentaje de variación permitida para la tensión de los módulos alrededor del punto de máxima potencia
W	Trabajo

GLOSARIO DE ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

Acrónimo	Descripción.
JRC	<i>Joint Research Center (UE)</i>
LCOE	Coste nivelado de la energía (<i>Levelized Cost Of Energy</i>)
EIA	<i>Energy Information Administration (EEUU)</i>
GAP	Banda prohibida de energía
ARC	Capa antirreflejante
BSF	<i>Back Surface Field</i>
FV	Fotovoltaico/a
IPV	<i>Impurity Photovoltaic Effect</i>
IB	<i>Intermediate Band</i>
HCSC	Células solares <i>Hot Carriers</i>
MEG	<i>Multiple Exciton Generation</i>
UC	<i>Up-Conversion</i>
GSA/ESA	<i>Ground State Absorption/Excited State Absorption</i>
GSA/ETU	<i>Ground State Absorption/Energy Transfer Up-Conversion</i>
DC	<i>Down Conversion</i>
QC	<i>Quantum Cutting</i>
QD	<i>Quantum Dots</i>
TPV	Termofotovoltaica (conversión)
TPX	Termofotónica (conversión)
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory (EEUU)</i>
OPV	Células fotovoltaicas orgánicas
CPV	Concentrador fotovoltaico
GCR	<i>Ground Cover Ratio</i>
SP	Serie-Paralelo (configuración)
TCT	<i>Total Cross Tied</i> (configuración)
BL	<i>Bridge Linked</i> (configuración)
HC	<i>HoneyComb</i> (configuración)
IE	<i>Irradiance Equalization</i>
STC	Condiciones estándar
MPPT	Búsqueda del punto de máxima potencia
NPC	<i>Neutral Point Clamped</i>
HERIC	<i>Highly Efficient and Reliable Inverter Concept</i>
PT	<i>Punch-Trough</i>
NPT	<i>Non Punch-Trough</i>
FS	<i>Field Stop</i>
VDMOS	<i>Vertical Diffused MOS</i>
RCC	Correlación del rizado de corriente
P&O	Perturbación y Observación

PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
PWM	Modulación de anchura de pulsos
MPP	Punto de máxima potencia
MBP	Inversor de muy baja potencia
BP	Inversor de baja potencia
MP	Inversor de potencia media
AP	Inversor de alta potencia
ASIF	Asociación de la Industria Fotovoltaica (España)
UNEF	Unión Española Fotovoltaica
TMY	Año meteorológico tipo
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (España)
NTE	<i>Nominal Terrestrial Environment</i>
ESR	Resistencia serie equivalente
EPR	Resistencia paralelo equivalente
UC	Ultracondensador

CAPÍTULO 1:

INTRODUCCIÓN.

1.1. UBICACIÓN DEL ÁMBITO DE ESTUDIO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

El peso de la generación fotovoltaica en el total de la producción de energía eléctrica a nivel mundial es aún pequeña, en torno al 0'5% en el 2013. La generación de electricidad sigue dominada por tecnologías no renovables y altamente contaminantes que agravan los importantes problemas medioambientales: efecto invernadero, contaminación atmosférica, cambio climático, destrucción de la capa de ozono, etc.

El desarrollo producido en los sistemas fotovoltaicos en los últimos años ha conformado una tecnología madura y fiable que se presenta como una solución viable para el futuro. Pero a pesar de la abrupta caída en los últimos cinco años del precio de los equipos, sobre todo de los módulos solares, los costes de producción de la energía se mantienen aún superiores a los de otras tecnologías convencionales con las que compete.

El desarrollo futuro pasa por reducir los costes de producción de la energía lo que implica, además de otros aspectos de tipo económico, estratégico e incluso político, mejorar la eficiencia de la captación y conversión de la energía solar. Se han abierto múltiples caminos para conseguir esas mejoras que aplican sobre los distintos elementos del sistema: Materiales más eficientes, mejoras en los

captadores del sol, configuraciones eficientes en los generadores, arquitecturas en los convertidores que minimizan las pérdidas, nuevos dispositivos electrónicos, etc.

El presente trabajo plantea un mecanismo para mejorar la eficiencia en la producción de energía fotovoltaica actuando sobre el elemento convertidor y, en concreto, mejorando el rendimiento con el que se produce la conversión en situaciones de baja irradiancia solar.

1.2. PLANTEAMIENTO Y RESUMEN DE LA TESIS.

La situación actual de la energía fotovoltaica requiere una reducción de costes de producción para aproximarla a otras tecnologías y consolidarla como una solución viable para el futuro que aminore los problemas derivados de la utilización de las fuentes tradicionales. Se trata fundamentalmente de reducir los costes de los componentes (los costes de explotación y mantenimiento son poco significativos en esta tecnología) y/o mejorar la eficiencia en la captación y conversión de la energía solar.

La tesis plantea una propuesta en esta segunda línea. Los inversores fotovoltaicos trabajan de manera eficiente en un amplio rango de potencias de entrada, pero esa eficiencia se reduce cuando la energía disponible es pequeña, coincidiendo con situaciones de baja irradiancia. La tesis propone una posible solución para mejorar la eficiencia en la conversión en esos periodos de baja irradiancia mediante la acumulación transitoria de la energía incidente y su conversión por bloques en un régimen de potencia para el que el convertidor tenga un desempeño óptimo.

En efecto, la idea primaria de la tesis consiste en utilizar una batería de ultracondensadores que sirvan de almacén transitorio de la energía fotovoltaica cuando su potencia de generación es tan baja que el convertidor trabajaría con bajo rendimiento. Durante el periodo de acumulación el convertidor no operaría y solo cuando la energía acumulada hubiera alcanzado un cierto nivel se haría trabajar al inversor, que además lo haría a un régimen de potencia en el que su rendimiento fuera máximo. De esta forma toda la energía fotovoltaica que a priori se procesaría con grandes pérdidas, lo haría de esta forma con un rendimiento óptimo. El sistema que permitirá desarrollar esta idea se ha denominado MODEN: Modulador de Energía.

Las situaciones de baja irradiancia tienen lugar en cualquier instalación fotovoltaica, pero son relativamente más significativas en aquellas ubicaciones con un potencial fotovoltaico moderado y, particularmente, en pequeñas y medianas instalaciones situadas en edificios, en las que la orientación e inclinación no en

todas las ocasiones puede optimizarse. Fundamentalmente en esos casos el monto de energía fotovoltaica convertido en régimen de baja potencia es porcentualmente más importante.

La descripción del trabajo desarrollado, objeto de esta memoria, se estructura en los siguientes capítulos:

- El capítulo primero contiene el planteamiento y objetivos de la tesis.
- El capítulo dos recoge los resultados de la investigación realizada sobre las actuales líneas de investigación y desarrollo tendentes a mejorar la eficiencia en las instalaciones fotovoltaicas para situar el contexto de este trabajo.
- En el capítulo tres se plantean los fundamentos del sistema MODEN desde distintos puntos de vista con el objetivo de estimar de manera teórica la posible mejora que podría obtenerse con la implementación de esta idea.
- En el capítulo cuatro se describen las alternativas contempladas para elaborar un modelo suficientemente representativo de una instalación fotovoltaica con el sistema MODEN que permitiera su simulación en distintas circunstancias. Finalmente se elabora el modelo deseado.
- En el capítulo cinco se desarrollan dos implementaciones de la idea MODEN y se describe el simulador desarrollado para su análisis. Se presentan y analizan los resultados obtenidos durante la simulación de los sistemas propuestos.
- El capítulo seis se dedica a la descripción de la implementación hardware del sistema MODEN y de los equipos de medida y monitorización que lo acompañan. Se comprueba en planta el funcionamiento del equipo y se presentan y analizan los datos recogidos durante su periodo de funcionamiento.
- El capítulo siete presenta las conclusiones finales obtenidas en el desarrollo del trabajo.

1.3. OBJETIVOS DE LA TESIS.

El objetivo general de la tesis consiste en analizar la viabilidad de mejorar la eficiencia de una instalación fotovoltaica utilizando una estrategia MODEN, consistente en acumular transitoriamente la energía generada en situaciones de

baja irradiancia, en las que la conversión inmediata sería poco eficiente, para convertirla por paquetes haciendo trabajar al inversor intermitentemente a un régimen de potencia constante que coincida con su punto de máximo rendimiento.

Los objetivos particulares propuestos para el trabajo de investigación han sido:

- Estudiar las líneas de investigación abiertas destinadas a mejorar el desempeño de los sistemas fotovoltaicos, para buscar posibles planteamientos equivalentes y analizar cómo podría encajar la idea propuesta dentro de los futuros sistemas resultantes de la aplicación de los nuevos desarrollos.
- Estimar la mejora que podría obtenerse por la aplicación de la idea propuesta.
- Construir modelos suficientemente representativos para simular el comportamiento de los sistemas propuestos.
- Simular diversas implementaciones de la idea MODEN y obtener resultados de la posible mejora de eficiencia obtenida en una instalación patrón en distintas circunstancias.
- Construir un prototipo de sistema MODEN e instalarlo en una planta real de producción para verificar su funcionamiento.
- Evaluar el comportamiento real del sistema MODEN mediante la correspondiente toma de muestras y su comparación con otros inversores de la misma instalación.
- Comparar los resultados reales con los obtenidos mediante simulación con el fin de validar los modelos empleados.
- Extrapolar los resultados obtenidos y concluir la viabilidad de la idea planteada.

1.4. VENTAJAS DE LA LÍNEA DE INVESTIGACIÓN PROPUESTA EN LA TESIS.

La mejora de la eficiencia en los sistemas fotovoltaicos tiene múltiples caminos, pero la mayoría de ellos son compatibles de manera que pueden aplicarse simultáneamente. Con esta idea, la línea de investigación propuesta en la tesis será una más destinada a optimizar el desempeño de los sistemas fotovoltaicos, sobre los que se pueden aplicar complementariamente otras técnicas

de mejora de eficiencia.

En este sentido, la idea propuesta en la tesis no es competitiva con la mayoría de las líneas de investigación con las que comparte objetivo final, sino colaborativa con todas ellas: Todo suma a la hora de conseguir la eficiencia máxima.

CAPÍTULO 2:

MEJORA DE LA EFICIENCIA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.

2.1. INTRODUCCIÓN

La producción de energía por procedimientos fotovoltaicos es al día de hoy una tecnología consolidada. El último informe del JRC (*Joint Research Center*) de la Unión Europea [1], correspondiente al año 2013, cifraba en 648 GW acumulados la capacidad de generación en el mundo de fuentes renovables a finales de 2012, con una capacidad de producción de 1500 TW·h (el 64% de la energía producida por las centrales nucleares de todo el mundo).

Una parte importante de esa energía renovable procede de sistemas fotovoltaicos (figura 2.1), los cuales han experimentado en los últimos años un crecimiento espectacular hasta alcanzar 135 GWp acumulados a comienzos de

2013 en todo el mundo.

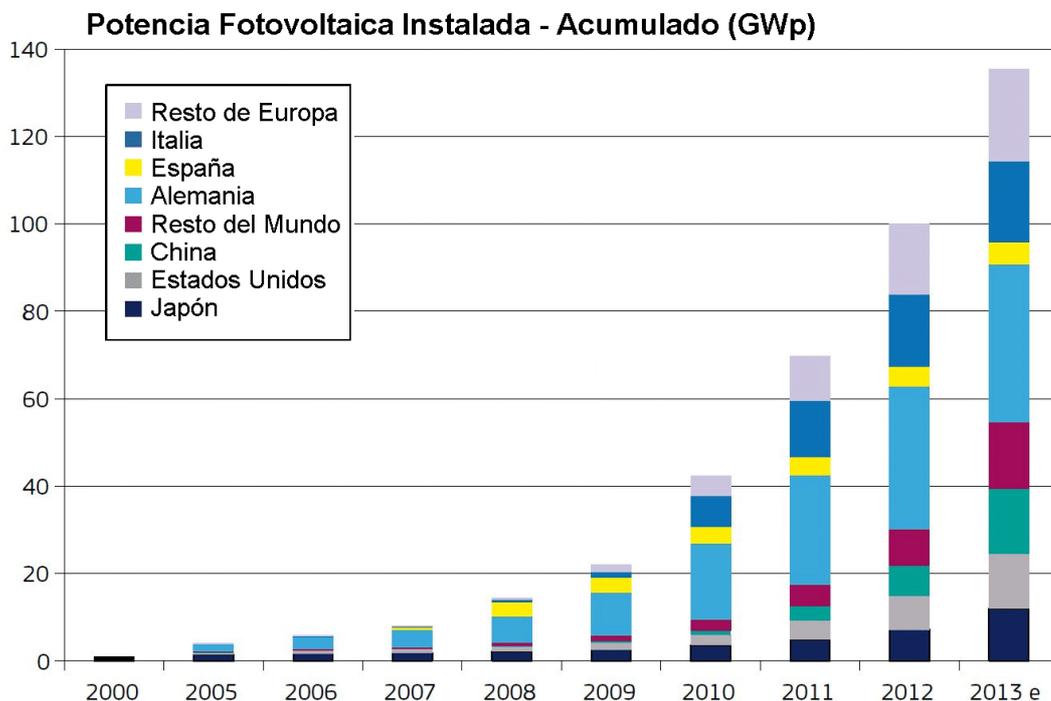


Fig: 2.1: Potencia fotovoltaica (acumulada) instalada en todo el mundo.

La tecnología actual ofrece sistemas técnicamente viables, altamente fiables y con una vida estimada superior a 25 años con una degradación aceptable.

Desde el punto de vista del coste de los sistemas, durante las últimas tres décadas el precio de los módulos fotovoltaicos ha decrecido siguiendo la curva precio-experiencia (*learning curve* [2]) mostrada en la figura 2.2. Se observa la radical reducción de precios experimentada por los módulos fotovoltaicos comerciales. Es interesante notar que entre 2005 y 2008 el precio de los módulos de silicio se mantiene prácticamente constante a pesar de que la capacidad de producción de la industria sigue subiendo. Ese anómalo comportamiento se debió a la escasez de polisilicio que tuvo su punto álgido en 2006 y al desarrollo del mercado fotovoltaico en Alemania y España. Desde entonces el precio de los módulos ha caído un 80%.

El precio del resto de elementos del sistema también se ha reducido progresivamente, pero no al ritmo que han experimentado los módulos. Datos de 2013 [1] cifran el coste medio de una instalación de producción fotovoltaica de conexión a red en 1220 €/KWp, y el de la energía producida por esta entre 8'6 y 14'9 c€/KW·h (sin contar impuestos) en función del ratio de generación anual (1000 KW·h/KWp/año a 1300 KW·h/KWp/año), periodo de financiación (10 a 20 años) y el retorno de inversión deseado (5% a 10%).

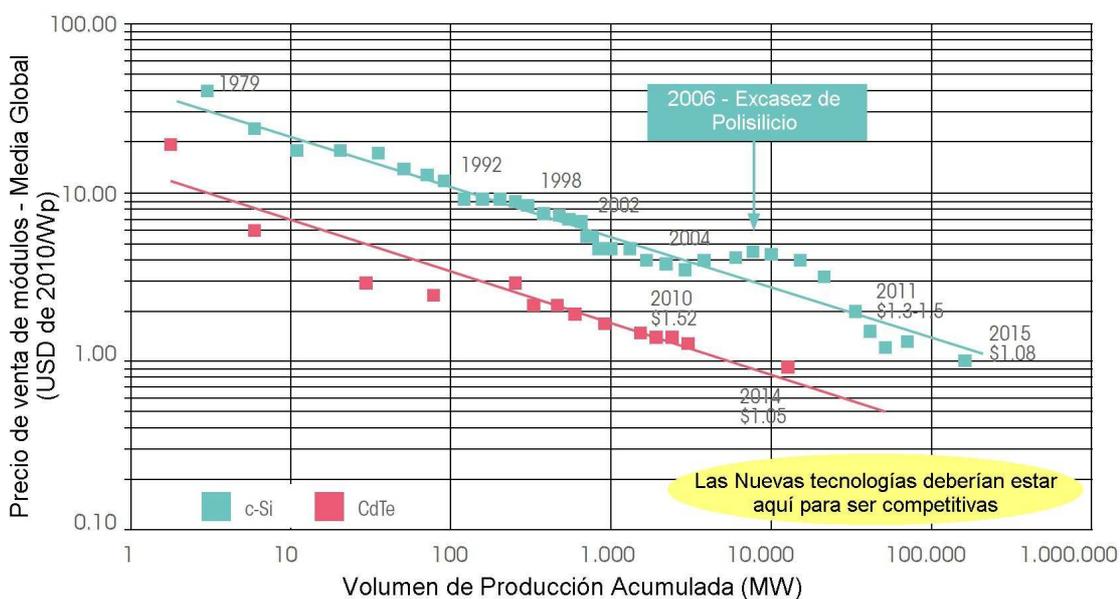


Fig. 2.2: Curva de aprendizaje de los módulos fotovoltaicos.

A pesar de la importante reducción de costes producida en los últimos años, todavía no se ha conseguido la denominada “paridad de red”, es decir, que los sistemas fotovoltaicos puedan producir electricidad a mismo precio (LCOE^①) que las tecnologías convencionales. El precio de “paridad de red” depende de muchos factores (composición del *pool* energético, precios locales, impuestos, materias primas, costes financieros, retorno de inversión) de manera que se sitúa en diferentes niveles para los distintos países.

A modo de ejemplo, la EIA norteamericana (*US Energy Information Administration*) redacta informes periódicos en los que incluye el coste nivelado de distintas tecnologías de producción de electricidad. En el informe de 2013 [3] presenta los valores medios nacionales de LCOE (en dólares de 2011 por MW·h) que se recogen en la tabla 2.1.

El dato para la tecnología solar fotovoltaica es 144'3 \$/MW·h, todavía superior a las fuentes convencionales de generación (carbón, gas, nuclear) si bien bastante inferior al que aparece en la misma fuente en su informe de 2011 que se sitúa en 210'7 \$/MW·h.

^① LCOE (*Levelized Cost of Energy*): Costes Nivelados de la Energía, se refiere al precio al que la electricidad de una fuente específica debe ser generada para cubrir todos los gastos durante la vida de la instalación. En los gastos de generación se incluyen: inversión inicial, gastos de operación y mantenimiento, coste del combustible y costes financieros, incluido un adecuado retorno de inversión.

LCOE EN EEUU (MEDIAS NACIONALES) EN \$2011	
TIPO DE PLANTA	LCOE (\$/MW-h)
Carbón convencional	100'1
Carbón avanzado	123'0
Gas natural: Ciclo combinado convencional	67'1
Gas natural: Ciclo combinado avanzado	65'6
Gas natural: Combustión convencional	130'3
Gas natural: Combustión avanzada	104'6
Nuclear avanzada	108'4
Geotérmica	89'6
Biomasa	111'0
Eólica	86'6
Solar fotovoltaica	144'3
Hidroeléctrica	90'3

Tabla 2.1: Costes nivelados de energía en EEUU (medias nacionales) en \$2011.

El desarrollo de la tecnología fotovoltaica tiene como objetivo actual reducir sus costes para acercarlos, o incluso mejorar, los imputables a otras tecnologías convencionales. Se plantean para alcanzarlo tres caminos:

- La reducción de costes de los sistemas actuales, por ejemplo desarrollando nuevos procesos de fabricación más eficientes.
- La mejora de la eficiencia de los dispositivos utilizados en las instalaciones fotovoltaicas, sin aumentar su coste.
- La búsqueda de nuevas alternativas de conversión fotovoltaica distintas de las utilizadas hasta ahora.

En el contexto de esta tesis, el camino adoptado es la mejora de eficiencia de los sistemas actuales y en este capítulo se revisará el “estado del arte” de los distintos elementos que los componen presentando las líneas de actuación orientadas a la mejora de su eficiencia.

El estudio se centra en los principales componentes de los sistemas fotovoltaicos:

- El generador fotovoltaico.
- El inversor fotovoltaico.

Para cada uno de ellos se analizarán múltiples aspectos sobre los que se puede actuar para mejorar la eficiencia total del sistema.

2.2. MEJORAS DE EFICIENCIA EN EL GENERADOR FOTOVOLTAICO.

En primer lugar se presentarán las líneas de investigación tendentes a mejorar la eficiencia de las células y módulos fotovoltaicos. Se analizará después la influencia en la eficiencia global del sistema fotovoltaico que tienen las estructuras portantes en las que se montan los módulos y las distintas formas de agrupación y conexión de los módulos a los inversores.

2.2.1. LA CÉLULA SOLAR.

Este es sin duda el elemento del sistema fotovoltaico que acapara los mayores esfuerzos de investigación orientados a reducir su coste y aumentar su eficiencia. El análisis realizado muestra en primer lugar los límites teóricos de la eficiencia de la conversión fotovoltaica y las causas que limitan esa eficiencia. Posteriormente se revisan las ideas básicas para mejorar esa eficiencia que se encuentran actualmente en investigación. Por último se ofrecen datos sobre la situación actual de la eficiencia de las células fotovoltaicas, en sus distintas configuraciones.

A) TEORÍA GENERAL DEL EFECTO FOTOVOLTAICO

El fundamento del efecto fotovoltaico es la posibilidad de que un fotón que incida sobre el material de la célula aporte energía a un electrón de la última capa ocupada de un átomo (banda de valencia) de manera que lo libere del enlace y lo haga pasar a un nivel energético superior (banda de conducción) dentro del cual podrá desplazarse a lo largo del cristal. Junto con la creación de un electrón libre se genera un hueco, que puede considerarse también como un portador de carga ya que puede desplazarse por la banda de valencia, pero en este caso de carga positiva.

Para que la creación del par de portadores electrón-hueco tenga lugar el fotón debe tener una energía igual o superior a la “banda prohibida” o GAP del semiconductor (distancia energética entre las bandas de valencia y conducción):

$$E_{\text{FOTÓN}} = \nu \cdot h \geq E_g \quad (2.1)$$

La energía del GAP, E_g , en el silicio cristalino es de 1'1 eV y para otros semiconductores fotovoltaicos adoptan valores entre 1'0 y 1'7 eV. En el caso de fotones con mayor energía que el GAP, el exceso después de crear el par de

portadores se convierte en calor.

Pero la creación de pares electrón-hueco no es suficiente para la conversión de energía. Si no se hiciera nada más, después de un tiempo (tiempo de vida medio) los portadores creados volverían a recombinarse, radiando la energía liberada en este proceso. Es necesario habilitar un mecanismo que separe los portadores eléctricos creados, los recoja y los conduzca a través de un circuito exterior como una corriente eléctrica capaz de disipar potencia en una carga. El mecanismo empleado consiste en crear en el interior de la célula fotovoltaica un campo eléctrico que separe a los portadores creados y los haga transitar a través del circuito exterior. En las células de silicio y en las de GaAs, la diferencia de potencial se crea al unir dos porciones del mismo material dopadas con impurezas de distinto tipo (P y N). En las células de CdTe y CIS-CIGS las uniones PN que dan lugar a la diferencia de potencial se crean con materiales diferentes (heterouniones).

Finalmente, ambas caras de la célula fotovoltaica se recubren de un elemento conductor que recoge los portadores creados.

Los factores claves para un buen funcionamiento de la célula solar serán:

- a) Que llegue la mayor cantidad de luz. Se usarán capas antirreflejantes y texturización de la cara frontal (la expuesta al sol) para reducir las pérdidas por reflexión. Algunas células utilizarán lentes para concentrar la luz incidente.
- b) Que la absorción de fotones sea máxima. Depende fundamentalmente de los materiales empleados. Para maximizar la probabilidad de absorción se utilizará un espesor suficiente del material fotovoltaico y capas reflectantes en la cara trasera de la célula.
- c) Que la célula sea sensible a un amplio espectro de luz de manera que se aproveche gran parte de la luz incidente. Se utilizan para ello estructuras con diversos materiales fotovoltaicos o materiales modificados de manera que incorporen niveles energéticos intermedios.
- d) Que la recombinación sea pequeña, de manera que todos los portadores se incorporen a la corriente eléctrica de salida. Será necesario mejora la movilidad de los portadores para que en su tiempo de vida alcancen los contactos, eliminar los defectos de la red, disponer capas de pasivación de la superficie, etc.

B) LÍMITES DE EFICIENCIA EN LA CONVERSIÓN FOTOVOLTAICA.

En el contexto de un estudio sobre la eficiencia de la conversión fotovoltaica es necesario establecer los límites teóricos que se pueden alcanzar. Tradicionalmente, dos han sido los enfoques utilizados para determinar la eficiencia teórica de la conversión fotovoltaica:

- La aproximación puramente termodinámica.
- La aproximación mediante la teoría del “equilibrio detallado”.

B.1.- La eficiencia Termodinámica:

El análisis se basa en la aplicación de los principios de la termodinámica al sistema formado por el sol, fuente de energía, y la tierra, que será el sumidero, y determinará el máximo trabajo extraíble de la energía que llega del sol [4].

Desde el punto de vista de la emisión de radiación, la superficie del sol se puede asemejar a un cuerpo negro a una temperatura de unos 5800K (en la literatura es habitual utilizar el valor 6000K). El espectro de su radiación se extiende desde el ultravioleta cercano hasta el infrarrojo (entre 200 y 2700 nm.) de acuerdo al diagrama mostrado en la figura 2.3.

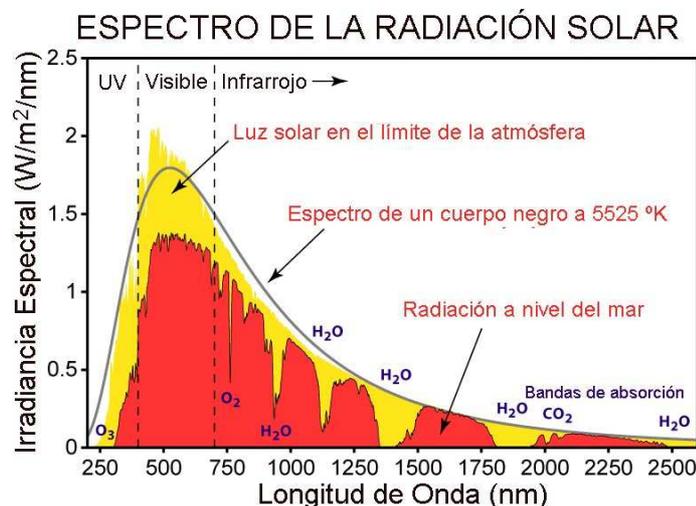


Fig. 2.3: Espectro solar en el exterior de la atmósfera y al nivel del mar.

En color amarillo se muestra la distribución de la radiación solar en el límite de la atmósfera (AM0) y se presenta junto a la curva de emisión de un cuerpo negro a 5525K. El efecto de la atmósfera es filtrar parte de la radiación de manera que el espectro que llega a la superficie terrestre (AM1'5) es más reducido (en color rojo en la figura). Se aprecia en este último la gran absorción que sufren algunas longitudes de onda debido a la presencia de determinadas especies en la

atmósfera (ozono, dióxido de carbono, vapor de agua y oxígeno).

Por otro lado, se considera que la temperatura a la que se encuentra la superficie de la tierra corresponde a un valor medio de 300K. La eficiencia límite del proceso, de acuerdo con Carnot, viene dada por:

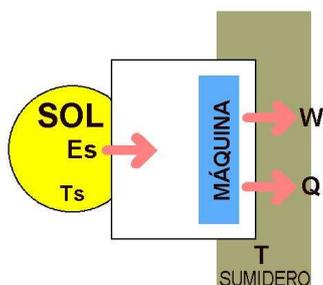


Fig: 2.4: Diagrama usado en la determinación de la eficiencia de Carnot.

$$\eta_{\text{CARNOT}} = 1 - \frac{T}{T_s} = \frac{W}{E_s} \quad (2.2)$$

donde T = Temperatura del sumidero (Tierra),
 T_s = Temperatura del sol,
 E_s = Energía radiante,
 Q = Flujo de calor,
 W = Trabajo.

La eficiencia definida de esta forma alcanza el valor máximo de 95%. Otras expresiones de la eficiencia desde el punto de vista termodinámico han sido propuestas por otros autores:

- Eficiencia de Curzon-Ahlborn [5]:

$$\eta_{\text{C-A}} = 1 - \sqrt{\frac{T}{T_s}} = 77'6\% \quad (2.3)$$

- Eficiencia de Landsberg [6]:

$$\eta_{\text{LANDSBERG}} = 1 + \frac{1}{3} \frac{T^4}{T_s^4} - \frac{4}{3} \frac{T}{T_s} = 93'3\% \quad (2.4)$$

Todas las eficiencias anteriores utilizan solo valores de temperatura y ofrecen resultados muy por encima de los obtenidos experimentalmente. Únicamente podrían aproximarse en el caso de una célula solar sobre la que se aplicara luz monocromática ajustada.

El hecho de que solo una parte de la energía radiada por el sol pueda participar en la conversión fotovoltaica (únicamente los fotones con una energía superior al GAP energético de la célula) obliga a utilizar un cálculo de la eficiencia teórica desde un enfoque más próximo a la física de estado sólido.

B.2.- La eficiencia mediante la teoría del Equilibrio Detallado: El límite de Shockley-Queisser.

La principal aportación para determinar el límite de eficiencia de una célula solar ha sido el trabajo realizado en 1961 por W. Shockley y H. Queisser [7] sobre una célula compuesta por una unión PN simple. En vez de predecir el límite de eficiencia a partir de los datos empíricos o los obtenidos por los modelos semiempíricos, Shockley y Queisser abordaron el análisis de forma teórica basándose, entre otros supuestos, en el principio de “Equilibrio Detallado” (*Detailed Balance*) aplicable a la relación entre los procesos de absorción y emisión de energía (generación de portadores y recombinación).

El modelo teórico de Shockley-Queisser no tiene en cuenta algunos factores que implican pérdidas en los dispositivos reales pero que no son inherentes al proceso de conversión fotovoltaica, por ejemplo las pérdidas óhmicas, las pérdidas ópticas por reflexión o el efecto de calentamiento de la célula durante su funcionamiento.

La principal causa de pérdida de eficiencia de la célula solar se debe a que de toda la radiación procedente del sol solo se pueden aprovechar aquellos fotones que tengan una energía superior al GAP del semiconductor.

La primera aproximación al límite de eficiencia es denominada por Shockley-Queisser como “*ultimate efficiency*” y se define simplemente como la relación entre la energía que tienen los fotones de la parte alta del espectro (superior al GAP) y el total de energía de la radiación, suponiendo que el sol se comporta como un cuerpo negro perfecto a 6000K y la célula recibe toda su radiación:

$$\eta_{ULT}(E_g) = \frac{E_g Q_S}{P_S} \quad (2.5)$$

donde E_g = Energía del GAP.

Q_S = Número de fotones con una energía igual o superior a E_g que inciden por unidad de área y unidad de tiempo,

P_S = Potencia incidente total.

Descrita de esta forma, η_{ULT} supone que solo los fotones con energía igual o superior a E_g son absorbidos y que cada uno de ellos contribuye con la energía del

GAP que será totalmente convertida en potencia eléctrica por medio de una tensión de salida V_g tal que $E_g = q \cdot V_g$.

La ecuación (2.5) puede expresarse también como:

$$\eta_{ULT}(v_g) = \frac{h v_g Q_s}{P_s} \quad \text{con} \quad E_g = h v_g \quad (2.6)$$

donde v_g = Frecuencia umbral de los fotones absorbidos.

h = Constante de Planck.

Tanto Q_s como P_s pueden ser calculados a partir de la ley de Planck de la radiación del cuerpo negro de manera que η_{ULT} puede expresarse como:

$$\eta_{ULT}(x_g) = \frac{x_g \int_{x_g}^{\infty} \frac{x^2 dx}{e^x - 1}}{\int_0^{\infty} \frac{x^3 dx}{e^x - 1}} \quad \text{donde} \quad x_g = \frac{E_g}{k_B T_s} \quad (2.7)$$

con T_s = Temperatura del sol como cuerpo negro.

k_B = Constante de Boltzmann.

La gráfica de la figura muestra la eficiencia máxima (η_{ULT}) en función de la energía del GAP de la unión (en eV):

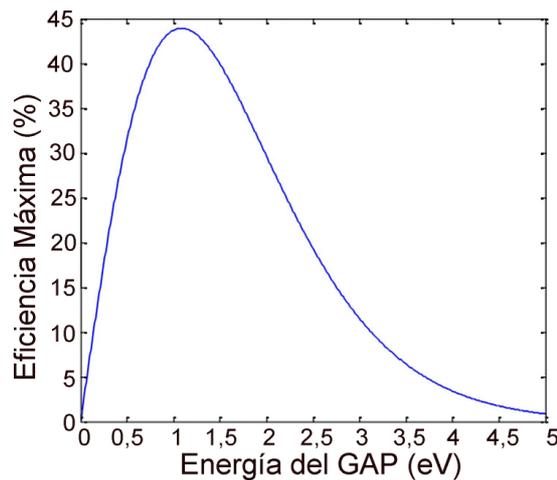


Fig: 2.5: Eficiencia Máxima (*ultimate efficiency*) frente a E_g (eV).

La gráfica muestra un máximo del 44% alrededor de la energía GAP de 1'08 eV (el silicio monocristalino tiene una energía de banda prohibida de 1'11 eV a 300K).

Pero esta eficiencia máxima se verá reducida al incorporar en el análisis algunos aspectos que hasta ahora no se habían tenido en cuenta:

- a) La célula solar no recibe toda la energía generada por el sol, como se había supuesto anteriormente, lo que equivaldría a disponer de un concentrador de luz solar de relación 46200:1, que es el valor máximo teórico. En realidad la parte de energía que llega a la célula corresponde al ángulo sólido que define el disco solar visto desde la tierra (radiación de 1 sol).
- b) El espectro que llega a la tierra es más reducido que el proporcionado por un cuerpo negro a 6000K, que modela la radiación extraterrestre del sol (la figura 2.3 mostraba el espectro normalizado AM 1'5, superficie terrestre a nivel del mar).
- c) La célula no se encuentra a 0K, como se había supuesto para poder despreciar la energía radiada por esta. La temperatura de la célula será la ambiente (unos 300K) o incluso superior debido al calentamiento interno.
- d) El análisis realizado no tienen en cuenta el proceso de recombinación sino que asume que todos los fotones con energía suficiente generan portadores que contribuyen a la energía eléctrica de salida. Sin embargo, una parte de los portadores creados no alcanzan el exterior del cristal sino que se recombinan y desaparecen. La relación entre los procesos de generación y recombinación de portadores fue cuantificada por Schotley-Queisser aplicando el principio del "equilibrio detallado" a partir del cual se estimó la pérdida de eficiencia por esta causa.

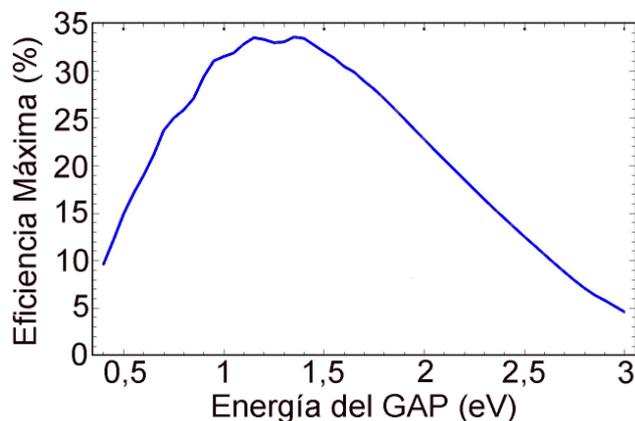


Fig. 2.6: Eficiencia Máxima de S-Q frente a E_g (eV).

El límite de eficiencia propuesto finalmente por Schotley-Queisser aparece recogido en la gráfica de la figura 2.6, que corresponde a una célula de unión simple, con una radiación de 1 sol y espectro AM1'5 a una temperatura de 300K. El

máximo valor alcanzado en la gráfica corresponde a una eficiencia próxima a 33'7% cuando la energía de banda prohibida está alrededor de 1'4 eV.

El límite de eficiencia es aplicable a diferentes tecnologías fotovoltaicas construidas con una única unión caracterizada por su energía GAP. La figura 2.7 muestra el límite de eficiencia para distintos materiales utilizados en la fabricación de células fotovoltaicas: Silicio cristalino (c-Si), CdTe, CIS-CIGS, GaAs, CdS y ZnO (estos últimos se utilizan como materiales 'ventana'). La energía de banda de las células CIGS se muestra como un intervalo ya que puede ajustarse mediante la relación In/Ga utilizada en su fabricación.

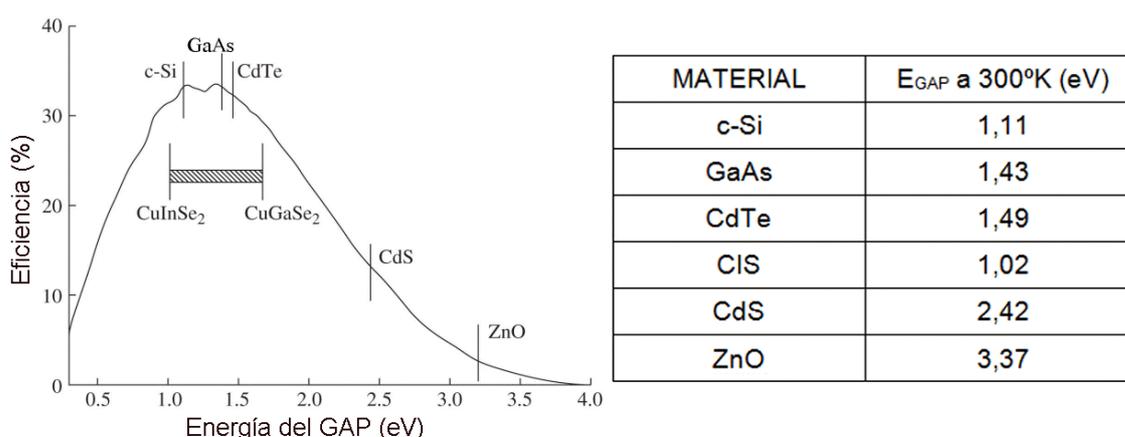


Fig: 2.7: Eficiencia Máxima de S-Q para células simples de distintos materiales.

C) CAUSAS DE LA PÉRDIDA DE EFICIENCIA.

Son bien conocidos los factores que limitan la eficiencia de la conversión fotovoltaica, algunos de ellos inherentes al propio proceso y otros sobre los que los diseñadores pueden actuar con el fin de reducir su influencia. Las principales causas que reducen la eficiencia de las células solares de unión simple son las que se muestran en el diagrama de la figura 2.8:

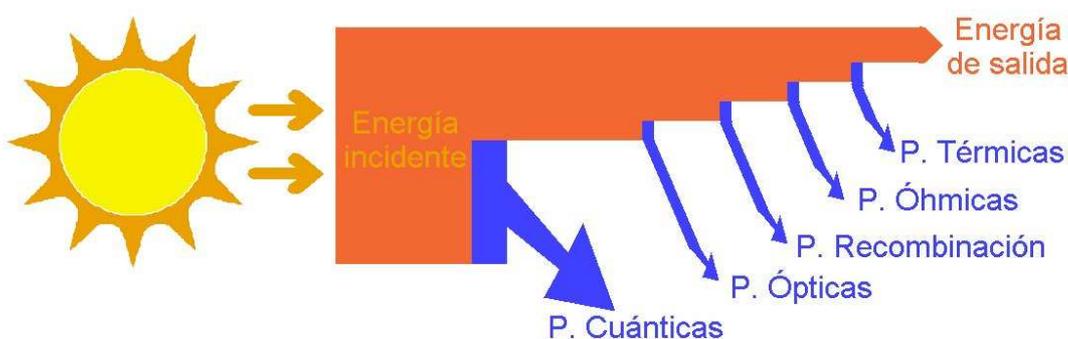


Fig: 2.8: Principales causas de pérdida de eficiencia.

1) Pérdidas Cuánticas:

No todos los fotones incidentes tienen unas características óptimas desde el punto de vista de la eficiencia en la conversión fotoeléctrica:

- a) Aquellos que tengan una energía inferior a la de la banda prohibida del semiconductor no serán absorbidos y atravesarán la célula. De esta forma su energía no podrá convertirse.
- b) Aquellos que tengan una energía superior (o bastante superior) a la del GAP del semiconductor probablemente serán absorbidos y generarán un par electrón-hueco. Los portadores generados por estos fotones mantendrán temporalmente una energía elevada, precisamente la diferencia entre la energía del fotón y la del GAP, que perderán en forma de calor (termalización). Esa parte de la energía de la radiación tampoco será aprovechada en la conversión fotovoltaica.

Las pérdidas cuánticas son el principal motivo de la pérdida de eficiencia de las células solares.

2) Pérdidas Ópticas:

Las pérdidas ópticas impiden que toda la luz que incide sobre la célula penetre y pueda ser absorbida para crear portadores. Las principales causas de las pérdidas ópticas son las siguientes:

- a) **Sombreado de los contactos metálicos de la cara expuesta.** En las células de silicio, la recolección de portadores de la región superior de la unión P-N (silicio-n) se realiza mediante un contacto metálico dispuesto sobre ella. El diseño de esa capa metálica ha de satisfacer un compromiso: por un lado debe reducirse al máximo su extensión sobre la superficie del semiconductor para limitar el sombreado que esta produce, pero por otro, debe ser suficientemente amplia para disminuir la resistencia óhmica asociada al contacto.

La forma normalmente adoptada es la típica que se representa en la figura 2.9, formada por líneas horizontales distribuidas por toda la superficie y unidas mediante barras verticales que se usan además para la conexión de las distintas células dentro de un módulo.

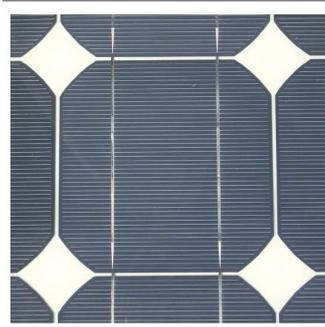


Fig: 2.9: Metalización típica de una célula de silicio (fingers).

- b) **Reflexión en la superficie iluminada de la célula.** Dependiendo de la dirección de incidencia de la luz, parte de esta puede ser reflejada por la superficie de la célula y no llega al interior del semiconductor.
- c) **Transmisión de la luz sin absorción.** Para aumentar la probabilidad de absorción de los fotones es necesario que el semiconductor tenga un espesor suficiente, sobre todo en el caso del silicio. De no ser así, algunos fotones útiles atravesarán el semiconductor sin ser absorbidos.

Las técnicas habitualmente utilizadas para mejorar las propiedades ópticas de las células solares son:

- a) **Depósito de una capa antirreflejante (ARC).** Para reducir la reflexión en las células solares se recubren de una capa transparente de un espesor adecuado. El funcionamiento de esta capa antirreflexión se basa en el espesor con el que se aplique, un cuarto de la longitud de onda de la radiación que se quiera maximizar, de manera que la interferencia entre la luz reflejada en la superficie de la ARC y la reflejada en la superficie del semiconductor produzca la cancelación de estas [8].

$$d = \frac{\lambda}{4n} \quad (2.8)$$

donde d = Espesor de la capa.

λ = Longitud de onda de la radiación no reflejada

n = Índice de refracción del material de la ARC.

La reflexión además se minimiza si se elige n como la media geométrica de los índices de refracción a ambos lados de la capa ARC, es decir, el vidrio de protección y el semiconductor:

$$n = \sqrt{n_v \cdot n_s} \quad (2.9)$$

donde n_v = Índice de refracción del vidrio.

n_s = Índice de refracción del semiconductor.

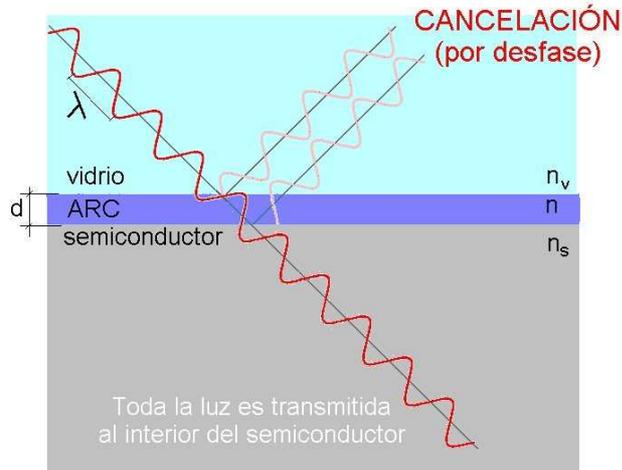


Fig: 2.10: Fundamento de la capa antirreflejante (ARC)

- b) **Texturización de la superficie de la célula.** Con el fin de reducir las pérdidas por reflexión en la cara expuesta de la célula, la superficie del semiconductor se graba para dotarle de una textura irregular. Las formas más habituales que adopta esa textura son las de pirámides de altura aleatoria [9]-[10] y las de pirámides invertidas [11].

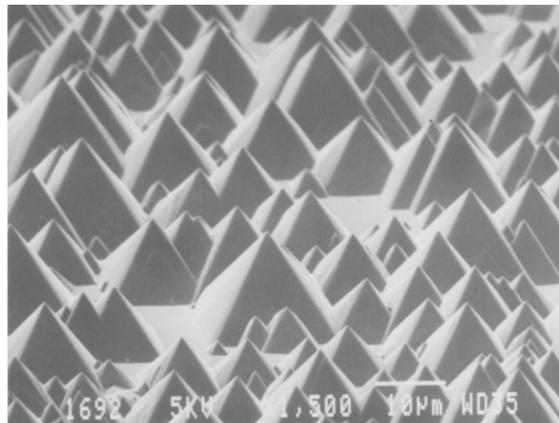


Fig: 2.11: Texturización de la superficie del semiconductor.

La textura superficial contribuye también a aumentar el recorrido de la luz en el interior del semiconductor mediante la técnica *Light trapping*.

- c) **Retención de la luz (*Light trapping*).** El propósito de esta técnica es mantener la luz incidente en el interior del cristal el mayor tiempo posible para asegurar su absorción, especialmente importante en el caso del silicio que es un material con una característica de absorción pobre.

A la retención de la luz contribuyen la metalización del contacto de la cara posterior de la célula y la textura de su cara superior. El contacto posterior se construye como una superficie reflejante pero con una textura irregular. De esta forma, la luz incidente que alcanza la cara posterior de la célula sin haber sido absorbida es reflejada con una dirección aleatoria y recorre de nuevo el interior del cristal. Al llegar a la superficie, su textura piramidal probablemente lo vuelva a reflejar hacia el interior del semiconductor.

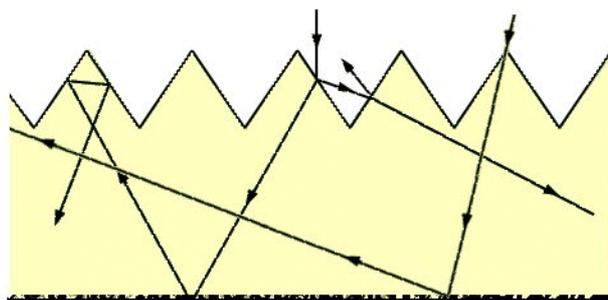


Fig. 2.12: *Light trapping* en el interior del semiconductor.

La técnica *light trapping* permite reducir el espesor del semiconductor manteniendo una alta eficiencia en la absorción. Por otro lado, el aumento de espesor para mejorar la absorción es un procedimiento limitado ya que, si se utiliza una anchura elevada, los portadores creados lejos de la unión con mucha probabilidad se recombinarán antes de llegar a esta.

3) Pérdidas por Recombinación:

La profundidad de penetración de los fotones antes de ser absorbidos es variable y, por tanto, no todos los pares electrón-hueco se crean en la zona espacial de la unión, donde serían separados instantáneamente por el campo eléctrico. Algunos portadores se generan lejos de la unión y en su camino hacia ella podrán encontrar una carga complementaria y se recombinarán, lo que conlleva su eliminación como portadores y ya no formarán parte de la corriente de salida de la célula solar.

Los procesos de recombinación pueden ser clasificados de distintas formas. Es habitual distinguir entre la recombinación en el grueso del semiconductor (*bulk*) y la recombinación en la superficie, y entre la recombinación “banda a banda” (recombinación directa entre las bandas de conducción y valencia) y la recombinación a través de niveles energéticos situados en el interior de la banda prohibida y asociados a defectos en la red del semiconductor.

Los procesos de recombinación también pueden ser clasificados en función del medio que absorbe la energía de la recombinación del par electrón-hueco. Se distingue entonces entre *Recombinación Radiante* (asociada a la emisión de un fotón) y los dos principales mecanismos de la recombinación no radiante: *Auger*, en el que la energía de recombinación es absorbida por un portador libre que asciende a niveles energéticos superiores dentro de su banda, y la *Transición a través de defectos (Multifonón)*, en el que la recombinación se produce en dos o más pasos a través de niveles energéticos intermedios y la energía se aplica a aumentar la vibración de la red con la correspondiente emisión de fonones.

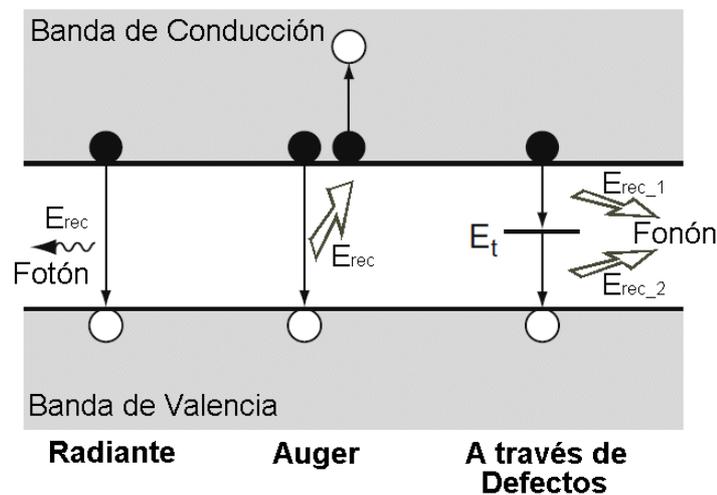


Fig: 2.13: Esquema de los procesos de recombinación.

El proceso de recombinación es particularmente intenso en las superficies del semiconductor debido a la presencia masiva de defectos en la red cristalina que introducen estados en la banda prohibida. Los fabricantes adoptan algunas estrategias para reducir esa recombinación:

- a) **Pasivación de las superficies externas de la célula**, mediante una capa de óxido en el caso del silicio o una “capa ventana” en otras tecnologías.
- b) **Creación de una región BSF (*Back Surface Field*)**, consistente en aumentar el dopado (p^+) de la región de semiconductor adyacente al contacto metálico de la cara posterior de la célula. La figura muestra la mejora de la probabilidad de separación de los portadores al incluir la capa BSF en la célula solar [12].

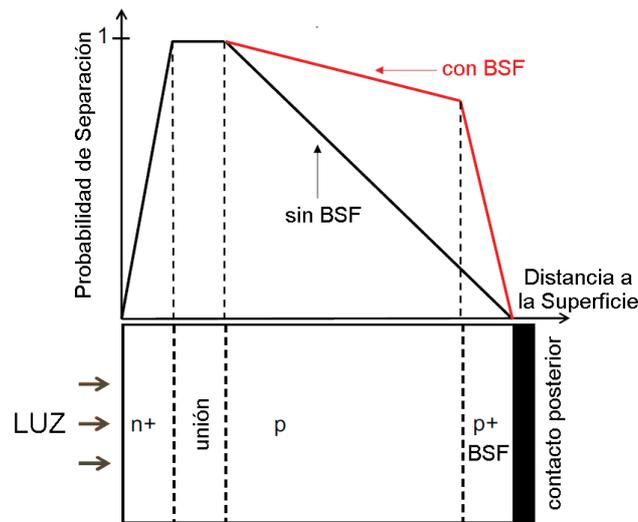


Fig: 2.14: Probabilidad de separación de los portadores en función del punto en el que se generan.

4) Pérdidas Óhmicas:

La bibliografía considera habitualmente dos componentes resistivos en el circuito equivalente de una célula solar:

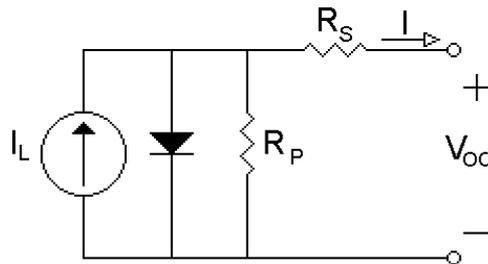


Fig: 2.15: Circuito equivalente de una célula solar.

- **Resistencia serie (R_S):** Representa la resistencia al paso de corriente ofrecida por los contactos de la célula y el propio material semiconductor.
- **Resistencia paralelo (R_P):** Está relacionada con la naturaleza no ideal de la unión P-N y las impurezas próximas a los bordes de la célula que tienden a proporcionar un camino de fuga para la corriente generada por la luz.

El efecto más significativo de ambas resistencias es degradar el factor de llenado (FF) de la célula.

5) Pérdidas Térmicas:

Diversos fenómenos presentes en el funcionamiento de una célula solar

tienden a aumentar su temperatura (termalización, pérdidas óhmicas, recombinación no radiante, etc.) lo que redundaría en la pérdida de eficiencia de la conversión fotovoltaica. En el caso de una célula de silicio cristalino, el coeficiente de temperatura de la potencia entregada por la célula está en torno a $-0'0044\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$.

D) MEJORA DE EFICIENCIA EN LAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.

Se analizarán en este apartado algunos conceptos o líneas de investigación orientadas a mejorar la eficiencia de las células solares. Estas técnicas constituyen la denominada "Tercera generación", término acuñado por M. A. Green [13].

El profesor Green distingue tres generaciones en el desarrollo de la tecnología fotovoltaica:

- La primera generación la constituyen las células de silicio caracterizadas por:
 - Elevado coste, derivado del material empleado en su fabricación, "gruesas" capas de silicio de elevada pureza.
 - Eficiencia moderada.
 - Tecnología madura con gran implantación. En la actualidad es la más desarrollada, la gran mayoría de los sistemas fotovoltaicos instalados utilizan células de silicio cristalino y policristalino.
- La segunda generación la constituyen las tecnologías de película fina (*Thin film*) que nacieron con el propósito de reducir el coste del material fotovoltaico frente a las células de silicio. Las características principales de esta generación son:
 - El coste de producción de este tipo de módulo es más reducido que el de los módulos de silicio.
 - La eficiencia ofrecida por estos dispositivos es también inferior a la conseguida con el silicio.
 - La tecnología actual ha alcanzado el hito de poner instalaciones fotovoltaicas en producción pero su cuota de mercado es muy inferior a la del silicio (mono y policristalino).
- La tercera generación tiene como idea clave el aumento importante de la eficiencia de las células (por encima incluso del límite de Shockley-

Queisser) sin elevar los costes de producción. Al día de hoy la tercera generación está formada solo por “conceptos” sobre los que se investiga intensamente, pero no tiene desarrollo empírico, o únicamente lo tiene a nivel de laboratorio sin que se haya producido el salto a la producción industrial.

El conocido diagrama de Green [14] de las generaciones recoge la situación de las tres generaciones y sus expectativas en unos ejes eficiencia/coste.

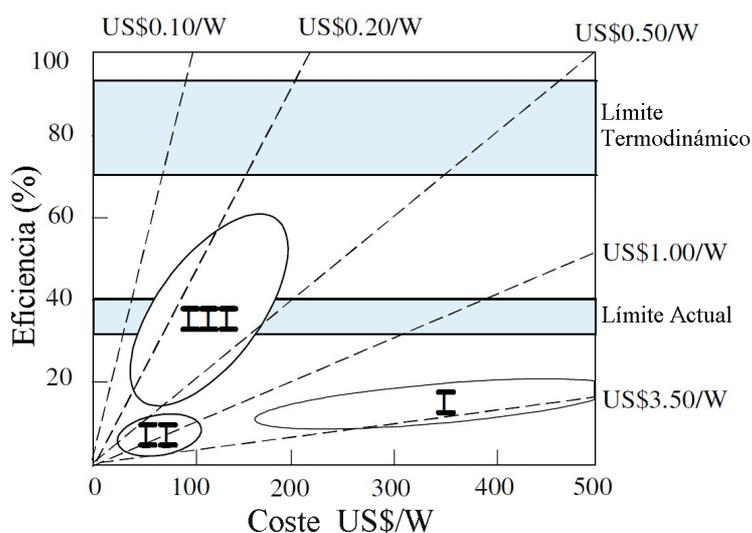


Fig: 2.16: Diagrama Eficiencia/Coste de las tres generaciones (US\$ de 2003).

Las líneas de investigación para mejorar la eficiencia de las células por encima del límite Shockley-Queisser se sitúan alrededor de varias ideas básicas:

- Ampliar el rango espectral que puede absorber la célula: células multiunión, células con bandas intermedias, células con pozos cuánticos, etc.
- Reducir las pérdidas por termalización: células *Hot-carriers*, varios pares electrón-hueco por fotón, etc.
- Adaptar el espectro solar al material receptor: Conversión *Up* y *Down*, células termofotovoltaicas y termofotónicas, etc.
- Aumentar la cantidad de luz incidente: Concentración fotovoltaica.

Las ideas anteriores no son en todos los casos excluyentes y pueden aplicarse simultáneamente al diseño de los dispositivos desarrollados en los laboratorios. Se describirán a continuación alguna de estas técnicas.

1) CÉLULAS SOLARES MULTIUNIÓN:

Las células convencionales (de una unión) solo aprovechan de manera eficiente un rango estrecho de fotones. Bien porque los fotones sean muy energéticos y parte de su energía se pierda por termalización, o porque sean demasiado poco energéticos y atraviesen la célula sin ser absorbidos, gran parte de la energía contenida en la radiación luminosa se pierde. La idea de las células multiunión (también denominadas *tandem* en algunos casos) es disponer apiladas en una misma estructura varias células solares monounión con distinto GAP. Las que tengan bandas prohibidas de mayor energía se colocarán más próximas a la cara expuesta al sol y las de menor GAP en el otro extremo. Las células superiores absorberán los fotones más energéticos y dejarán pasar los que tengan menos energía que serán gradualmente absorbidos en las células inferiores. De esta forma se divide el espectro de la radiación incidente en intervalos que son absorbidos de manera óptima por cada una de las uniones que forman la célula compuesta.

Una estructura típica es la que se muestra en la siguiente figura:

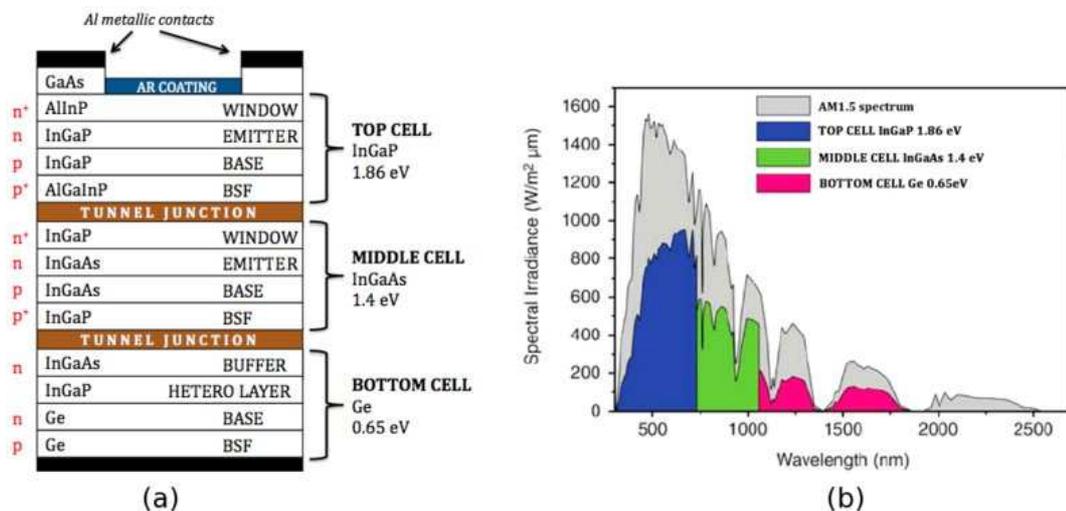


Fig. 2.17: Ejemplo de célula de triple unión (Fuente: Franhoufer Institute for Solar Energy Systems)

La figura representa una célula de triple unión de dos terminales [15]. La célula superior está fabricada con InGaP con una energía de GAP de 1'86 eV; la célula intermedia está construida con InGaAs con GAP de 1'4 eV y la inferior es una célula de germanio con un GAP de 0'65 eV. En la figura se muestra también el rango del espectro sobre el que trabaja cada una de las células.

En laboratorio se han desarrollado células de 2, 3, 4 e incluso 5 uniones. Las posibilidades teóricas de esta tecnología fueron analizadas por De Vos [16] siguiendo un procedimiento similar a Shockley-Queisser aplicado a dispositivos

formados por 2, 3, o más células apiladas, en condiciones de sol natural o mediante concentradores. Los resultados de eficiencia deducidos fueron:

EFICIENCIA (%)		
Nº UNIONES	SIN CONCENTRACIÓN	CONCENTRACIÓN MÁX. (45900 : 1)
1 (Límite S-Q)	30	40
2	42	55
3	49	63
4	53	68
∞	68'2	86'8

Tabla 2.2: Límite teórico de la eficiencia en células multiunión.

Normalmente las células multiunión trabajan con solo dos terminales, es decir, durante su fabricación las distintas células se conectan eléctricamente en serie sin conexiones externas (en ocasiones se hacen crecer unas sobre otras con procesos de epitaxia). Como las células se comportan como fuentes de corriente, para que la conexión serie sea eficiente se han de ajustar durante la fabricación sus características para que todas trabajen a la misma corriente (el ajuste se realiza controlando el GAP de cada unión mediante la composición de los materiales y la anchura de cada célula). La necesidad de este ajuste reduce ligeramente la eficiencia que podría obtenerse. Por otro lado, los dispositivos creados son sensibles a la composición espectral de la luz incidente si esta es diferente a AM1'5 para la que se habrá ajustado. Si una de las células recibe menos radiación en su rango espectral de trabajo de aquella para la que se había ajustado, reducirá su corriente respecto al resto y penalizará el funcionamiento del dispositivo completo.

Algunas estructuras multiunión utilizan células de cuatro terminales, es decir, por construcción aíslan eléctricamente cada una de las células que forman la pila (aunque mantienen su acoplamiento óptico) y les dotan de terminales que permiten conectarlas externamente [17]. En este caso las células se ajustan para tener una tensión similar y se conectan exteriormente en paralelo. Posiblemente esta sea la tecnología que más tempranamente se aplique a los dispositivos industriales.

2) CÉLULAS SOLARES MULTI-GAP:

En el apartado anterior se describían células formadas por la apilación de uniones de distintos materiales con el fin de aprovechar un mayor rango del espectro de la luz incidente. La propuesta en este caso es utilizar una única unión

pero modificar el material usado creando niveles de energía permitidos dentro de la banda prohibida. De esta forma las transiciones se podrán realizar de manera directa mediante la aplicación de la energía del GAP, o de manera indirecta en varios pasos a través de los niveles intermedios. Serán absorbidos entonces fotones muy energéticos para las transiciones directas y otros con menos energía para las transiciones parciales.

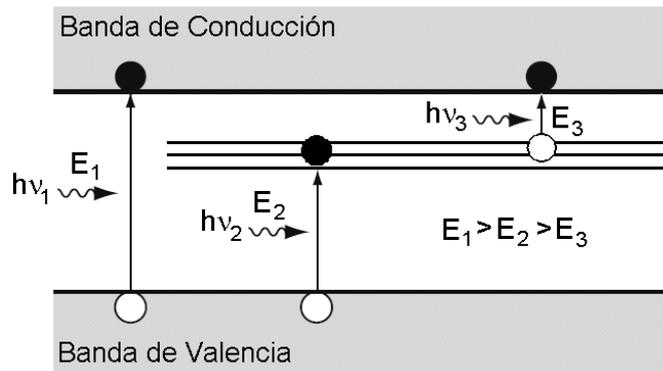


Fig. 2.18: Fundamento de las células solares multigap.

Se emplean varias formas diferentes de crear células multigap que se pueden agrupar en dos categorías: Células basadas en el efecto fotovoltaico de las impurezas (IPV: *Impurity Photovoltaic Effect*) y Células de banda intermedia (IB: *Intermediate Band*).

a) **Células IPV:**

El efecto IPV se consigue dopando con elementos adecuados a los semiconductores fotovoltaicos de banda prohibida ancha con el fin de conseguir niveles energéticos válidos, proporcionados por esas impurezas, en el interior del GAP. Los trabajos considerados como referencia en esta tecnología son los de Keevers y Green [18] en 1994, Luque y Martí [19] en 1997 y Beaucarne [20] y otros en 2002.

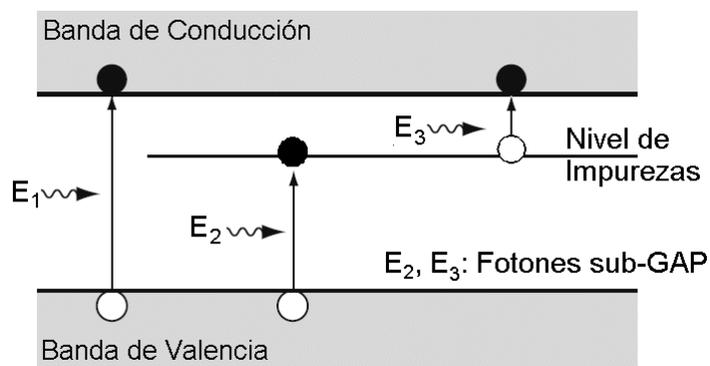


Fig. 2.19: Diagrama del efecto IPV en una célula multigap.

b) **Células IB:**

Un concepto relacionado con el anterior es el denominado “banda intermedia, IB” caracterizado por la existencia de una banda estrecha en el interior de la banda de energía prohibida del material principal. La banda intermedia se consigue habitualmente mediante la adición de “*quantum dots*”². Se han realizado algunos trabajos experimentales utilizando *quantum dots* de InAs en un sustrato de GaAs [21] o dopando oxígeno en ZnTe [22].

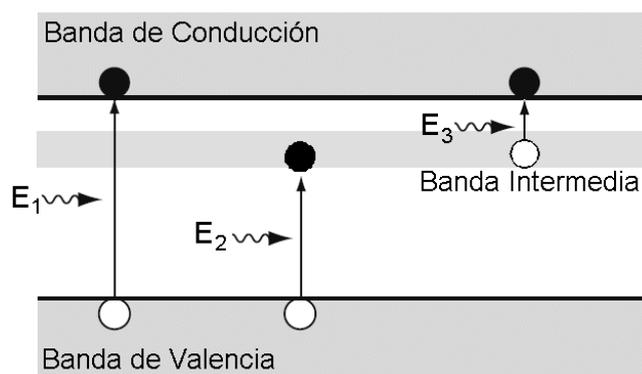


Fig: 2.20: Diagrama de una célula solar de banda intermedia.

Desde el punto de vista teórico, diversos autores^{23,24} han estimado la posibilidad de mejora de eficiencia con estas técnicas. Los resultados más generalizados sitúan el máximo de eficiencia posible, en las mejores condiciones, alrededor del 63%, el mismo que tendría una célula multiunión de tres uniones, pero con la ventaja en este caso de que se trata de una única célula y no se vería afectada por la necesidad de coincidencia de la corriente en todas las uniones como en las células multiunión, y su correspondiente sensibilidad a la composición espectral de la luz incidente.

Sin embargo dos factores planean alrededor de estas propuestas que pueden impedir alcanzar las eficiencias estimadas:

- La existencia de niveles energéticos intermedios incrementa notablemente la recombinación no radiante, lo que supone un camino de pérdida de energía. La introducción de *quantum dots* en el seno del cristal también fomenta la recombinación no radiante, en función de la densidad empleada.

² Los *Quantum Dots* (QD) son nanopartículas del material semiconductor, normalmente de un diámetro en el rango de 2 a 10 nm. Debido a su pequeño tamaño exhiben propiedades ópticas y electrónicas diferentes a las normales en el material del que están formados, entre ellas la emisión de fotones cuya longitud de onda depende del tamaño del *dot*.

- La eficiencia máxima de estas técnicas se estima suponiendo que los fotones más energéticos no se emplean en aquellas transiciones que pueden realizar los fotones menos energéticos. Asegurar eso implica utilizar técnicas de absorción selectiva de fotones [25].

La investigación sobre estas técnicas ha sido intensa pero, aunque se ha comprobado la formación de bandas intermedias, no se han conseguido dispositivos experimentales con un aumento de eficiencia significativo.

3) CÉLULAS SOLARES “HOT CARRIERS” (HCSC):

En una célula de silicio de unión simple alrededor del 33% de la energía de los fotones incidentes se aplica a incrementar la energía cinética de los electrones en la banda de conducción (y la de los huecos en la banda de valencia) [26].

El exceso de energía de algunos fotones respecto a la energía de la banda prohibida se distribuye entre los electrones y los huecos creados y, de esta forma, adquieren una energía alta dentro de sus respectivas bandas. Son los llamados “*Hot-carriers*” (portadores calientes).

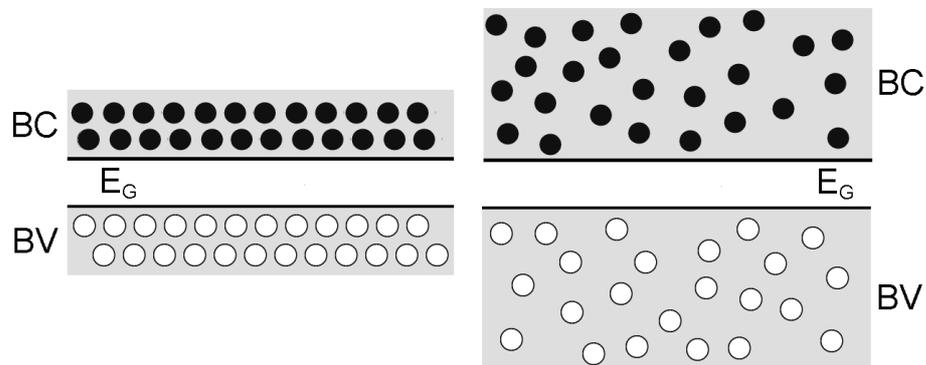


Fig: 2.21: Distribuciones de portadores en sus bandas: *Cold carriers* (izqda) y *Hot carriers* (dcha).

Los portadores “calientes” pierden su energía en forma de calor (termalización) en la red cristalina. La termalización ocurre en un periodo de tiempo muy corto, del orden de picosegundos. Si se pudieran evitar las pérdidas de energía por termalización la eficiencia de la conversión fotovoltaica aumentaría significativamente.

El propósito de las células solares basadas en los *Hot-carriers* es extraer esos portadores de la célula mientras conserven esa alta energía para poder utilizarla. En la primera propuesta de HCSC, Ross y Nozik [27] estimaban una eficiencia máxima para estos dispositivos del 66% con una intensidad de un sol.

La célula HC deberá estar construida con un material (Absorbedor) que

ralentice la termalización de los portadores con alta energía o que bloquee su transmisión de energía, y un sistema capaz de recoger solo los portadores excitados. Para ello los contactos deberían ser capaces de extraer los *Hot-carriers* de la célula solar a un determinado nivel de energía [28] (contacto selectivo de energía). La figura 2.22 muestra de forma esquemática el funcionamiento de una HCSC.

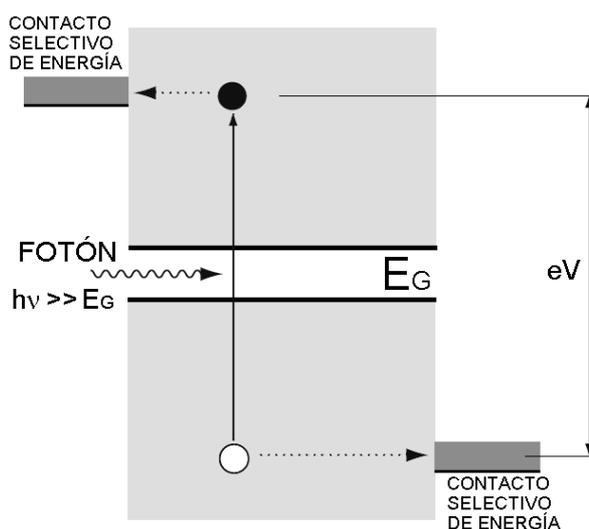


Fig. 2.22: Diagrama de funcionamiento de una célula solar HC.

Las líneas actuales de investigación apuntan a la utilización de nanoestructuras y *quantum dots* para la obtención de adecuados materiales absorbedores y filtros energéticos de los portadores [29]-[30].

4) MÚLTIPLES PARES ELECTRÓN-HUECO POR FOTÓN:

Uno de los inconvenientes que limita la eficiencia de una célula solar de unión simple es la parte de la energía de cada fotón absorbido que no es convertida en potencia eléctrica sino en calor, y por tanto no aprovechable.

Desde hace más de 40 años se conoce la posibilidad de crear más de un par electrón-hueco a partir de un fotón muy energético [31]. La formación de más pares de portadores que fotones se ha atribuido al fenómeno de Ionización por Impacto. El efecto consiste en que el electrón (o el hueco) creado por un fotón de alta energía conserva parte de esta y en vez de perderla por interacciones con la red en forma de fonones, por medio de un proceso de impacto la transfiere a un electrón de la banda de valencia que es impulsado a la banda de conducción.

La ionización por impacto sería el fenómeno complementario de la recombinación no radiante de Auger, en el que la energía liberada por la recombinación de dos portadores se transfiere a un electrón o a un hueco que

adquiere alta energía cinética dentro de su banda.

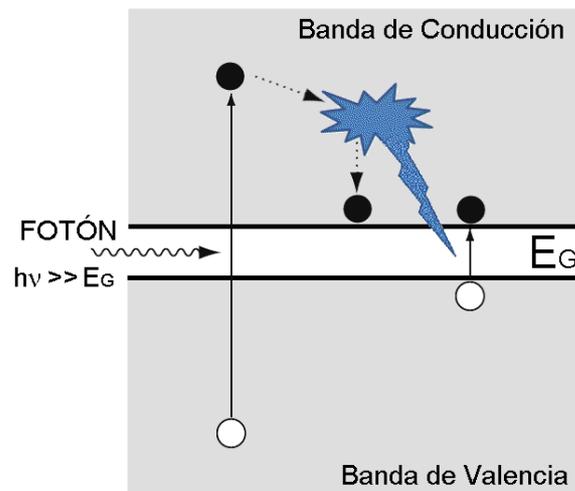


Fig: 2.23: Creación de dos electrones libres por fotón en un proceso de Ionización por Impacto.

Las experiencias en este sentido, sin embargo, han ofrecido resultados desalentadores: La mejora en el rendimiento cuántico^③ ha sido muy reducida y solo aparece cuando los fotones tienen una energía muy superior a la del GAP. Para semiconductores fotovoltaicos fundamentales, como el silicio, la ionización por impacto no sería significativamente útil hasta que la energía de los fotones incidentes excediera de 3'5 eV (más de tres veces la energía del GAP), que corresponde al rango de la radiación ultravioleta más allá del espectro de la luz solar incidente. Además, incluso con fotones de 5 eV la ionización por impacto solo generaría un rendimiento cuántico de 1'3.

La razón de la baja eficiencia de este proceso es que la probabilidad de que se produzca la ionización por impacto en el silicio (y en otros semiconductores en su estado natural, no cuantizados) es muy baja ya que su velocidad es mucho menor que la de otros procesos con los que compite, como el enfriamiento de los portadores por interacciones con la red [32].

Sin embargo se ha descubierto que este proceso es mucho más eficiente en los *quantum dots* que en los materiales semiconductores continuos (*bulk materials*). El proceso se denomina ahora Generación Múltiple de Excitones^④

^③ Rendimiento Cuántico: Relación entre los electrones generados y los fotones recibidos.

^④ Un excitón es una quasi-partícula formada por un electrón y un hueco ligados a través de interacciones coulombianas. No son exactamente portadores libres ya que existe entre ellos una energía de ligadura. Solo podrán producir portadores libres después de la disociación con la correspondiente pérdida de energía.

(MEG: *Multiple Exciton Generation*). El proceso de generación de excitones en los *quantum dots* es mucho más rápido (inferior a 100 fs) que la velocidad de enfriamiento mediante la emisión de fonones, por lo que el proceso MEG llega a ser eficiente. La energía del fotón necesaria para generar dos excitones sería solo ligeramente superior a dos veces la del GAP [33]. La figura 2.24 muestra de manera esquemática la generación de dos excitones por la incidencia de un fotón muy energético en un punto cuántico (QD).

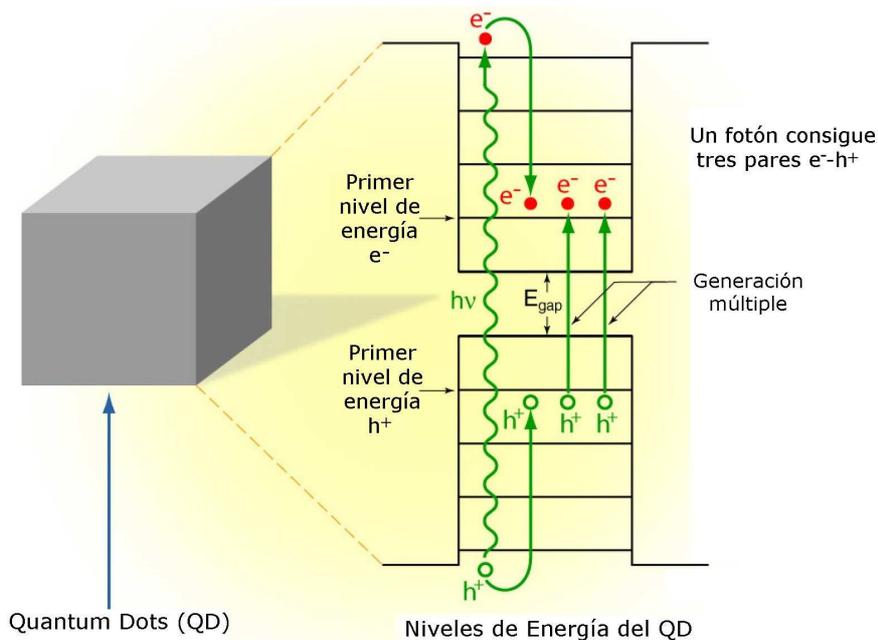


Fig. 2.24: Generación múltiple de excitones en puntos cuánticos (Fuente: NREL - EEUU).

El efecto MEG se observó inicialmente en puntos cuánticos de PbSe [34], pero al día de hoy se ha documentado en numerosos materiales, incluso en el silicio.

Sin embargo la verificación del efecto está sometido a controversia. Ciertos autores han indicado que el método utilizado para la verificación (espectroscopía por absorción) no es el adecuado, que los experimentos propuestos no son reproducibles o, que al hacerlo el resultado obtenido es mucho más limitado que el indicado [35]. Algunos autores de referencia han anunciado también su incapacidad para reproducir sus experimentos.

Aparte del fenómeno físico se mantienen actualmente algunos retos adicionales para conseguir a partir de él unas células solares más eficientes, principalmente la búsqueda de un mecanismo eficaz de extraer y transferir las cargas generadas desde las nanoestructuras de los materiales al exterior de la célula.

5) CONVERSIÓN ESPECTRAL:

Los conceptos presentados anteriormente tratan de modificar los materiales semiconductores utilizados en la fabricación de células solares para que sean capaces de absorber la mayor parte del espectro solar. Existe otro enfoque consistente en modificar el espectro de la luz incidente para adaptarlo a la respuesta espectral de las células solares convencionales.

La propuesta es colocar unas capas superpuestas a las células solares que transformen el espectro de la luz desde el solar (AM 1'5), con un amplio rango de energías, a otro con la misma densidad de potencia pero un rango de energías mucho más estrecho y ajustado a la zona de mayor respuesta de la célula.

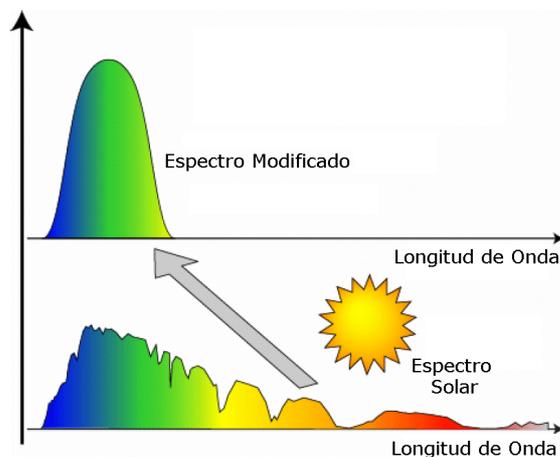


Fig. 2.25: Fundamento de la conversión espectral (Fuente: NREL - EEUU).

Por ejemplo, en el caso de una célula de silicio, la eficiencia de la conversión de fotones con una energía de 1'12 eV, similar a la del GAP, es muy alta (cercana al 100%). Sin embargo la eficiencia en la conversión de fotones muy energéticos ($\sim 3\text{eV}$) o muy poco energéticos ($\sim 0'3\text{eV}$) es muy pequeña. La eficiencia global aumentaría si tanto los fotones muy energéticos como los muy poco energéticos fueran convertidos en fotones con una energía próxima a la del GAP.

Los procesos de conversión del espectro tienen la ventaja de que pueden ser concebidos y realizados de forma separada a la estructura semiconductor utilizada para implementar la célula solar. Incluso pueden aplicarse directamente sobre células fotovoltaicas convencionales para aumentar su eficiencia.

La conversión de dos o más fotones de baja energía en uno de energía mayor se denomina "*Up-Conversion*" [36], y la conversión de un fotón muy energético en dos o más fotones de menor energía "*Down-Conversion*". Relacionado con esta última se analizará también un tercer mecanismo de modificación de espectro denominado "*Down-Shifting*".

a) **Up-Conversion (UC):**

En una célula fotovoltaica simple (uniunión), los fotones con una energía inferior al GAP son transmitidos a través de la célula sin que se produzca la absorción y, por tanto, no contribuyen a la generación de corriente eléctrica.

Para realizar la conversión de fotones UC debe colocarse sobre la cara trasera de la célula, normalmente mediante adhesivos, una capa de material luminiscente, y a continuación una capa que refleje los fotones incidentes (capa reflectora). La célula ha de ser bifacial, es decir, el contacto de la cara trasera se debe construir de una forma similar al de la cara frontal, con un peine de contactos enterrados en vez de una capa continua de metalización, tal como muestra la figura 2.26.

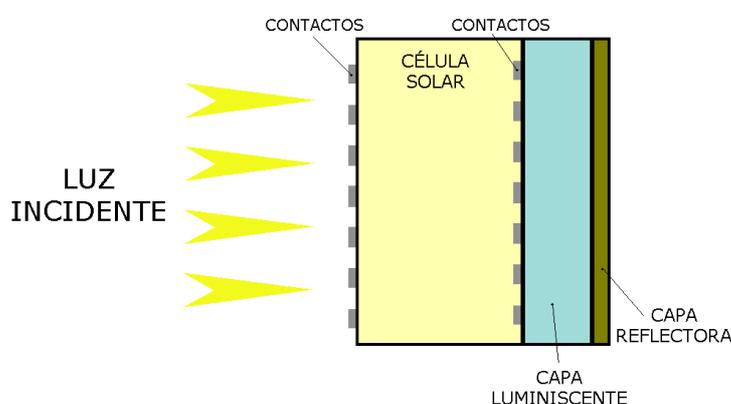


Fig. 2.26: Estructura de una célula solar para *Up-conversion* (UC-PV).

Los fotones poco energéticos que atraviesan la célula solar serán convertidos en fotones de mayor energía en la capa luminiscente y, después de reflejarse, volverán al interior de la célula solar donde serán absorbidos.

En la actualidad los investigadores analizan múltiples materiales con los que crear la capa luminiscente para células convencionales de silicio, tanto polímeros orgánicos como materiales inorgánicos, en ocasiones en forma "cuantificada" (*quantum dots*, denominados **centros luminiscentes**). El material de uso más generalizado es el NaYF_4 impurificado con iones trivalentes de tierras raras, RE^{3+} (normalmente Er^{3+} por ser el que mejor se adapta al GAP del silicio). El Er^{3+} es particularmente eficiente en la absorción de fotones en la región infrarroja (1480 – 1580 nm) y la emisión en el rango visible.

El principio físico de la *up-conversion* es la transición a estados energéticamente superiores de los electrones de los iones RE^{3+} y su posterior relajación con la consecuente emisión de un fotón. Si un electrón, en estado excitado por la incidencia de un fotón, tiene un tiempo de vida suficientemente

largo puede absorber otro fotón y excitarse a un nivel aún superior. Si el electrón cae entonces a su estado fundamental emitirá un fotón de energía igual a la suma de los dos absorbidos. El mecanismo descrito aparece designado en la literatura como GSA/ESA (*Ground State Absorption/Excited State Absorption*).

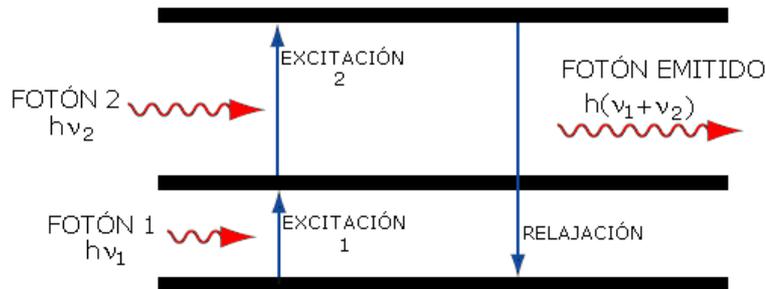


Fig: 2.27: Mecanismo de conversión GSA/ESA.

Aparte del proceso anterior, que es el más simple, coexisten otros mecanismos de conversión que implican a más de un ion, entre otros el denominado ETU. Consiste en la absorción de un fotón por un ion que alcanza un estado excitado. A continuación otro ion próximo absorbe otro fotón y transfiere su energía al primero, excitándolo a un nivel superior. La relajación de este último emitirá un fotón con una energía suma de la de los dos anteriores. El proceso completo se denomina GSA/ETU (*Ground State Absorption/Energy Transfer Up-Conversion*).

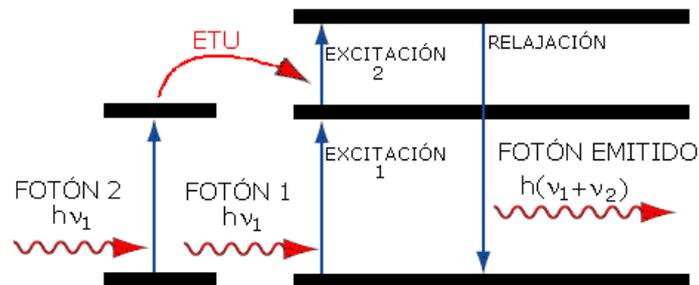


Fig: 2.28: Mecanismo de conversión GSA/ETU.

Thorsen Trupke y otros estudiaron las posibilidades de mejora que ofrece esta técnica sobre una célula de simple unión iluminada con el espectro solar idealizado (cuerpo negro a 6000K) y con el modelo más realista de espectro AM1'5 [37]. En condiciones ideales (se supone que no hay recombinaciones no radiantes y que todos los fotones con energía inferior al GAP son convertidos en el proceso UC) el análisis realizado ofrece unos resultados de eficiencia máxima para el espectro AM1'5 del 50'7%, que se alcanza en una unión con un GAP de 2eV y con el nivel energético intermedio situado a 1'4eV del nivel base. En el mismo estudio, para el silicio (GAP de 1'2eV) se ofrece una eficiencia máxima de 40'2%.

b) Down-Conversion (DC):

La aplicación de la conversión DC de fotones para mejorar la eficiencia de las células fotovoltaicas fue propuesta por Trupke en 2002 [38]. Con la misma idea subyacente del apartado anterior, se propone utilizar junto con la célula solar una capa de material que absorba un fotón muy energético y lo convierta en dos o más fotones con una energía próxima a la del GAP de la célula (la absorción de los fotones muy energéticos es posible en la célula pero es muy poco eficiente ya que gran parte de su energía se pierde en calor). En este caso la capa del material de conversión espectral se sitúa sobre la cara frontal de la célula y dejará pasar todos los fotones con energía inferior a un umbral. Los fotones más energéticos serán absorbidos para generar fotones de energía adecuada.

El análisis teórico realizado por Trupke sitúa la máxima eficiencia debida a esta técnica para una célula fotovoltaica con una energía de banda prohibida de 1'1 eV. En el caso de una célula de silicio se podrían obtener eficiencias de 38'6% sin usar concentradores (frente al 30'9% que indica el límite Shockley-Queisser).

Las capas luminiscentes están formadas típicamente por un material cristalino (con pocos defectos e impurezas) que actúan como anfitrión (*host*) dopado con alguno de los elementos correspondientes al grupo de las tierras raras en forma de ion RE^{3+} (Pr^{3+} , Eu^{3+} , Tb^{3+} , etc.) que actúan como centros luminiscentes. En la referencia [39] se incluye una extensa relación de materiales disponibles.

La literatura describe varios mecanismos para el desarrollo de la *Down Conversion* (también denominada QC: *Quantum Cutting*), a través de los niveles energéticos del material anfitrión o con la participación exclusiva de los iones dopantes:

- **DC Utilizando los estados de la red del material anfitrión:** El mecanismo se basa en la ionización por impacto capaz de generar dos pares electrón-hueco a partir de un fotón altamente energético. Como ya se comentó, la absorción de un fotón con gran energía puede llevar a los electrones generados a niveles de energía muy altos dentro de la banda de conducción. La energía cedida por la transición de ese electrón a un nivel energético más bajo dentro de la misma banda puede ser suficiente para crear un nuevo par electrón-hueco. Si este material está dopado con centros luminiscentes que proporcionen niveles energéticos próximos a la

base de la banda de conducción, la recombinación de los dos pares de portadores creados puede realizarse en estos dopantes y la energía excedente será emitida en forma de dos fotones con energía próxima a la del GAP del material *host*.

El proceso se esquematiza en la siguiente figura:

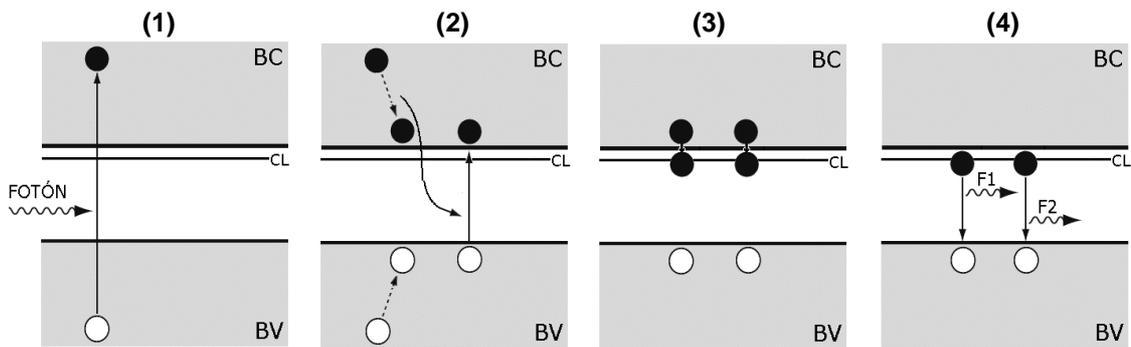


Fig: 2.29: Esquema del proceso DC en el material *host*.

- (1). La incidencia de un fotón muy energético ($> 2E_g$) provoca la creación de un par de portadores con alta energía (*hot*).
- (2). Por efecto Auger, el portador excitado pierde energía que es utilizada para la generación de un nuevo par electrón-hueco.
- (3). Se produce un ligera relajación en ambos portadores hasta el nivel de los centros luminiscentes.
- (4). La recombinación de los dos pares de portadores en los centros luminiscentes conlleva la emisión de dos fotones de energía próxima a E_g .

En aplicaciones de iluminación, el GAP del material anfitrión debe ser mayor de 3 eV para que sea transparente a la radiación visible, por lo que se requiere fotones con una energía superior a 6 eV., y aún así los rendimientos cuánticos son pequeños. Se han conseguido rendimientos cuánticos importantes pero con fotones extraordinariamente energéticos (>23 eV).

- **DC basado en las transiciones internas en iones de tierras raras:** El segundo mecanismo se produce en los iones de tierras raras en los que, debido a su estructura electrónica, las transiciones escalonadas entre sus distintos niveles energéticos pueden generar más de un fotón en el rango visible a partir de un único fotón de alta energía.

El material normalmente citado en la literatura es el praseodimio (Pr^{3+}) porque puede absorber fotones azules (entre 440 y 490 nm.) y emitir dos fotones con una energía ligeramente superior al GAP del silicio, aunque este proceso compite con otras transiciones no radiantes entre niveles. Algunos experimentos demuestran la aparición de *quantum cutting* en átomos de Pr^{3+} y otros lantánidos insertos en distintos materiales anfitrión [40]-[41].

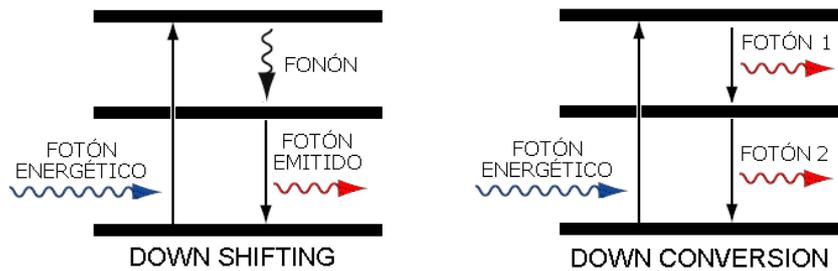
A pesar del conocimiento disponible de los procesos que dan lugar a la conversión DC, no parece que sea directamente aplicable a la mejora de eficiencia de las células convencionales de silicio. En el primer caso, el mecanismo requería fotones de energía tan elevada que no están presentes en la luz solar. Respecto al segundo, las investigaciones no han concluido con la identificación del material capaz de absorber un fotón del rango azul/UV cercano y emitir dos fotones con una energía superior a 1'1 eV (GAP del silicio) con un rendimiento cuántico adecuado [42].

c) ***Down-Shifting (DS)***:

La técnica de modificación del espectro denominada *Down Shifting* o *Fotoluminiscencia*, se asemeja a la conversión DC en que en ambos casos se consiguen fotones con menos energía a partir de fotones más energéticos, y en consecuencia se modifica la distribución espectral de la radiación incidente. Pero presenta frente a esta dos importantes diferencias:

- La eficiencia cuántica es siempre menor o igual que uno. Es decir, el número de fotones emitidos por la capa luminiscente es siempre menor o igual al número de fotones incidentes (aunque tengan diferente longitud de onda). En el caso de la conversión DC la eficiencia cuántica es siempre mayor que uno pues los fotones incidentes con mucha energía dan lugar a dos o más fotones de energía inferior.
- El proceso de emisión es diferente. En el caso de la fotoluminiscencia, el exceso de energía resultante de la transformación de un fotón de entrada en otro de menor energía se libera mediante la emisión de un fonón. En la conversión DC por el contrario, la energía del fotón incidente se reparte entre los fotones emitidos.

A pesar de que el número de fotones que llegan a la célula solar después de atravesar la capa luminiscente es, como máximo, igual al que llegaría en ausencia de esta, la mejora de eficiencia de debe a que los fotones llegan con la longitud de onda a la que la célula ofrece su mayor respuesta.

Fig: 2.30: Comparación entre Fotoluminiscencia y *Down Conversion*..

Efectivamente, los fotones con energía muy alta son absorbidos en la superficie de la célula o en regiones muy próximas a ella. En esa zona, la recolección de portadores es poco eficaz ya que la frecuente presencia de imperfecciones en la red acelera notablemente la recombinación. Por ello, las células solares presentan en esas partes del espectro una pobre respuesta. La capa luminiscente consigue desplazar la región más energética del espectro a una zona inferior en la que la absorción de fotones es más eficiente.

La luminiscencia es un procedimiento bien conocido y extensamente utilizado en la industria de la iluminación, por ejemplo para convertir en visible la luz ultravioleta emitida por las lámparas de vapor de mercurio. Se conocen una gran cantidad de materiales que exhiben luminiscencia [43]-[44].

En una célula solar típica, la fotoluminiscencia sería apropiada si los fotones con un longitud de onda inferior a 500 nm fueran desplazados a longitudes de onda en el rango 560 – 700 nm. La literatura recoge diversos tipos de materiales luminiscentes para aplicar el proceso *Down Shifting* a las células de silicio, entre otros, capas luminiscentes que incluyen QD [45], por ejemplo de CdSe/ZnS (máximo de emisión en 550 nm), y capas de SiO₂ que contienen nanocristales de silicio [46] (muestran luminiscencia en el rango 600 a 800 nm cuando son excitados con radiaciones en torno a 400 nm).

6) CONVERSIÓN TERMOFOTVOLTAICA Y TERMOFOTÓNICA:

Otra forma de reducir las pérdidas de absorción de luz en las células fotovoltaicas debidas a la falta de correspondencia entre su respuesta espectral y la distribución espectral de la radiación solar es utilizar una conversión térmica intermedia, es decir, utilizar la radiación solar concentrada para calentar un material radiador o emisor a una temperatura elevada y convertir mediante una célula fotovoltaica la radiación emitida por este. Si se emplean como emisores y receptores fotovoltaicos materiales que presenten un buen acoplamiento espectral la conversión podría ser eficiente.

El fundamento físico de la idea es la conversión termofotovoltaica (TPV)

sugerida en la década de los '60 por Fortín y Wedlock como forma de convertir calor en electricidad. El esquema de la figura 2.31 representa conceptualmente un sistema termofotovoltaico.

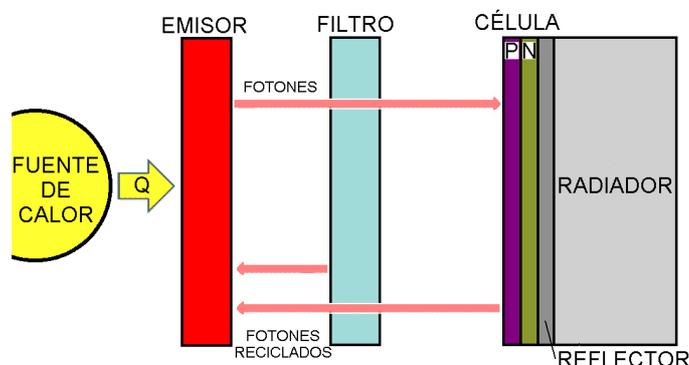


Fig. 2.31: Esquema de la conversión termofotovoltaica.

Una fuente de calor (combustible fósil, nuclear, etc) calienta un material (emisor) hasta ponerlo incandescente, normalmente en el rango de 1000 a 1700 °C. El filtro óptico tiene como misión redirigir los fotones no aprovechables por la célula termofotovoltaica de nuevo hacia el emisor, donde se reabsorben y se reutilizan para elevar su temperatura. Por último, la célula termofotovoltaica se encarga de convertir la radiación incidente en electricidad de acuerdo al comportamiento de una célula fotovoltaica convencional.

La aplicación de la conversión termofotovoltaica al aprovechamiento de la energía solar fue inicialmente propuesta por Swanson en 1979 [47] como *Solar Thermophotovoltaic* (STPV). Se trataría de sustituir la fuente de calor por un sistema óptico de concentración de la energía solar. Davies y Luque [48] establecieron la eficiencia límite de la conversión (considerando el sistema ideal) en un 85%, que coincide con la eficiencia de una máquina de Carnot alimentada por el sol, y apuntan a que se podría mejorar en 1'5 veces la eficiencia que alcanza una célula convencional en un sistema de concentración.

Los materiales utilizados habitualmente para la fabricación del emisor se dividen principalmente en dos grupos dependiendo de su emisividad:

- Emisores de “cuerpo gris” o banda ancha ya que ofrecen un amplio intervalo espectral. Corresponden a esta categoría el tungsteno, el platino y el carburo de silicio.
- Emisores selectivos, que se caracterizan por emitir radiación en uno o varios intervalos espectrales muy estrechos. Los materiales más destacados en este grupo son los óxidos de tierras raras y entre ellos los óxidos de iterbio (Yb_2O_3) y erbio (Er_2O_3).

Respecto a la célula termofotovoltaica, la mayor parte de los sistemas TPV, solares o no, se han construido utilizando células de GaSb [49], si bien en los últimos años ha aumentado el interés por los dispositivos fabricados con semiconductores III-V ternarios (InGaAs e InGaSb) y cuaternarios (InGaAsSb e InAsSbP). El hecho de que el GAP de estos dispositivos sea más reducido desplaza el máximo de su respuesta espectral a radiaciones con mayor longitud de onda, lo que permite que el emisor trabaje a menor temperatura.

Derivada de la conversión termofotovoltaica ha surgido una nueva tecnología denominada *Conversión Termofotónica* (TPX) [50]. La estructura típica de un sistema termofotónico es la que se muestra en el diagrama de la figura 2.32:

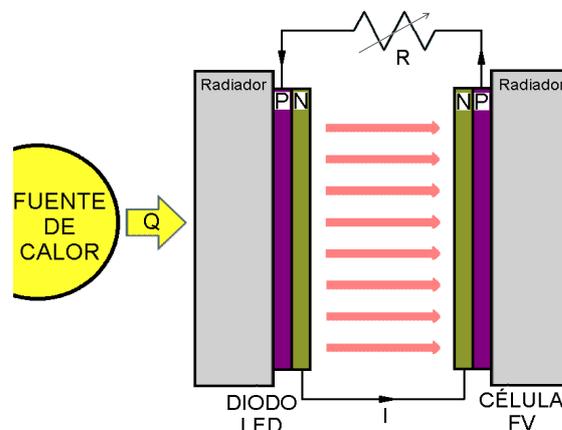


Fig: 2.32: Esquema de la conversión termofotónica.

La diferencia fundamental respecto a un sistema termofotovoltaico radica en que el elemento emisor se construye en este caso con un diodo emisor de luz (LED) acoplado ópticamente con la célula fotovoltaica y convenientemente polarizado. La luminiscencia del LED polarizado produce una intensidad de luz más alta que la radiación del emisor en un sistema TPV debido únicamente a la aplicación de calor.

La polarización del LED se obtiene a partir de la tensión producida por la célula fotovoltaica, pero solo una parte de la potencia generada por ella se disipa en el LED. La resultante neta de la conversión de energía es la que corresponde a la potencia disipada en la carga, cuyo valor debe ser regulable para maximizar dicha energía. El funcionamiento descrito se basa en el paradójico funcionamiento del LED: Por cada pareja electrón-hueco que se recombina en el LED este emite un fotón con una energía similar a la de su GAP, aunque el par electrón-hueco hubiera sido inyectado en el diodo con una tensión de polarización de un valor tan solo una fracción de la diferencia de potencial del GAP. La diferencia de energía se obtiene en forma de calor del radiador acoplado al LED.

La ventaja de este proceso es que permite obtener una eficiencia más alta que la conversión TPV, aun trabajando a temperaturas más reducidas.

E) EFICIENCIA ACTUAL DE LAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.

El Centro Nacional para la Energía Fotovoltaica (NCPV) perteneciente al NREL norteamericano (*National Renewable Energy Laboratory*) publica regularmente un gráfico que recoge los récords en eficiencia conseguidos en las distintas tecnologías por los centros tecnológicos más importantes del mundo. El gráfico *Best Research-Cell Efficiencies* [51] del NREL es una fuente ampliamente reconocida como la mejor fotografía del panorama actual (se muestra en la figura 2.33).

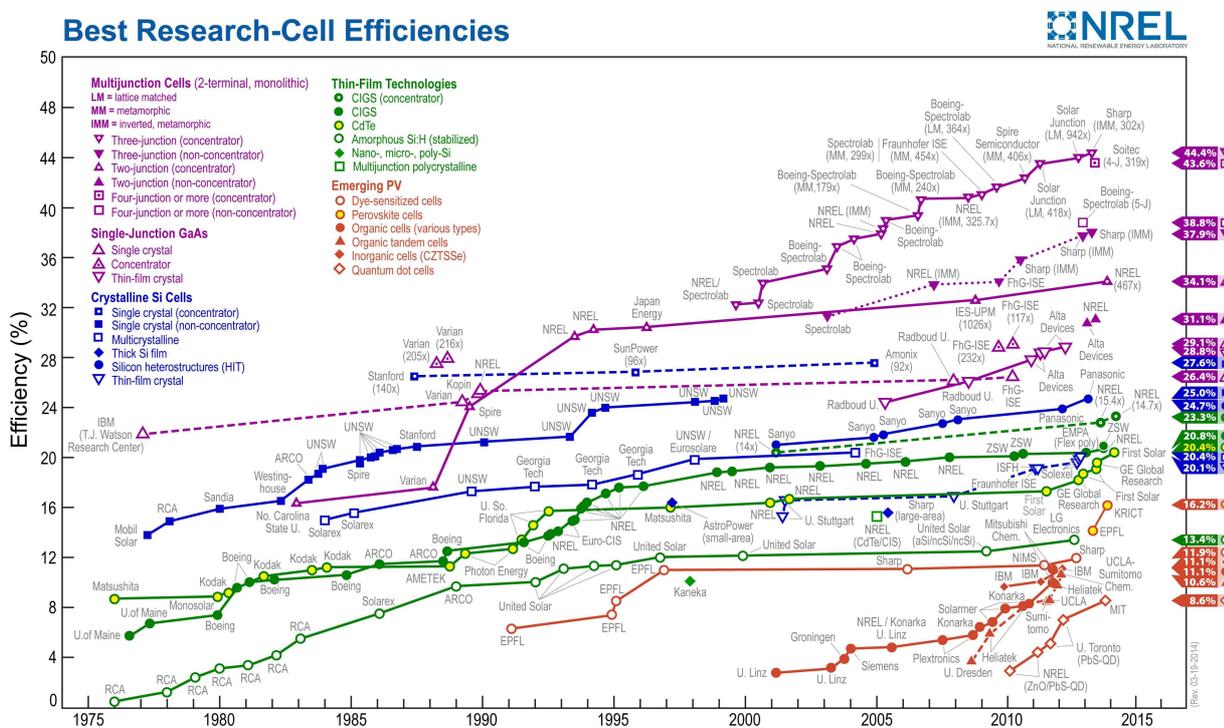


Fig: 2.33: Gráfico *Best research-Cell Efficiencies* (Fuente: NREL).

De forma paralela, desde 1993 la revista *Progress in Photovoltaics* publica cada seis meses un listado con los *récords* confirmados de eficiencia en células y módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologías [52].

Los últimos datos recogidos en ambas publicaciones ofrecen los siguientes resultados máximos de eficiencia:

a) **Células individuales sin concentración:**

TECNOLOGÍA	EFICIEN (%)	ENTIDAD INVESTIGADORA
Si (cristalino)	25'0	UNSW
Si (policristalino)	20'4	FhG-ISE
Si (Thin film, mono cristalino)	20'1	Solexel
GaAs (Thin film)	28'8	Alta Devices
InP (cristalino epitaxial)	22'1	Spire
CIGS ¹	20'8	NREL
CIGS ²	19'8	NREL
CdTe ¹	20'4	First Solar
CdTe ²	19'6	General Electric Global Research
Doble unión	31'1	NREL
Triple unión (InGaP/GaAs/InGaAs)	37'9	Sharp
Quíntuple unión	38'8	Boeing – Spectrolab

Tabla 2.3: Registro de la máxima eficiencia alcanzada en las distintas tecnologías: Sin concentración

¹ Dato procedente del NREL.

² Dato procedente de *Progress in Photovoltaics*.

FhG-ISE: *Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme*.

UNSW: *University of New South Wales*.

b) **Células individuales con concentración:**

TECNOLOGÍA	EFICIEN (%)	ENTIDAD INVESTIGADORA
Si (cristalino)	27'6	Amonix (92 soles)
GaAs	29'1	FhG-ISE
CIGS ¹	23'3	NREL (14'7 soles)
CIGS ²	22'8	NREL (15 soles)
Doble unión	34'1	NREL (467 soles)
Triple unión (InGaP/GaAs/InGaAs)	44'4	Sharp (302 soles)

Tabla 2.4: Registro de la máxima eficiencia alcanzada en las distintas tecnologías: Con concentración

¹ Dato procedente del NREL.

² Dato procedente de *Progress in Photovoltaics*.

FhG-ISE: *Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme*.

En los programas de I+D pública de los países punteros en el sector fotovoltaico encontramos proyectos orientados a la mejora de la eficiencia de las células solares. Es el caso, por ejemplo de los siguientes programas de investigación:

- ◆ *SunShot Initiative*, [53] promovido por el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) cuyo objetivo principal es alcanzar la paridad de precio de la energía eléctrica extraída de la solar fotovoltaica con otras fuentes energéticas no renovables en 2020 (que cifra en 0'06\$ por KW·h). Algunas líneas de investigación de ese programa se dedican a mejorar la eficiencia energética de los materiales fotovoltaicos.
- ◆ *National High Technology R&D Program (836 Program)* [54], desarrollado en China. Incluye algunas líneas de I+D en fotovoltaica, y en concreto dos con el objetivo de mejorar la eficiencia de las células solares: Investigación en la tecnología de fabricación industrial de células de polisilicio con una eficiencia del 20% y bajo coste, e investigación en técnicas de fabricación de células solares de película fina con una eficiencia del 10% a escala industrial.
- ◆ *6th Energy Research Programme* [55], promovido por el Ministerio de Medio Ambiente alemán (BMV) en el que la fotovoltaica es un área prioritaria. Algunas líneas de trabajo en ese campo se dedican a simplificar el proceso de obtención de células de alta eficiencia para hacerlo adecuado a su explotación industrial (Proyectos LIST y Th-ETA).
- ◆ *R&D for High Performance PV Generation System for the Future Programme* [56], desarrollado por la NEDO (*New Energy and Industrial Technology Development Organization*) en Japón. Los proyectos de este programa incluyen al silicio cristalino, silicio de película fina, CIGS y células orgánicas (OPV).

2.2.2. LA ESTRUCTURA PORTANTE DE LOS MÓDULOS.

Un camino para aumentar la eficiencia de los generadores fotovoltaicos, que ya se ha analizado, ha sido utilizar al máximo la energía solar incidente mediante la optimización del proceso de conversión fotovoltaica. En paralelo con este, se puede optimizar también la cantidad de energía que llega al generador fotovoltaico utilizando como estructuras portantes de los módulos a sistemas de seguimiento solar, con o sin elementos concentradores.

Para conseguir maximizar la energía que llega al sistema fotovoltaico los rayos solares deben incidir de manera normal a la superficie de los módulos, por lo que estos deben orientarse periódicamente siguiendo la trayectoria del sol. Básicamente un “seguidor solar” está constituido por un sistema mecatrónico cuyo objetivo es mantener en todo momento la dirección de incidencia de los rayos solares perpendicular a la superficie de los módulos.

Diariamente la posición del sol realiza un recorrido sobre la bóveda celeste desde el este hacia el oeste debido a la rotación de la tierra. La elevación de la trayectoria del sol respecto al horizonte varía de forma estacional y es consecuencia de la inclinación del eje de la tierra respecto al plano de traslación de la tierra alrededor del sol (eclíptica).

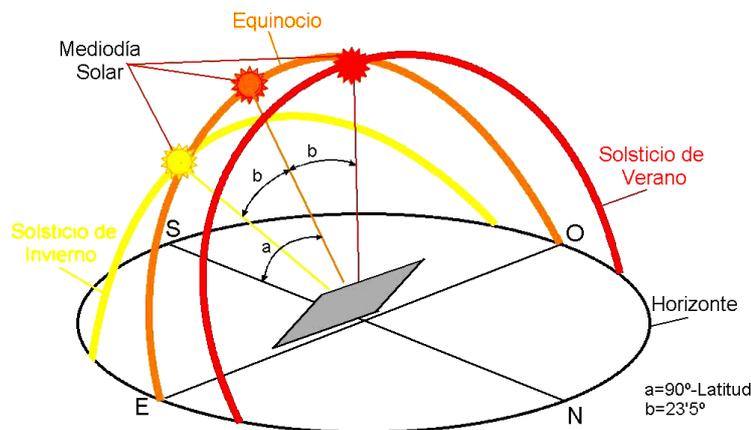


Fig: 2.34: Trayectoria solar en el hemisferio norte.

El seguimiento de la posición solar necesitará consecuentemente dos grados de libertad, si bien los dispositivos reales ofrecen una amplia variedad de soluciones intentando optimizar el compromiso entre la mejora de la cantidad de radiación recogida y la economía en el sistema de seguimiento.

En una primera clasificación, los sistemas de seguimiento solares se dividen entre *Sistemas de Dos Ejes* y *Sistemas de Un Eje*. Los primeros ofrecen una orientación más precisa pero son más caros de realizar ya que utilizan mecanismos más complejos y necesitan mayor terreno para su implantación (problemas de sombreado). Es importante considerar además el incremento de la necesidad de mantenimiento y de los problemas de fiabilidad a medida que aumenta la complejidad del seguidor.

A) SEGUIDORES DE DOS EJES: Ofrecen dos tipos de movimiento independientes. Dentro de esta categoría se incluyen dos sistemas, el Polar y el Azimutal, cuya configuración se muestra en los esquemas de la figura 2.35, en la que se señalan sus ejes de giro.

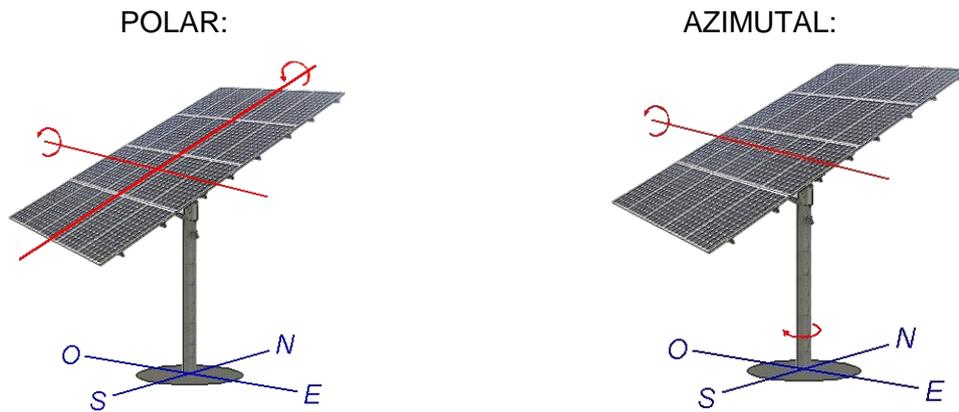


Fig: 2.35: Configuraciones de seguidores de dos ejes.

B) SEGUIDORES DE UN EJE: La clasificación habitual distingue tres categorías principales:

- a) **Seguidores de eje vertical o azimutales:** La superficie de los módulos gira sobre un eje vertical de manera que su azimut corresponda en todo momento al del sol. El ángulo de inclinación del módulo respecto al suelo es fijo y suele utilizarse la latitud del lugar de la instalación para optimizar la energía recogida.
- b) **Seguidores de eje horizontal:** La superficie de los módulos gira en un eje horizontal (paralelo al suelo) orientado en la dirección norte-sur. Si bien el seguimiento no es tan bueno como en otras opciones, el mecanismo necesario es sencillo y no proyecta sombras en la dirección norte-sur, lo que hace que sea una solución frecuente en grandes plantas.
- c) **Seguidores de eje oblicuo o polares:** La superficie de los módulos gira sobre un eje orientado al sur (norte-sur) e inclinado respecto a la horizontal un ángulo igual a la latitud. La velocidad de giro es constante (coincide con la mitad de la velocidad angular de las agujas del reloj).

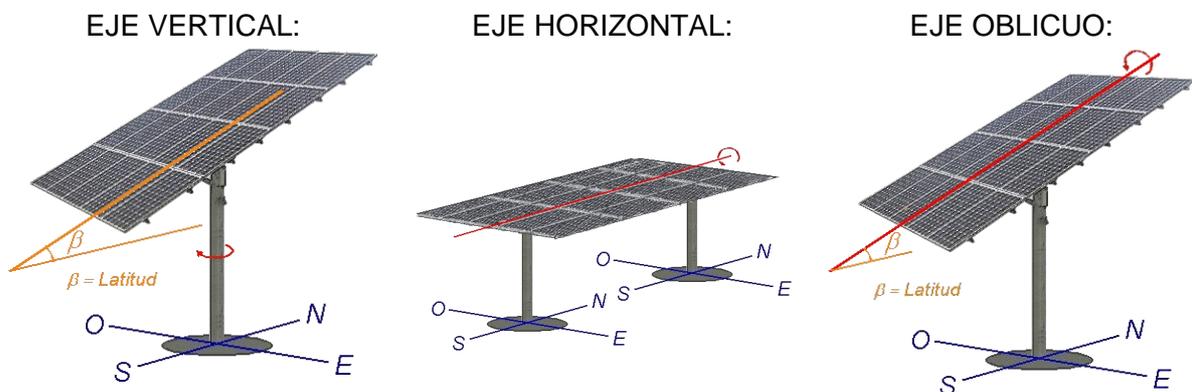


Fig: 2.36: Configuraciones de seguidores de un eje.

La orientación del generador fotovoltaico puede incrementar la radiación global incidente durante un año entre un 20 y un 50% respecto de la que tendría en una instalación fija con una orientación óptima.

En la referencia [57] se incluyen valores de la radiación anual para distintos sistemas de seguimiento en 32 localidades distribuidas por todo el mundo. La siguiente tabla recoge en porcentaje el incremento de radiación que ofrecería un sistema de seguimiento de dos ejes respecto a una instalación fija con orientación óptima en alguno de esos 32 lugares:

LOCALIZACIÓN	Δ Radiac (%)	LOCALIZACIÓN	Δ Radiac (%)
San Petesburgo (Rusia)	45'7	El Cairo (Egipto)	44'1
Hamburgo (Alemania)	35'8	Morelia (Mexico)	25'0
Chicago (EEUU)	37'7	Dakar (Senegal)	39'8
Nantes (Francia)	37'0	Medellín (Colombia)	29'0
Madrid (España)	40'5	São Paulo (Brasil)	26'4
Albuquerque (EEUU)	47'4	Bariloche (Argentina)	41'7

Tabla 2.5: Incremento de radiación proporcionado por un seguidor de dos ejes.

El incremento de radiación recogida depende también del índice de claridad en la ubicación estudiada, que está relacionado con las proporciones de radiación directa y difusa.

Las actuales líneas de investigación multidisciplinarias se orientan a la optimización de los sistemas de seguimiento desde uno o varios de los siguientes puntos de vista:

- Sistema de control preciso y eficiente.
- Mecanismo fiable y de bajo mantenimiento.
- Ocupación de terreno mínima.
- Sistema económico.

Desde el punto de vista del sistema de control, los sistemas de seguimiento solar emplean fundamentalmente tres tipos de estrategia:

- a) **Sistemas de lazo abierto:** Determinan la posición del sol mediante algoritmos de posicionamiento solar a partir de las coordenadas de localización del equipo y el tiempo cronológico. Posiblemente el algoritmo de posicionamiento solar más representativo sea el elaborado por Reda y Andreas [58]-[59] y distribuido por el NREL norteamericano. Dicho

algoritmo está destinado a calcular los ángulos cenital y azimutal del sol en el periodo desde el año 2000 a.c. hasta el 6000 d.c. con una incertidumbre de $\pm 0'0003$ grados a partir del día, la hora y la localización.

Además del procedimiento anterior la literatura ofrece otros algoritmos alternativos (ESRA [60], PSA [61], etc), alguno de ellos enfocado fundamentalmente a reducir el tiempo de cálculo (GRENA [62], SG2 [63], etc).

El sistema de lazo abierto se presenta como un sistema más simple y barato que los de lazo cerrado pero al carecer de realimentación no es capaz de detectar errores en el posicionamiento del sistema respecto a las coordenadas calculadas (debidos a tolerancias en la mecánica, por ejemplo) ni compensar cualquier perturbación en el sistema (por ejemplo excesivo viento). La literatura ofrece varios ejemplos de sistemas reales construidos a partir de esta estrategia [64]-[65].

- b) **Sistemas de lazo cerrado:** El seguimiento del sol se realiza mediante un sistema realimentado a partir de las señales generadas por diversos sensores optoelectrónicos, normalmente uno por eje.

Los sensores más habituales están formados por varios elementos foto-detectores (fotodiodos o fotorresistencias) y un elemento de sombra, de manera que generarán mayor salida cuanto mejor estén alineados con el vector solar. Las configuraciones mostradas en la figura son frecuentes en sistemas fotovoltaicos.

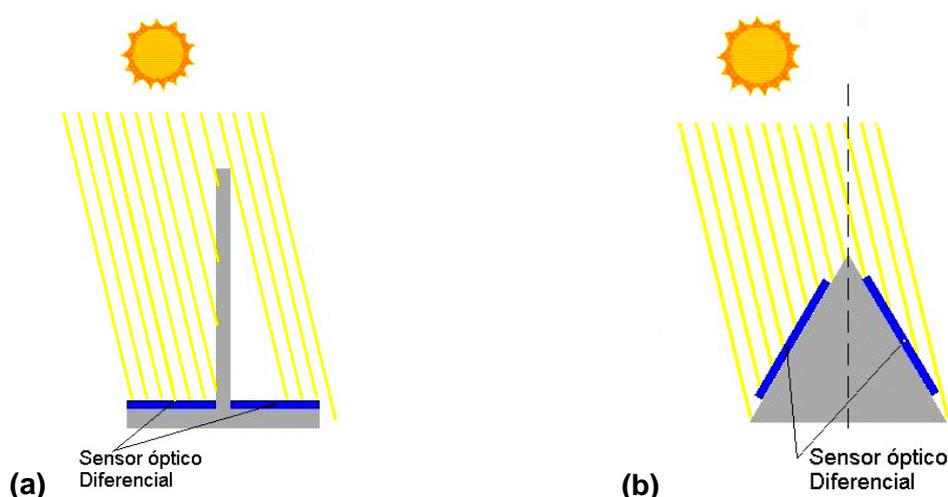


Fig. 2.37: Diversas configuraciones de sensores de orientación solar.

La disposición en pendiente de los elementos fotosensibles en el caso (b) confiere al sensor mayor sensibilidad [66]. Otra alternativa es utilizar un

sensor de cuatro cuadrante donde se proyecta la posición del sol a través de una apertura, como muestra la figura 2.38.

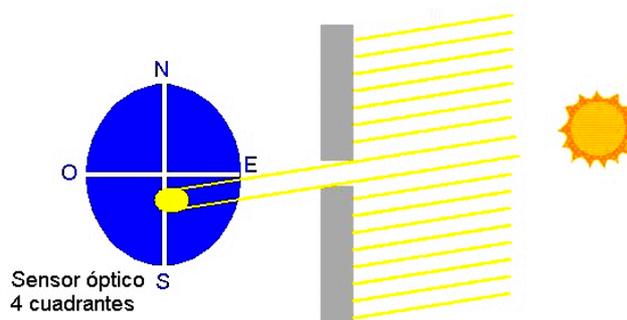


Fig: 2.38: Sensor de posición solar de 4 cuadrantes.

Para mejorar la detección de la posición del sol se han propuesto también sensores más sofisticados basados en técnicas de procesado de imágenes [67].

El principal problema que afecta a esta estrategia de seguimiento es su mal comportamiento en situaciones de irradiancia irregular, bien porque el cielo esté completamente cubierto o porque el sol se oculte detrás de alguna nube. Para el caso de ocultación prolongada, y también después de la noche, el sistema de control debería incluir un algoritmo específico de búsqueda del sol para mejorar la eficiencia del seguidor. La referencia [68] muestra un ejemplo de implementación práctica de esta estrategia de seguimiento.

Las técnicas empleadas para desarrollar los controladores son muy diversas y la literatura ofrece numerosos ejemplos que utilizan reguladores PI [69], reguladores Fuzzy [70]-[71], redes neuronales [72] e incluso reguladores basados en algoritmos genéticos [73].

- c) **Sistemas híbridos:** En multitud de casos la solución adoptada consiste en utilizar simultáneamente las dos estrategias de seguimiento solar en un sistema de control que aparece definido como “híbrido” en la literatura [74].

La referencia principal de seguimiento es ofrecida por algún algoritmo de posicionamiento solar ($\hat{\mathbf{u}}$, en la figura 2.39) pero para eliminar posibles errores, la referencia que se aplica a los accionamientos (\mathbf{u} , azimuth o elevación) se corrige con la posición estimada del sol obtenida por los correspondientes sensores ($\hat{\mathbf{u}}$). La literatura ofrece también numerosos ejemplos de esta estrategia [75],[76],[77],[78].

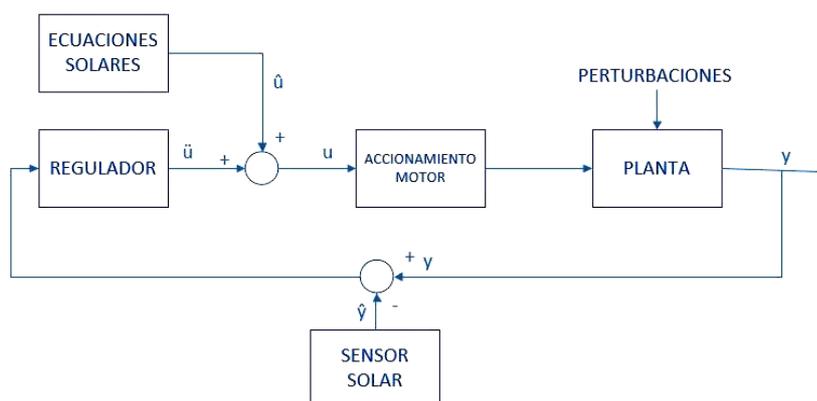


Fig: 2.39: Diagrama de bloques de un sistema de seguimiento híbrido.

Además de precisos, los sistemas de control de los dispositivos de seguimiento solar deben ser eficientes, es decir, no deben consumir demasiada energía ya que eso recorta la producción neta obtenida. La forma de reducir el consumo de los seguidores es discretizar en el tiempo la ejecución de su sistema de control. Se hablará entonces de seguimiento continuo o discontinuo (movimiento paso a paso) en función del periodo de actualización de la posición del seguidor. Obviamente, los seguidores con control continuo proporcionarán más exactitud a costa de aumentar su consumo. Las referencias [79] y [80] contienen un interesante análisis de la optimización de consumo de un seguidor basado en la elección adecuada del intervalo de giro del seguidor y el periodo de control (en este caso expresado en el número de pasos en un funcionamiento paso a paso).

Otros estudios proponen soluciones que intentan optimizar el coste del equipo en base a su sencillez, e incluso minimizar la extensión de terreno ocupada por la planta fotovoltaica [81] (GCR: *Ground Cover Ratio*) y el efecto de las sombras [82] (*Back-tracking*).

Los seguidores solares son uno de los elementos fundamentales de la tecnología fotovoltaica de concentración (CPV). Los concentradores solares cuentan ya con casi 40 años de historia pero su implantación es aún muy reducida.

Las primeras experiencias de la tecnología CPV tuvieron lugar en los laboratorios SANDIA en Estados Unidos (SANDIA I y SANDIA II) en 1976 y utilizaban lentes de Fresnel, seguidores de dos ejes y células de silicio trabajando a 40x (40 soles). La primera experiencia preindustrial se realizó en la versión SANDIA III, en la planta SOLERAS [83] (*Solar Energy Research American Saudi*) en Arabia Saudí en 1981, destinada a la desalinización de agua que adoleció de problemas de fatiga térmica y excesivo calentamiento de las células de silicio. A pesar de conseguir eficiencias del orden del 20 a 25%, el desarrollo de las células para concentración se interrumpió y con ello el resto de la tecnología.

Desde entonces se han utilizado distintos tipos de células (SATURN, ASE, CETI, PC) en proyectos y plantas prototipo (EUCLIDES, ARCHIMEDES) pero esto no se ha traducido en la aparición de una verdadera línea de negocio basada en la generación fotovoltaica de concentración.

La investigación ha continuado y al día de hoy las células solares de tercera generación, sobre todo las células multiunión, parecen ofrecer otra oportunidad a los sistemas fotovoltaicos de concentración. La eficiencia de las células utilizadas en los concentradores debe ser muy alta ya que estos solo aprovechan la radiación directa. Asumiendo una localización con buen clima, solo el 80% de la radiación del sol es directa, y suponiendo un rendimiento óptico del 80%, solo el 64% de la radiación global sería aprovechada en un concentrador solar. Eso significa que para obtener igualar la eficiencia del 15% de los módulos convencionales, la eficiencia mínima de las células del concentrador debería ser del 23'4% [84], por lo que en la actualidad, solo las células multiunión operando a un nivel de concentración suficientemente alto pueden ser competitivas respecto a los paneles fotovoltaicos convencionales.

En paralelo con la mejora de la eficiencia de las células, los futuros sistemas de concentración necesitarán una óptica que ofrezca un buen ángulo de aceptación^⑤ (mínimo de 0'26°) con una iluminación homogénea de toda la célula, manteniendo altos niveles de concentración. También serán claves en el diseño la exactitud del sistema de seguimiento solar y la capacidad de refrigeración de las células.

2.2.3. CONFIGURACIÓN DE LOS GENERADORES FOTOVOLTAICOS.

La forma de disponer los módulos para conformar un generador fotovoltaico tiene influencia sobre la eficiencia que pueda obtenerse de ellos. En una situación ideal, todos los módulos que componen el generador fotovoltaico deberían trabajar en todo momento en su punto de máxima potencia. Sin embargo, las tolerancias de fabricación provocan que para la misma irradiancia no todos los módulos consigan su máxima potencia con los mismos valores de tensión y corriente. La disposición de los módulos en serie, por ejemplo, fuerza a que todos ellos trabajen con la misma corriente, que será normalmente el promedio de las diferentes corrientes de máxima potencia de todos ellos. Algo similar ocurre si las series así formadas se conectan en paralelo para aumentar la potencia del campo solar. Todas las series

^⑤ Angulo de Aceptación: Es el máximo ángulo respecto al eje de la lente en el cual la luz incidente puede ser capturada por un concentrador solar.

deberán trabajar a la misma tensión por lo que no todos los módulos lo harán a la tensión de su punto de máxima potencia. Esta pérdida de potencia suele denominarse “pérdida por *mismatch*” y puede definirse como la diferencia entre la suma de la máxima potencia de cada uno de los módulos que conforman el generador solar y la potencia máxima que se extrae de este [85]-[86].

Las pérdidas por *mismatch* pueden deberse, como se ha visto, a la dispersión de los valores característicos de los módulos, pero también al mal funcionamiento de alguno de ellos por rotura, degradación o depósito de suciedad. La presencia de sombras parciales, muy frecuentes especialmente en el caso de instalaciones realizadas en edificios, produce un efecto similar en el generador fotovoltaico [87].

La manera de configurar el generador fotovoltaico tiene una relación directa con el grado de susceptibilidad que va a presentar frente a los problemas de *mismatch*. Las instalaciones fotovoltaicas se configuran de acuerdo con alguna de las siguientes distribuciones típicas:

a) Con un inversor central:

Todos los módulos del campo fotovoltaico se conectan entre sí mediante estructuras serie-paralelo y vuelcan su energía a un único inversor que buscará el punto de máxima potencia global para el conjunto de todos ellos. Los problemas por *mismatch* pueden ser importantes.

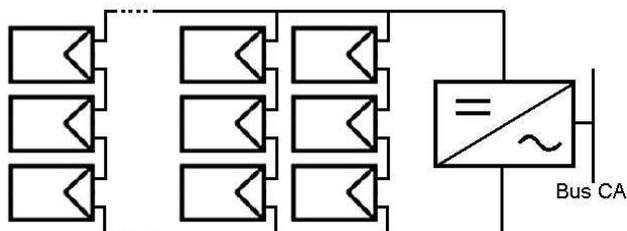


Fig: 2.40: Configuración con Inversor Central.

b) Con inversores por series (*string inverters*)

El campo fotovoltaico se divide en series y se conecta cada una de ellas a un inversor que las hará trabajar en su punto de máxima potencia. Los problemas de *mismatch* se reducen en cada inversor a únicamente los módulos que forman su serie.

c) Con inversores multi-series (*multi-string inverters*)

Supone una situación intermedia entre las dos anteriores configuraciones. El campo fotovoltaico se divide en series, cada una de las cuales se conecta a un convertidor CC/CC que la hace trabajar en su punto de máxima potencia. Un

inversor recogerá la energía de varios convertidores CC/CC para pasarla a alterna. Desde el punto de vista de las pérdidas por *mismatch* la situación será similar al caso anterior.

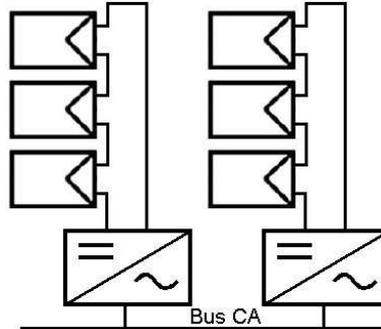


Fig: 2.41: Configuración con *string inverters*.

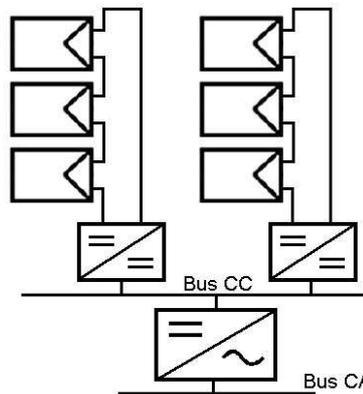


Fig: 2.42: Configuración con un Inversor *multi-string*.

d) Con inversores por módulo (*AC-Module*)

Un Módulo AC integra en un único dispositivo un módulo fotovoltaico y un inversor de potencia correspondiente. El inversor hará trabajar al módulo en su punto de máxima potencia, por lo que todos los módulos del campo fotovoltaico trabajarán en su punto óptimo y no existirán problemas de *mismatch*.

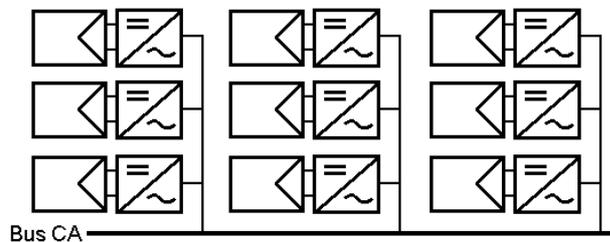


Fig: 2.43: Configuración con *AC-modules*.

Esta solución sin embargo apenas tiene implantación por su elevado coste, unido al hecho de que la vida útil del inversor es menor que la que se viene

observando para los módulos fotovoltaicos, por lo que un fallo en el inversor obligaría a retirar módulos todavía útiles.

Las soluciones con inversores *string* y *multi-string* suponen también mayor coste por KW que la del inversor central y se reservan para situaciones en las que haya que optimizar parcialmente el campo fotovoltaico, por ejemplo en instalaciones en cubierta con varias orientaciones o con presencia de sombras inevitables.

Para grandes instalaciones la estructura comúnmente adoptada es la del inversor central a pesar de sus problemas de *mismatch*. La disposición típica de los módulos en una instalación central es la que ya se ha presentado en la figura 2.43: los módulos se unen formando series que se conectan en paralelo al inversor, en una configuración denominada habitualmente SP (serie-paralelo).

Estas configuraciones pueden hacerse menos susceptibles a los problemas de *mismatch* introduciendo conexiones redundantes entre los módulos lo que permite que estos puedan conducir diferentes valores de corriente. Numerosos trabajos han analizado esta posibilidad [88],[89],[90],[91],[92] y se han definido fundamentalmente tres configuraciones:

a) Configuración TCT (*Total-Cross-Tied*).

Se realizan agrupaciones de módulos en paralelo y estas se conectan entre si en serie. El nivel de redundancia en las conexiones es máximo.

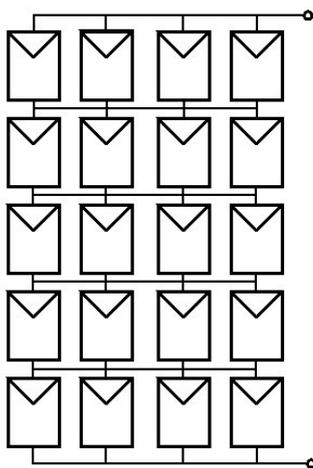


Fig: 2.44: Configuración TCT.

b) Configuración BL (*Bridge Linked*).

La configuración BL elimina la mitad de las conexiones necesarias en la TCT. En esta configuración los módulos se agrupan en unidades con la forma de un puente rectificador, tal como muestra la figura 2.45.

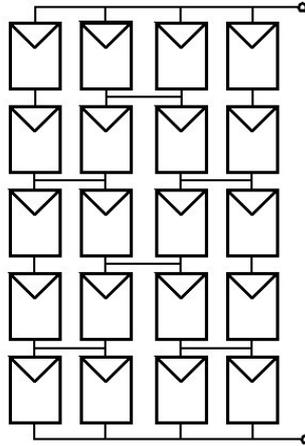


Fig: 2.45: Configuración BL.

c) Configuración HC (*Honey-Comb*).

Combina las ventajas de las dos configuraciones anteriores: un nivel de redundancia aceptable con menos conexiones que la TCT. Su disposición se muestra en la figura 2.46.

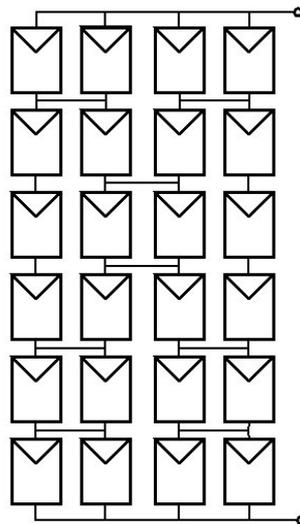


Fig: 2.46: Configuración HC.

Diversos trabajos [93]-[94] han analizado mediante simulación la susceptibilidad de las distintas configuraciones a los sombreados parciales y otras incidencias. La conclusión general es que la configuración TCT reduce sustancialmente las pérdidas por *mismatch*, si bien su implementación requiere

incrementar notablemente las conexiones entre módulos. Las configuraciones BL y HC ofrecen resultados similares y suponen una mejor solución frente a la convencional SP con un aumento moderado del número de conexiones.

Para el caso particular de sombreados parciales de algunos módulos, en la referencia [95] se presenta una modificación de la conexión TCT que aumenta su eficiencia. La variante consiste en distribuir espacialmente los módulos en la instalación adoptando una configuración similar al popular juego SUDOKU. De esta forma, los efectos de las sombras se distribuyen de una manera más regular entre todas las filas y columnas del *array* fotovoltaico y se optimizará la energía global que se puede extraer.

Para un *array* de 81 módulos (9 x 9) la figura 2.47 muestra las conexiones eléctricas y la distribución espacial que adoptarían los módulos en una configuración TCT convencional.

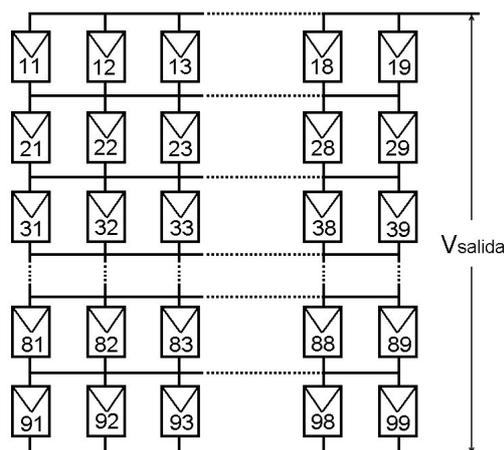


Fig: 2.47: Array fotovoltaico de 81 módulos en una distribución TCT convencional.

Por su parte, la figura 2.48 muestra la distribución en SUDOKU de los 81 módulos y cómo quedarían colocados en la instalación fotovoltaica siguiendo esa distribución, si bien su esquema de conexionado se mantendrá como en el caso TCT original (la distribución en SUDOKU afecta solo a la posición física del módulo pero no a su conexionado eléctrico).

Un paso más allá en la investigación de la mejora de eficiencia de los sistemas fotovoltaicos a partir de la configuración de su campo fotovoltaico lo constituye la propuesta de configuraciones dinámicas, justificables por su complejidad únicamente en emplazamientos donde se produzcan sombreados parciales de manera irremediable, como es el caso de instalaciones urbanas afectadas por la sombra de chimeneas, árboles, postes u otros edificios.

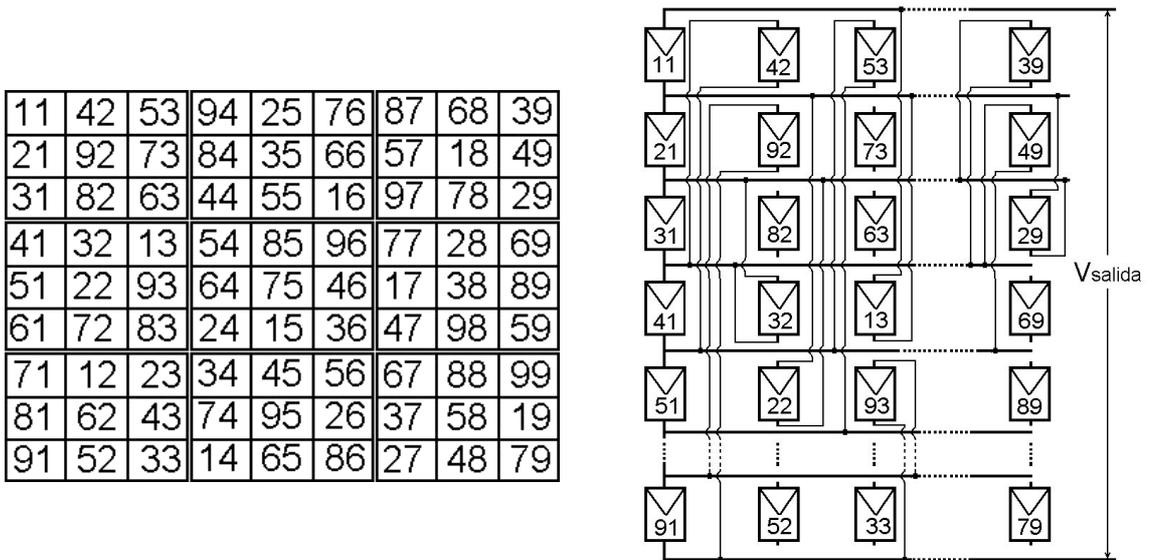


Fig. 2.48: Distribución SUDOKU del array fotovoltaico de 81 módulos.

Durante los últimos años se han publicado numerosos artículos [96] que proponen diversos métodos para optimizar de forma dinámica la configuración del campo fotovoltaico en situaciones de irradiancia no uniforme, tanto para topologías TCT como para topologías SP:

a) Reconfiguración Dinámica para topologías TCT.

En la configuración TCT, como ya se indicó, los módulos se agrupan en paralelo formando filas, que a su vez se conectan en serie hasta conseguir la tensión adecuada en la entrada del inversor (figura 2.44). En el caso de que una fila tenga un módulo sombreado (figura 2.49) la fila completa generará una menor corriente que el resto y limitará a ese valor la corriente generada por el campo fotovoltaico completo.

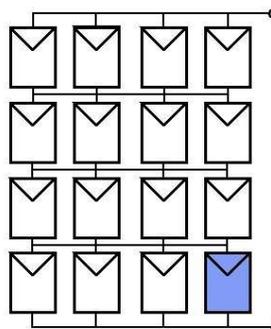


Fig. 2.49: Campo fotovoltaico en una distribución TCT con un módulo sombreado.

Si el número de módulos sombreado en el sistema anterior fuera tres, por ejemplo, el efecto sobre la potencia generada dependería de la localización de esos módulos, y podría situarse entre estas dos situaciones extremas (Figura

2.50):

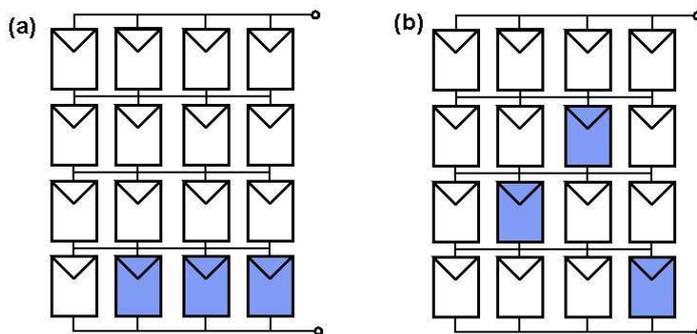


Fig: 2.50: Campo fotovoltaico en una distribución TCT con varios módulos sombreados.

- **Caso (a):** Si los tres módulos sombreados se localizan en la misma fila la corriente del campo completo se reducirá tremendamente.
- **Caso (b):** Si cada uno de los módulos sombreados se localizan en filas diferentes, la situación no empeora respecto a la que se produciría con un único módulo sombreado.

Es decir, en el caso de un número arbitrario de módulos sombreados la situación óptima corresponde al caso en que estos se distribuyen homogéneamente entre las distintas filas. Generalizando este principio al caso de un sistema fotovoltaico TCT que tenga módulos iluminados de manera diferente, la situación óptima se alcanza cuando la suma de la irradiancia que recibe cada uno de los módulos de una fila es la misma en todas ellas. De este principio se deriva un procedimiento de optimización denominado “Ecuilización de Irradiancia” (IE: *Irradiance Equalization*) propuesto por primera vez por Velasco [97] y otros en 2005.

El método consiste en modificar las conexiones en una estructura TCT hasta conseguir que la suma de la irradiancia que ilumina los módulos de cada fila sea la misma.

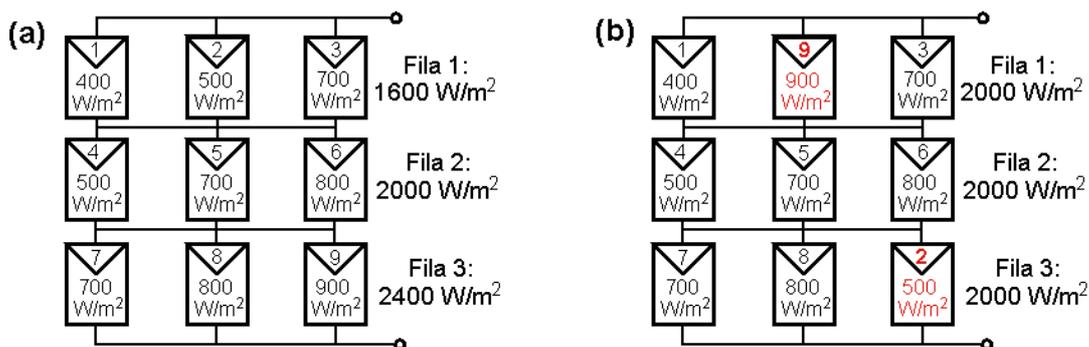


Fig: 2.51: La igualdad de irradiancia por filas se consigue intercambiando los módulos 2 y 9.

En el caso del ejemplo mostrado en la figura 2.51 basta con intercambiar el módulo 2 con el 9 para conseguir la igualdad de irradiancia.

La implementación de un sistema de configuración dinámica necesita, además del campo fotovoltaico, de los siguientes elementos:

- Matriz de conmutación, que permite modificar de manera dinámica la configuración de las conexiones de los módulos.
- Elementos sensores, que permiten conocer la irradiancia que recibe cada uno de los módulos. Lo habitual es determinar esa irradiancia a partir de la tensión, la corriente y la temperatura de cada módulo.
- Algoritmo que determine continuamente la configuración óptima y controle la matriz de conmutación.

Sobre la naturaleza de estos elementos se han propuesto distintas alternativas. La propuesta original de Velasco-Quesada [98] construye el algoritmo de recolocación alrededor del denominado Índice de Ecuilibración de Irradiancia. Para un campo fotovoltaico TCT configurado como una matriz de m filas y n columnas, la irradiancia total de cada fila corresponde a la suma de la de los módulos que la integran:

$$G_i = \sum_{j=1}^n G_{ij} \quad i=1,2,\dots,m \quad (2.10)$$

Considerando todas las posibles distribuciones de los módulos en la matriz [$m \times n$], el algoritmo evalúa para cada configuración el máximo y el mínimo valor de la irradiancia de fila y define el Índice de Ecuilibración de Irradiancia (M) como la diferencia entre ambos valores. Para la configuración número k :

$$M_k = \max(G_i) - \min(G_i) \quad i=1,2,\dots,m \quad (2.11)$$

De esta forma el valor del Índice de Ecuilibración se asocia con el grado de *mismatch* de cada configuración, de manera que si este es cero la configuración es óptima. El algoritmo elegirá la configuración con el Índice de Ecuilibración más bajo. En el caso de que ese índice corresponda a varias configuraciones, se elegirá aquella que se alcance con un menor número de cambios respecto de la situación actual.

En un trabajo posterior [99], los mismos autores concretan algunos aspectos del sistema propuesto y de su implementación.

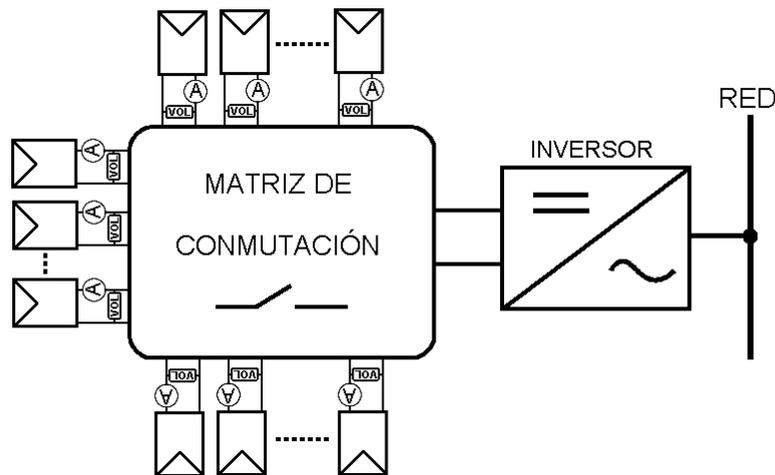


Fig: 2.52: Diagrama general del sistema propuesto por Velasco y otros.

La base de la propuesta es la matriz de conmutación capaz de conectar cualquiera de los módulos en cualquiera de las filas, pero manteniendo una estructura matricial [filas-m x columnas-n]. La matriz de conmutación así definida necesitará utilizar $2 \cdot m \cdot n$ conmutadores de 1 polo y m vías, como se muestra en la figura 2.53 para el caso de un sistema fotovoltaico de 9 módulos (3 filas y 3 columnas).

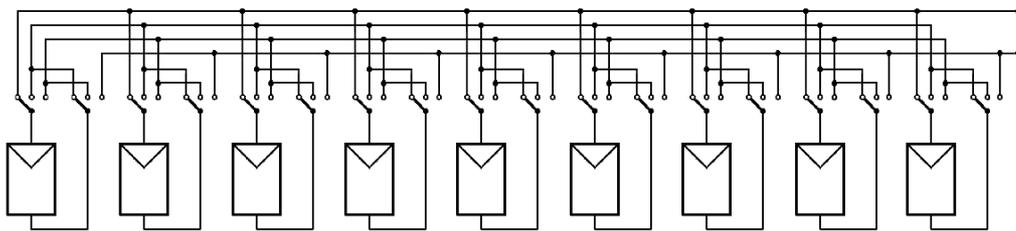


Fig: 2.53: Esquema de la matriz de conmutación en un sistema de 9 módulos.

La matriz propuesta es capaz de generar $(m \cdot n)!$ combinaciones diferentes, aunque muchas de ellas son equivalentes desde el punto de vista de la potencia de salida (todas aquellas que contengan los mismos módulos en las mismas filas, aunque en un orden diferente). El número de combinaciones de interés (N_{ci}) se reduce a:

$$N_{ci} = \frac{(m \cdot n)!}{m! \cdot (n!)^m} \quad (2.12)$$

En el caso del ejemplo, 3x3, las configuraciones de interés son 280 frente a 362 880 que son las combinaciones totales. Las configuraciones de interés serán las que deba evaluar el algoritmo de control para encontrar la más adecuada en cada momento.

El algoritmo se desarrolla a través de las siguientes fases:

1.- Estimación de la irradiancia en cada módulo. Se utilizan para ello los valores de tensión y corriente medidos en cada módulo que se aplican al modelo:

$$G_{ij} = \alpha \left[I_{ij} + I_0 \left(e^{\frac{V_{ij}}{nV_T}} - 1 \right) \right] \quad (2.13)$$

donde: G_{ij} = Irradiancia del módulo de la posición (i, j).

I_{ij} , V_{ij} = Corriente y tensión del módulo de la posición (i, j).

α , I_0 , n = Parámetros del módulo que pueden determinarse a partir de sus valores característicos (I_{SC} , V_{OC} , P_{MCO}).

2.- Determinación de los índices de equalización. Para cada una de las configuraciones de interés se determina el Índice de Equalización de Irradiancia a partir de los valores máximo y mínimo de las irradiancias de fila, tal como se definió anteriormente.

3.- Determinación de la configuración óptima. Las configuraciones consideradas en este paso son aquellas que presentan un Índice de Equalización mínimo. Para cada una de ellas se calcula el número de módulos que deben ser relocalizados para alcanzarla. Se adoptará como configuración óptima aquella que implique un número mínimo de cambios.

En la referencia [100] se presenta una nueva implementación del método de equalización de irradiancia basado en una topología diferente de la matriz de conmutación. La figura 2.54 muestra la matriz propuesta para un sistema de 9 módulos. La matriz propuesta permite configuraciones que cuenten con un número diferente de módulos en cada fila, desde una fila con 9 módulos hasta 9 filas con un módulo cada una, en el caso del ejemplo, únicamente limitadas por las especificaciones de tensión y corriente de entrada del inversor al que está conectada.

Los autores proponen dos algoritmos diferentes para localizar la configuración óptima, el primero basado en una búsqueda aleatoria de combinaciones, y el segundo, que se desarrolla de forma determinista, analizando las disposiciones óptimas de los módulos en configuraciones con distinto número de filas (en orden creciente).

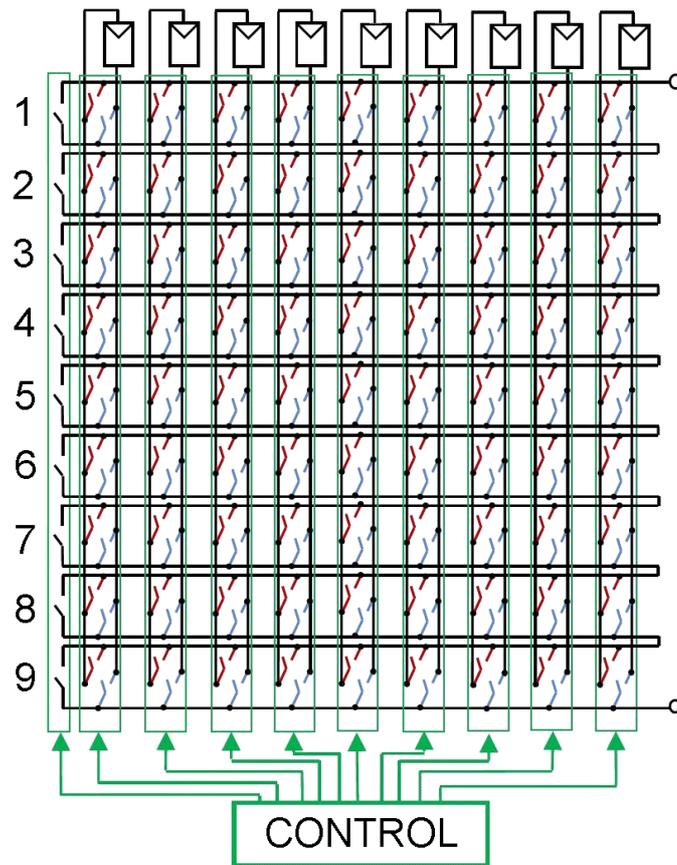


Fig. 2.54: Matriz de conmutación propuesta por Romano, Candela y otros para un sistema de 9 módulos.

Otra alternativa de un sistema reconfigurable basado en el principio de Ecuación de Irradiancia fue propuesto por Storey, Wilson y Bagnall [101]. La principal diferencia respecto a los anteriores radica en el algoritmo utilizado para encontrar la configuración óptima. Parte de la base de que cuando el número de módulos que componen el campo fotovoltaico aumenta ligeramente, el número de posibles combinaciones a analizar crece exponencialmente y el tiempo de proceso se dispara imposibilitando su ejecución en tiempo real. La técnica propuesta es un algoritmo de ordenación de módulos iterativo y jerárquico, que no garantiza la mejor configuración pero sí una cuasi-óptima en un tiempo determinado y muy reducido.

La figura 2.55 muestra un ejemplo de sistema fotovoltaico de 16 módulos (4 filas por 4 columnas). En el cuadro (a) se representa la configuración original del sistema fotovoltaico. Los módulos, enumerados desde el 1 al 16, aparecen ordenados junto con un valor que representa la irradiancia recibida. Por los valores mostrados se aprecia la presencia de una sombra que afecta sobre todo a los módulos colocados en la esquina inferior derecha. En el cuadro (b) se representa la configuración obtenida después de la aplicación del algoritmo de Storey.

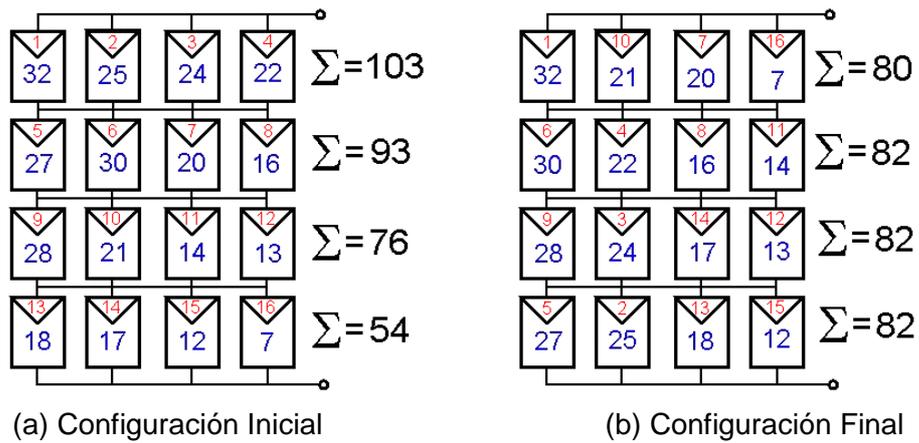


Fig. 2.55: Configuración óptima de módulos con el algoritmo de Storey y otros.

ITERACIÓN 1:

1.1 Se ordenan de mayor a menor en forma matricial:

32	30	28	27
25	24	22	21
20	18	17	16
14	13	12	7

1.2 Se invierte el orden de las filas pares:

32	30	28	27
21	22	24	25
20	18	17	16
7	12	13	14

1.3 Se suman las filas por parejas:

53	52	52	52
27	30	30	30

ITERACIÓN 2:

2.1 Se ordenan de mayor a menor en forma matricial:

53	52	52	52
30	30	30	27

2.2 Se invierte el orden de las filas pares:

53	52	52	52
27	30	30	30

2.3 Se suman las filas por parejas:

80	82	82	82
----	----	----	----

Fig. 2.56: Desarrollo del algoritmo de Storey en el caso del ejemplo.

El algoritmo se desarrolla en forma iterativa en tres pasos. El número de iteraciones depende del número de filas del campo fotovoltaico y corresponde a su logaritmo en base 2 (en el caso del ejemplo, 2 iteraciones). Los pasos de cada

iteración son:

Paso 1: Se ordenan los módulos atendiendo a su irradiancia de mayor a menor en forma matricial.

Paso 2: Se voltean las filas pares de la matriz.

Paso 3: Se suman las filas por parejas y se genera una nueva matriz con la mitad de filas que la anterior con la que se inicia una nueva iteración.

Se repiten las iteraciones hasta que la matriz resultante tenga una única fila. La figura 2.56 muestra cómo se desarrolla el algoritmo en el caso del ejemplo.

Se presenta finalmente una propuesta [102] de sistema fotovoltaico de configuración dinámica no basado en la eculización de irradiancia sino en la sustitución de los módulos sombreados por otros que no lo estén (la propuesta original se realizó sobre células solares dentro de un módulo pero es perfectamente extensible a módulos fotovoltaicos dentro de un array con estructura TCT). La propuesta pretende reducir el número de sensores y conmutadores necesarios en otras soluciones que las convierte en irrealizables a medida que el número de módulos aumenta.

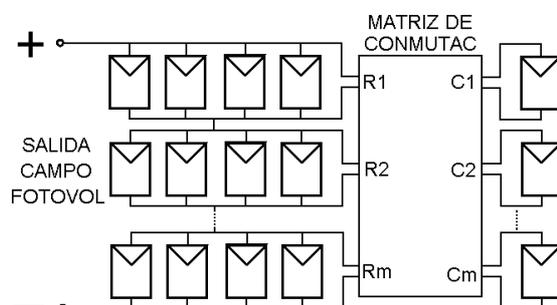


Fig: 2.57: Sistema reconfigurable propuesto por Nguyen y otros.

El sistema fotovoltaico estará formado por una parte de estructura fija (no reconfigurable), que será la más grande, y otra parte mucho más pequeña configurable. El hecho de que la parte configurable sea mucho más pequeña que el sistema global permite que el número de sensores y conmutadores sea reducido aunque el campo fotovoltaico completo incluya muchos módulos. La parte fija y la parte reconfigurable del sistema están unidas mediante la matriz de conmutación como muestra la figura 2.57.

La parte reconfigurable tendrá un número de módulos igual al número de filas de la parte fija, de manera que en condiciones de irradiancia uniforme cada uno de los módulos se unirá a una de las filas de la parte fija. En caso de sombra, la matriz

de conmutación permite unir a cada uno de los módulos de la parte configurable con cualquiera de las filas de la parte fija. De esta forma, en el caso de que alguno de los módulos se encuentre en sombra, la matriz se reconfigurará para añadir a la fila afectada los módulos necesarios para compensar a los sombreados. La figura 2.58 muestra un ejemplo de aplicación de este procedimiento. A la izquierda se muestra la configuración convencional, utilizable en el caso de iluminación uniforme, mientras que a la derecha se presenta la situación después de la reconfiguración debida a la presencia de módulos sombreados.

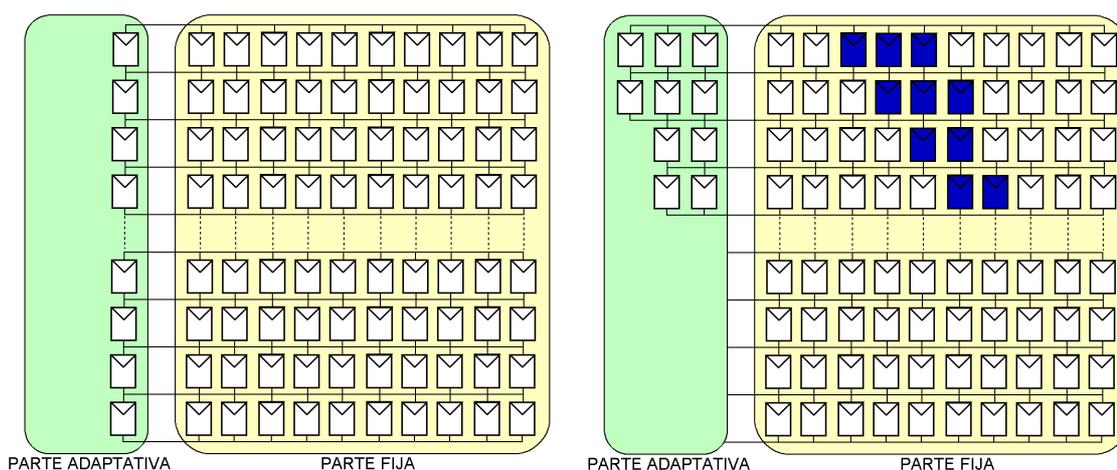


Fig: 2.58: Ejemplo de aplicación del procedimiento propuesto por Nguyen y otros.

La presencia de módulos sombreados es detectada por la medida de la tensión en cada fila: aquellas que tengan algún módulo con sombra presentarán valores inferiores al resto. Cuando esto ocurra se añadirá a esa fila el módulo más iluminado de la parte reconfigurable, y se repetirá el proceso hasta que se hayan colocado todos los módulos.

b) Reconfiguración Dinámica para topologías SP.

El objetivo de la recombinación dinámica en una estructura de módulos serie-paralelo (SP) es conseguir crear series en las que todos los módulos tengan la misma irradiancia (y por tanto la misma corriente) para conectarlas en paralelo al inversor. De esta forma, los módulos poco iluminados no limitarán la corriente de los más iluminados como pasaría si estuvieran en la misma serie.

Una solución parcial de este objetivo fue propuesta por Chaaban, Alahmad y otros [103]-[104]. En su procedimiento, los módulos que se detectan anómalos son retirados del campo fotovoltaico y se reconstruye la estructura SP con el resto. El estado de los módulos es evaluado a partir de la medida en cada uno de la tensión, la corriente y la temperatura. Con los módulos válidos se reconstruyen series de longitud adecuada y con los módulos restantes, que no alcanzan para formar una

serie convencional después de haber retirado los módulos incorrectos, se crea una serie parcial que se conecta al inversor a través de un convertidor CC/CC, como muestra la figura 2.59.

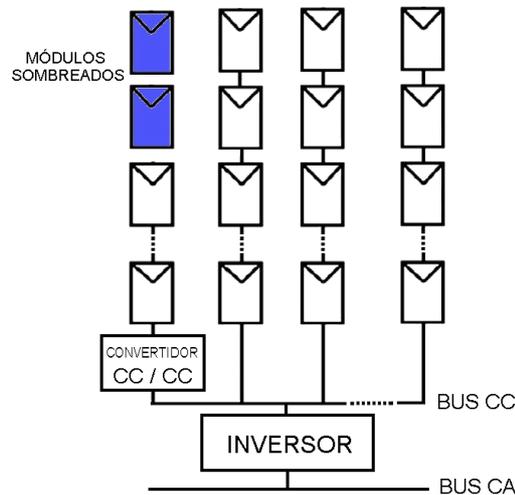


Fig: 2.59: Ejemplo de aplicación del sistema propuesto por Chaaban, Alahmad y otros.

La recombinación de los módulos se logra mediante una matriz de conmutación cuya estructura se muestra en la figura 2.60. Emplea dos interruptores y dos conmutadores por cada módulo, además de los interruptores para conectar el inversor y el convertidor CC/CC.

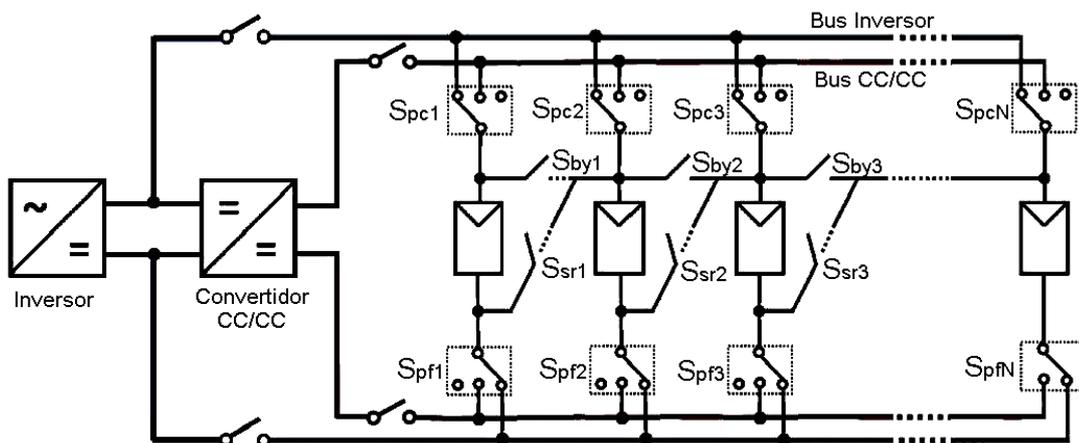


Fig: 2.60: Estructura de la matriz de conmutación propuesta por Chaaban, Alahmad y otros.

La matriz incluye varios tipos de dispositivos:

- Los conmutadores **Spc** y **Spf** se utilizan respectivamente para comenzar y finalizar la serie de módulos, y permiten conectar dicha serie directamente al bus del inversor o al convertidor CC/CC.
- Los interruptores **Ssr** se utilizan para conectar los módulos en serie.

- Los interruptores **Sby** se usan para retirar los módulos incorrectos de las series (bypass).

La figura 2.61 muestra la configuración de un sistema de 9 módulos en el que estuvieran sombreados los módulos 2 y 7. Originalmente el *array* fotovoltaico estaría formado por 3 series de 3 módulos cada una pero, tras retirar los módulos incorrectos, se reconfigura en dos series de tres módulos y una más de un módulo que se conecta a la entrada del inversor a través de un convertidor CC/CC.

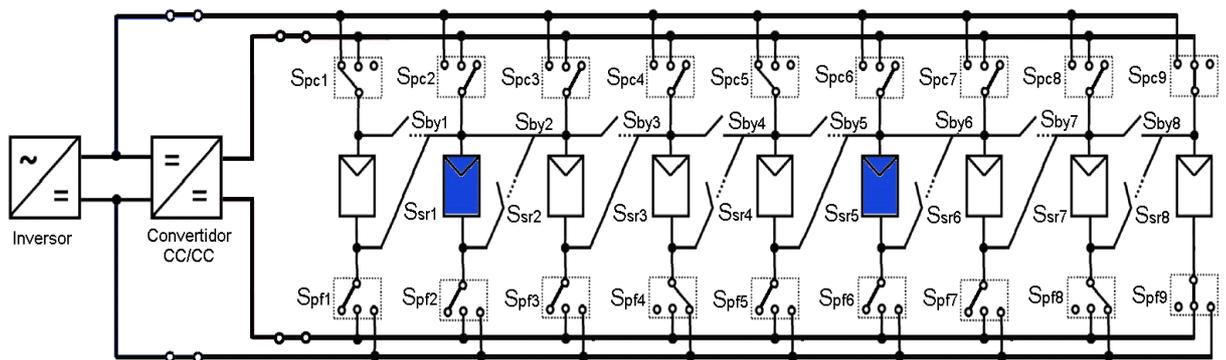


Fig: 2.61: Ejemplo de la configuración de Chaaban de 9 módulos con 2 sombreados.

Otras propuestas de reconfiguración en campos fotovoltaicos con estructura serie-paralelo se recogen en los trabajos de Patnaik [105], [106] y Dos Santos [107].

En cualquiera de los casos analizados, si bien la mejora de eficiencia que se consigue al utilizar una estrategia de recombinación frente a situaciones de iluminación no uniforme (principalmente sombras locales) puede llegar a ser alta, los puntos clave de estas alternativas, como son la complejidad de las matrices de conmutación y la necesidad de una ingente cantidad de medidores, comprometen su utilización de manera extensiva en los sistemas fotovoltaicos. Por otro lado, la inclusión de los conmutadores en la instalación tiene también otros efectos perjudiciales como son la pérdida de potencia, en el caso de utilizar dispositivos semiconductores, y problemas de fiabilidad si se emplean dispositivos electromecánicos.

2.3. MEJORAS DE EFICIENCIA EN EL INVERSOR FOTOVOLTAICO.

Otro elemento fundamental del sistema fotovoltaico es el convertidor electrónico que recoge la energía eléctrica del generador y la inyecta en la red (en el contexto de este trabajo solo se consideran las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red para la producción de electricidad, en las que el término eficiencia alcanza su máxima relevancia). Como en el apartado anterior, se tratará

de mostrar los principales caminos seguidos por los diseñadores para mejorar la eficiencia de los convertidores electrónicos de potencia utilizados en los sistemas fotovoltaicos. Para ello se analizarán por separado tres aspectos de los inversores: Su topología, la naturaleza de los dispositivos semiconductores utilizados en su implementación y los algoritmos destinados a extraer la máxima potencia del generador fotovoltaico (MPPT). Para cada uno de ellos se presentarán las tendencias actuales cuyo objetivo sea mejorar la eficiencia global del convertidor.

2.3.1. TOPOLOGÍA DEL INVERSOR.

A) TIPOS DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS:

El tipo de inversor utilizado depende de la naturaleza de la instalación fotovoltaica:

- Las grandes instalaciones de producción fotovoltaica situadas sobre el terreno, que suelen evacuar su producción en líneas de media tensión, utilizan normalmente **Inversores Centrales** con salida trifásica y un transformador elevador para su conexión a la red.

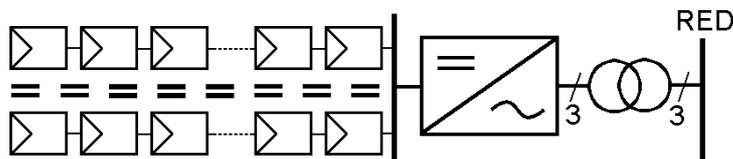


Fig: 2.62: Inversor Central.

- Para instalaciones de potencia intermedia (huertos solares, instalaciones sobre cubierta en áreas comerciales o industriales, etc.) se pueden utilizar, además de los inversores centrales, otras arquitecturas con salida normalmente trifásica y conexión en baja o media tensión. Es el caso de los inversores de tipo **Minicentral** y los **Multi-string**. En el caso de los minicentral, se utiliza un inversor monofásico por cada fase y se conectan a la red a través de un transformador trifásico. Los inversores *multi-string* incluyen varios convertidores CC/CC, cada uno de los cuales controla una serie de módulos fotovoltaicos (*string*), y la conversión a alterna de la energía transmitida por todos ellos la realiza un inversor central trifásico.

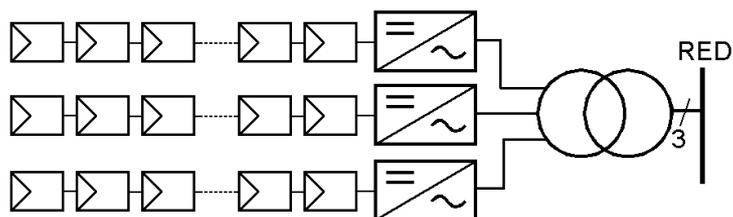


Fig: 2.63: Inversor Minicentral.

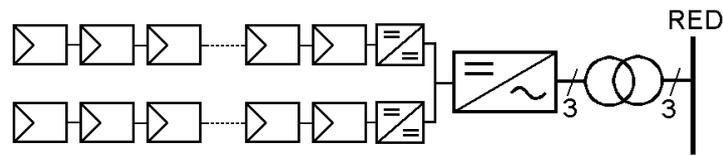


Fig: 2.64: Inversor *Multi-String*.

- Las instalaciones residenciales, cada vez más frecuentes, utilizarán normalmente inversores monofásicos de baja potencia (1 a 10 KW) en configuración **String** o **Multi-String**, con o sin transformador de salida y conectados en baja tensión.

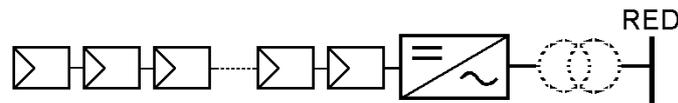


Fig: 2.65: Inversor *String* Monofásico.

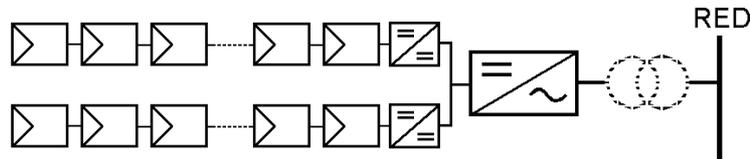


Fig: 2.66: Inversor *Multi-String* Monofásico.

- Quedaría un último tipo de inversor, poco implantado en la práctica, asociado a un único módulo fotovoltaico con el que forma una unidad denominada **Módulo-AC**. El sistema se comportaría a todos los efectos como un módulo fotovoltaico con salida monofásica de alterna.

A pesar de que la literatura ofrece una enorme diversidad de estructuras para construir los inversores, la mayoría de los dispositivos comerciales utilizan alguna variante de dos topologías ampliamente probadas como son el **Puente en H** (puente completo o *Full-Bridge*) y la estructura **NPC** [108] (*Neutral Point Clamped*), tanto en sus versiones monofásicas como trifásicas. Las siguientes figuras muestran estas configuraciones.

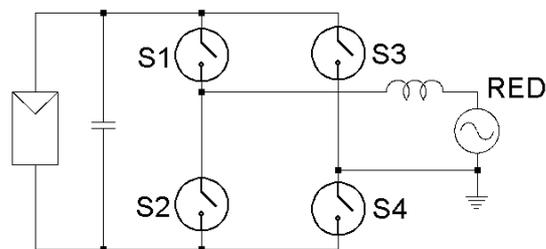


Fig: 2.67: Inversor en puente completo monofásico.

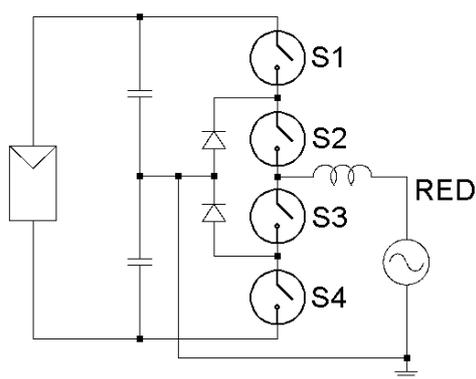


Fig: 2.68: Inversor NPC (medio puente) monofásico.

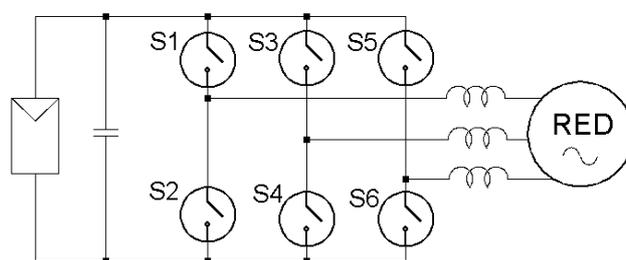


Fig: 2.69: Inversor en puente completo trifásico.

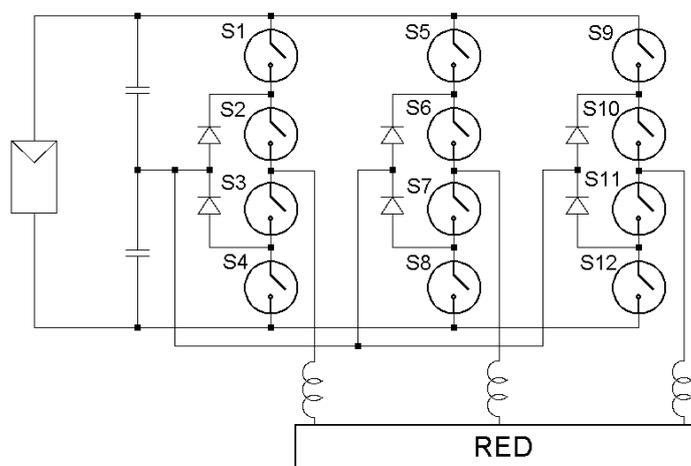


Fig: 2.70: Inversor NPC trifásico.

Es frecuente que el convertidor incluya una etapa de continua elevadora entre el generador fotovoltaico y el inversor para adaptar niveles de tensión y realizar el seguimiento del punto de máxima potencia.

B) TOPOLOGÍAS QUE MEJORAN LA EFICIENCIA DEL INVERSOR.

Los principales aspectos que se buscan en el diseño de un inversor fotovoltaico son:

- Máxima eficiencia.

- Calidad de onda (distorsión, EMI).
- Seguridad (corrientes de pérdidas, tensiones en modo común).
- Satisfacción de la normativa local (necesidad de aislamiento galvánico, funcionamiento anti-isla).
- Coste reducido.

Algunos de los aspectos anteriores se mueven en sentidos opuestos. Por ejemplo, el aislamiento galvánico mejora los aspectos de seguridad y calidad de la energía, pero afecta negativamente a la eficiencia y al coste del sistema.

El aislamiento galvánico puede conseguirse mediante un transformador de baja frecuencia conectado a la salida del inversor. Dicho transformador es grande y caro y reduce la eficiencia del inversor entre un 1'5 y un 2%. Alternativamente podrían utilizarse topologías de varias etapas que incluyeran un transformador trabajando en alta frecuencia. De esta forma se podría reducir el peso y el volumen global del sistema, pero no se conseguiría una mejora sustancial en la eficiencia debido a la presencia de varias etapas en cascada.

Desde el punto de vista de la mejora de eficiencia, la tendencia seguida por los principales fabricantes de convertidores fotovoltaicos es eliminar el transformador, dando lugar a las topologías *transformerless* [109]-[110]. La obligatoriedad del aislamiento galvánico en un sistema fotovoltaico conectado a la red depende de la regulación de cada país. En reino Unido es obligatorio el aislamiento galvánico (en alta o baja frecuencia) mientras que en Italia solo se exige para potencias superiores a 20KW. Por otro lado, tanto en Alemania como en España los equipos conectados en baja tensión pueden sustituir el aislamiento galvánico por otra solución tecnológica que garantice la separación entre el generador fotovoltaico y la red eléctrica. La opción de los inversores *transformerless*, cada día más utilizada, está reservada a inversores monofásicos de baja potencia. Los inversores centrales y minicentrales mantienen sus transformadores de baja frecuencia.

En principio, la eliminación del transformador supondrá la existencia de una conexión directa entre la red y los módulos fotovoltaicos que puede provocar tensiones de alta frecuencia en los terminales del generador fotovoltaico y valores elevados de corrientes de fuga a tierra. Además no se garantiza la imposibilidad de inyectar corriente continua en la red, lo que podría provocar la saturación magnética de los núcleos de los transformadores de distribución. Los inversores *transformerless* deberán estar diseñados específicamente tanto en su etapa de potencia como en su estrategia de modulación para evitar estos inconvenientes [111].

B.1.- Topologías *Transformerless* derivadas de la configuración en puente:

La configuración en puente completo es la topología más extensamente utilizada en los inversores para cualquier aplicación, también en el caso fotovoltaico. La figura muestra la estructura de un inversor monofásico sin transformador para un sistema fotovoltaico conectado a red:

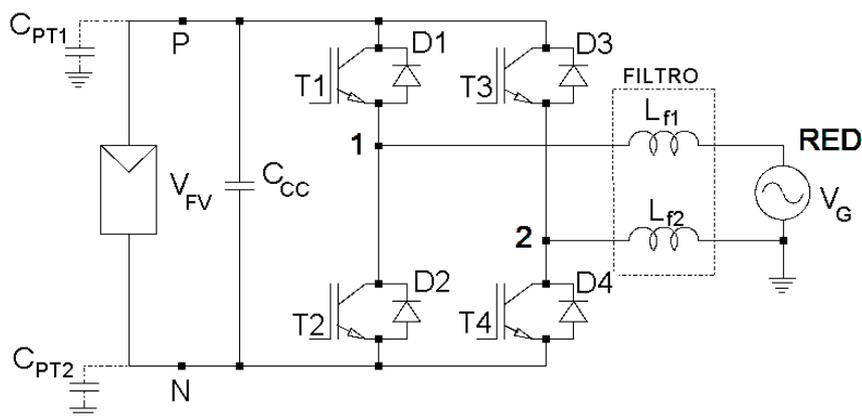


Fig. 2.71: Esquema de un inversor fotovoltaico en puente monofásico sin transformador.

Las capacidades C_{PT} representan el efecto capacitivo entre las células fotovoltaicas y el marco metálico que rodea los módulos, que debe ser conectado a tierra según la normativa de la mayoría de los países. Dichas capacidades que no tienen relevancia en una configuración inversora con aislamiento galvánico, adquieren una importancia fundamental en los dispositivos sin transformador como camino de valores importantes de corriente de fuga a tierra (corriente en modo común).

El valor de esa capacidad parásita depende del área activa del generador fotovoltaico, de la distancia entre las células y los marcos y de las condiciones atmosféricas, sobre todo de la humedad ambiental y la presencia de lluvia, que incrementa la conductividad eléctrica de la superficie del panel. En la literatura pueden encontrarse valores para esa capacidad del orden de 50 a 100nF por cada KWpico de panel instalado. En el caso de módulos de capa fina, y debido a la hoja metálica sobre la que se deposita el material fotovoltaico, las capacidades pueden alcanzar valores de hasta 1 μ F/KWpico [112].

El comportamiento del inversor vendrá definido por la estrategia de modulación empleada. Las más habituales para los inversores en puente son la modulación PWM-Unipolar, PWM-Bipolar y PWM-Híbrida.

a) **Modulación PWM-Unipolar.**

Es la más utilizada en los inversores en puente por su mejor comportamiento en frecuencia. Los armónicos generados se sitúan por encima de dos veces la frecuencia de conmutación de los polos, por lo que se necesitan filtros más pequeños para reducir el rizado de la corriente. La modulación unipolar utiliza dos referencias senoidales de la frecuencia del fundamental, desfasados 180°, para activar el polo superior de cada rama (la activación del polo inferior es complementaria a la del polo superior de la misma rama). Las posibles combinaciones de los polos (vectores) son las que se muestran en la figura 2.72 junto con las tensiones en su salida (referidas al negativo de la entrada de continua).

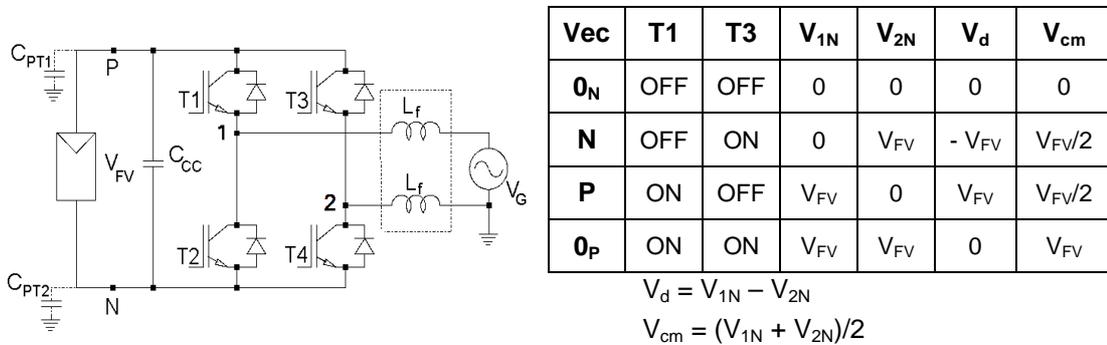


Fig. 2.72: PWM-Unipolar: Vectores y tensiones.

Durante el semiciclo positivo de la tensión de la red se van sucediendo los vectores 0_P-P-0_N-P-0_P..., mientras que durante el semiciclo negativo la secuencia de vectores es 0_N-N-0_P-N-0_N.... La salida del puente está formada entonces por 3 niveles de tensión, 0 y V_{FV} durante el semiciclo positivo y 0 y -V_{FV} durante el semiciclo negativo. La figura 2.73 muestra las referencias de la modulación y la tensión de salida del puente con la estrategia unipolar.

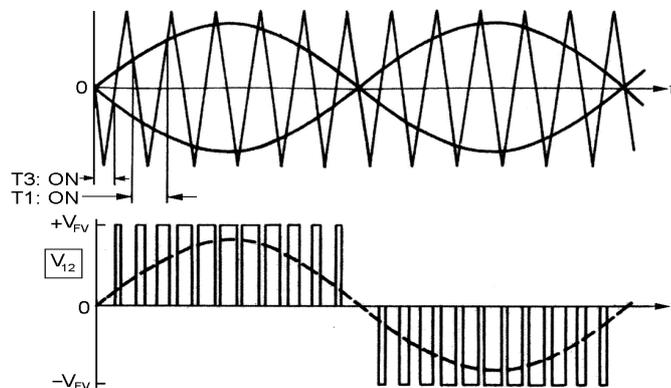


Fig. 2.73: Forma de onda de la tensión de salida con modulación Unipolar (3 niveles).

Durante la aplicación de los vectores P o N, la energía fluye desde los paneles

hacia la red a través de los semiconductores principales, mientras que durante los vectores 0_P y 0_N la corriente se cierra a través de los diodos en antiparalelo o de libre circulación (energía reactiva).

Como se observa en la figura 2.72, la tensión de modo común cambia con cada conmutación de los polos, lo que provoca que las tensiones en los terminales del generador fotovoltaico respecto a tierra (V_{CPT1} y V_{CPT2}) contengan tensiones de alta frecuencia y valores elevados, como muestra la figura 2.74. Dichas tensiones se aplican directamente sobre las capacidades parásitas C_{PT1} y C_{PT2} lo que provoca una elevada corriente de pérdidas que hace inviable la utilización de la modulación unipolar en el caso de inversores sin transformador. Este es el problema que impide utilizar esta modulación en los inversores sin transformador.

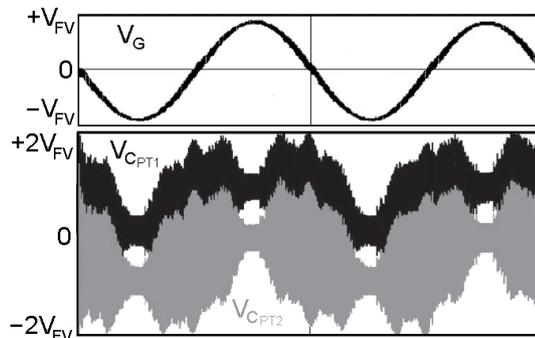


Fig. 2.74: Formas de onda de las tensiones en extremos de las capacidades parásitas C_{PT} .

b) Modulación PWM-Bipolar

En la estrategia de modulación bipolar los polos se activan por parejas [T1-T4] y [T2-T3] de manera complementaria, de acuerdo con una referencia senoidal de la frecuencia de red (figura 2.75).

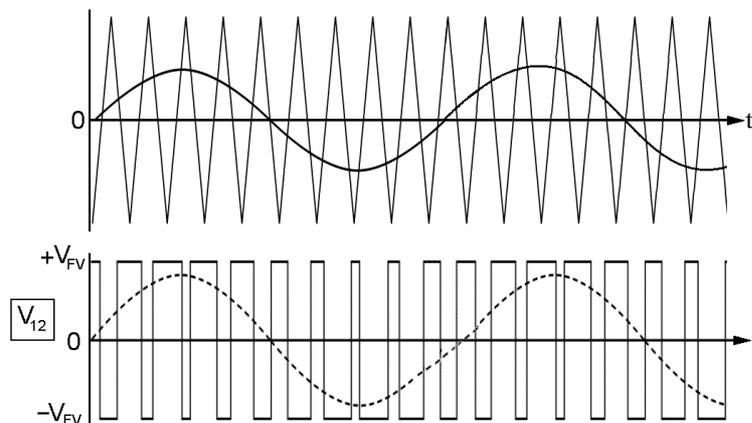


Fig. 2.75: Forma de onda de la tensión de salida con modulación Bipolar (2 niveles).

Las tensiones en la salida del puente son alternativamente V_{FV} y $-V_{FV}$, en función de la pareja de polos activa en cada instante. Los vectores de la modulación y sus tensiones resultantes se muestran en la figura 2.76.

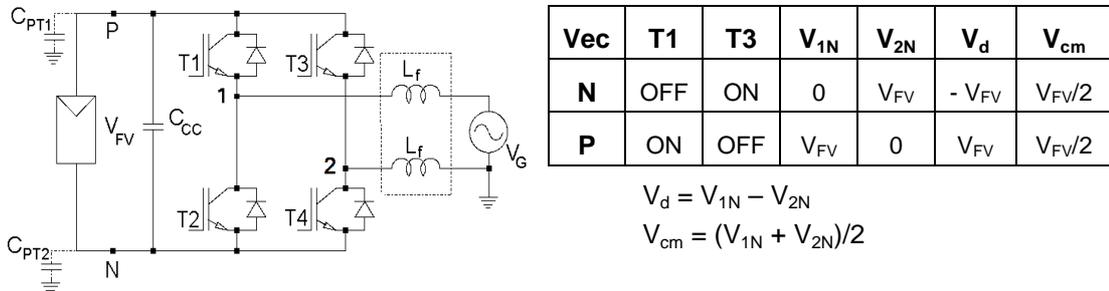


Fig. 2.76: PWM-Bipolar: Vectores y tensiones.

Con cualquiera de los dos vectores, la tensión en modo común en la salida del puente no varía, y la tensión entre los terminales del generador fotovoltaico y tierra lo hace de manera senoidal con la misma frecuencia que la tensión de red (figura 2.77). Esta tensión en extremos de las capacidades parásitas genera una corriente de fuga insignificante, por lo que *a priori* esta solución podría ser adecuada para trabajar sin transformador. Sin embargo, esta estrategia de modulación adolece de otros problemas. Al trabajar a dos niveles el rizado de la corriente de salida será elevado, con componentes armónicos de frecuencia mitad al caso unipolar, por lo que se necesitará un filtro mayor y menos eficaz que en ese caso. Además, la eficiencia en la conversión se reduce también debido al hecho de que durante el periodo de libre circulación (vector N en el semiciclo positivo de la tensión de la red y vector P en su semiciclo negativo) la energía reactiva conducida alcanza hasta el condensador de *link* de continua C_{CC} (en el caso unipolar la circulación de reactiva se cerraba exclusivamente por los diodos de libre circulación sin alcanzar la entrada del puente).

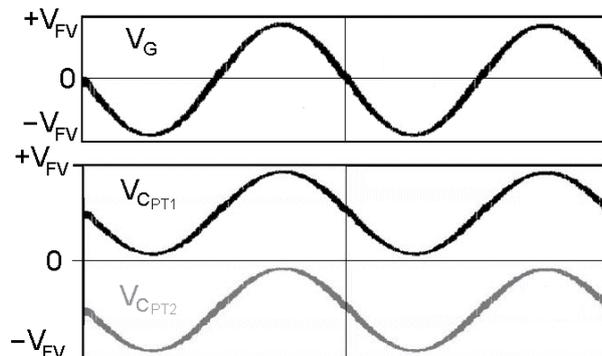


Fig. 2.77: Formas de onda de las tensiones en extremos de las capacidades parásitas C_{PT} .

La menor eficiencia de esta opción hace que no se utilice en configuraciones sin transformador cuyo objetivo es precisamente maximizar esa eficiencia.

c) **Modulación PWM-Híbrida**

La tercera estrategia analizada se denomina “*Hybrid Pulse Width Modulation*” o “*Single Phase Chopping Modulation*”. Se aplica sobre una configuración en puente completo con un filtro de corriente formado únicamente por un inductor colocado en la salida positiva.

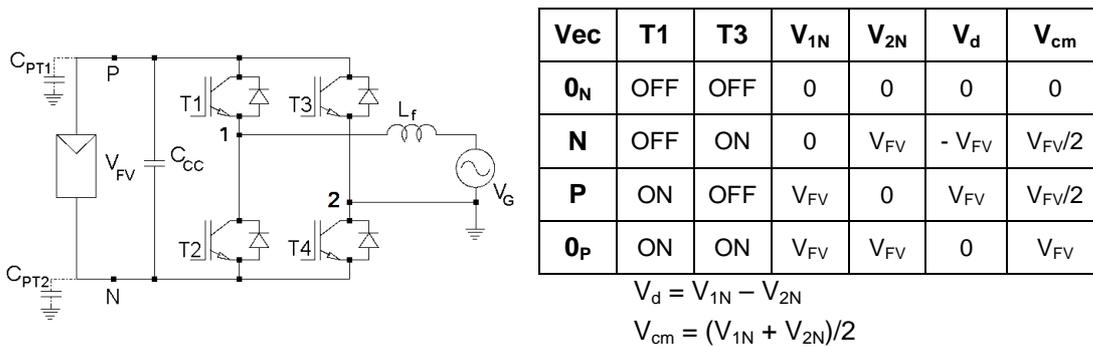


Fig: 2.78: PWM-Híbrida: Vectores y tensiones.

Es también una modulación de tres niveles. Utiliza los mismos vectores que la modulación unipolar pero secuenciados de otra manera: Durante el semiciclo positivo de la tensión de red se van sucediendo los vectores 0_N-P-0_N-P-0_N-..., mientras que durante el semiciclo negativo la secuencia de vectores es 0_P-N-0_P-N-0_P-.... La secuenciación anterior se consigue activando una rama a la frecuencia de red y la otra a la frecuencia de conmutación. Por ejemplo, durante todo el semiciclo positivo de la tensión de red T3 se mantendrá abierto mientras que T1 conmutará siguiendo un PWM senoidal (T2 y T4 se activan de forma complementaria a T1 y T3 respectivamente), lo que da lugar a la secuencia P-0_N-P-0_N-....

Actuando de esta forma, la tensión en extremos de las capacidades parásitas se mantendrá constante durante cada semiciclo de la tensión de red pero cambiará bruscamente al cambiar este. Por ejemplo V_{CPT2} valdrá 0 durante el semiciclo positivo de la tensión de red y -V_{FV} durante el semiciclo negativo.

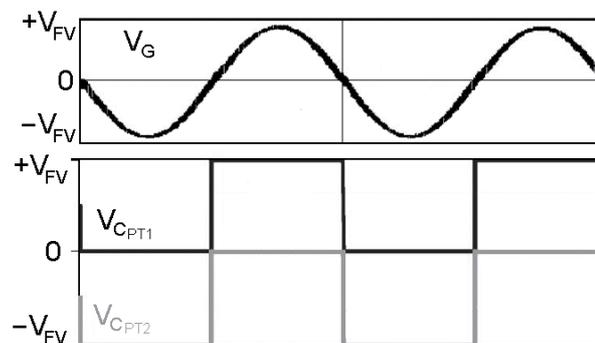


Fig: 2.79: Formas de onda de las tensiones en extremos de las capacidades parásitas C_{PT}.

A pesar de que las tensiones en extremos de las capacidades parásitas se mantienen constantes durante cada semiciclo, los cambios abruptos de tensión provocan corrientes de pérdidas de forma impulsional en ellas que pueden alcanzar valores instantáneos elevados. Luego, a pesar de ser una estrategia de 3 niveles con menores pérdidas de conmutación que las anteriores (solo conmutan a alta frecuencia dos polos en cada semiciclo) y sin flujo interno de reactiva, no es adecuada para ser utilizada en inversores sin transformador.

Del análisis anterior se deduce que no puede utilizarse directamente la configuración en puente completo en una topología sin transformador. La alternativa buscada deberá presentar una salida en tres niveles y una variación de la tensión de los terminales del generador respecto a tierra de baja frecuencia. Este último requisito puede conseguirse si se desconecta el lado de continua del lado de alterna durante el periodo de libre circulación (vectores cero) del inversor [113]. Al tiempo se elimina el intercambio de potencia reactiva entre las inductancias del filtro y el condensador de *link* durante los periodos de tensión cero, que es una de las causas de pérdida de eficiencia.

Se presentan a continuación algunas de las más relevantes topologías basadas en el inversor de puente completo diseñadas para trabajar sin transformador.

1) INVERSOR H5:

La topología H5, mostrada en la figura 2.80, fue patentada por SMA en 2005 [114]. Basada en la configuración de puente completo, incluye un nuevo polo, T5, para separar la parte de continua del puente durante la fase de salida cero.

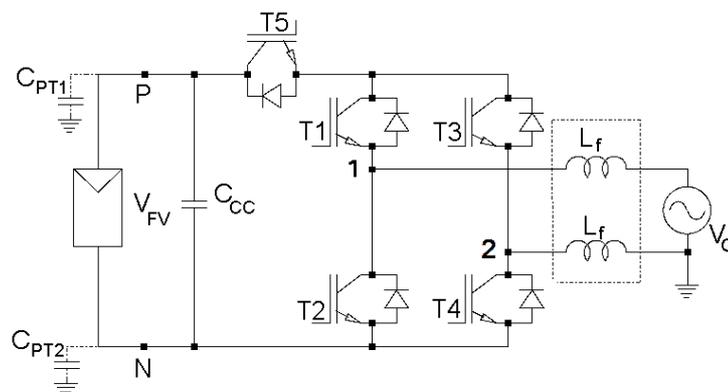


Fig. 2.80: Topología H5.

Durante su funcionamiento los polos T5 y T2 (o T4) son conmutados a alta

frecuencia mientras que T1 (o T3) lo son a la frecuencia de red.

La estrategia de activación de los polos es la siguiente:

- Durante el semiciclo POSITIVO de la tensión de red:
 - T1 se mantiene cerrado y T2 y T3 abiertos, durante todo el semiciclo.
 - T4 y T5 conmutan simultáneamente a alta frecuencia. Cuando están cerrados la salida del puente es $+V_{FV}$ y cuando están abiertos 0. En este caso la corriente reactiva se cierra por T1 y D3.
- Durante el semiciclo NEGATIVO de la tensión de red:
 - T3 se mantiene cerrado y T1 y T4 abiertos, durante todo el semiciclo.
 - T2 y T5 conmutan simultáneamente a alta frecuencia. Cuando están cerrados la salida del puente es $-V_{FV}$ y cuando están abiertos 0. En este caso la corriente reactiva se cierra por T3 y D1.

La siguiente figura muestra los distintos modos de funcionamiento del inversor H5:

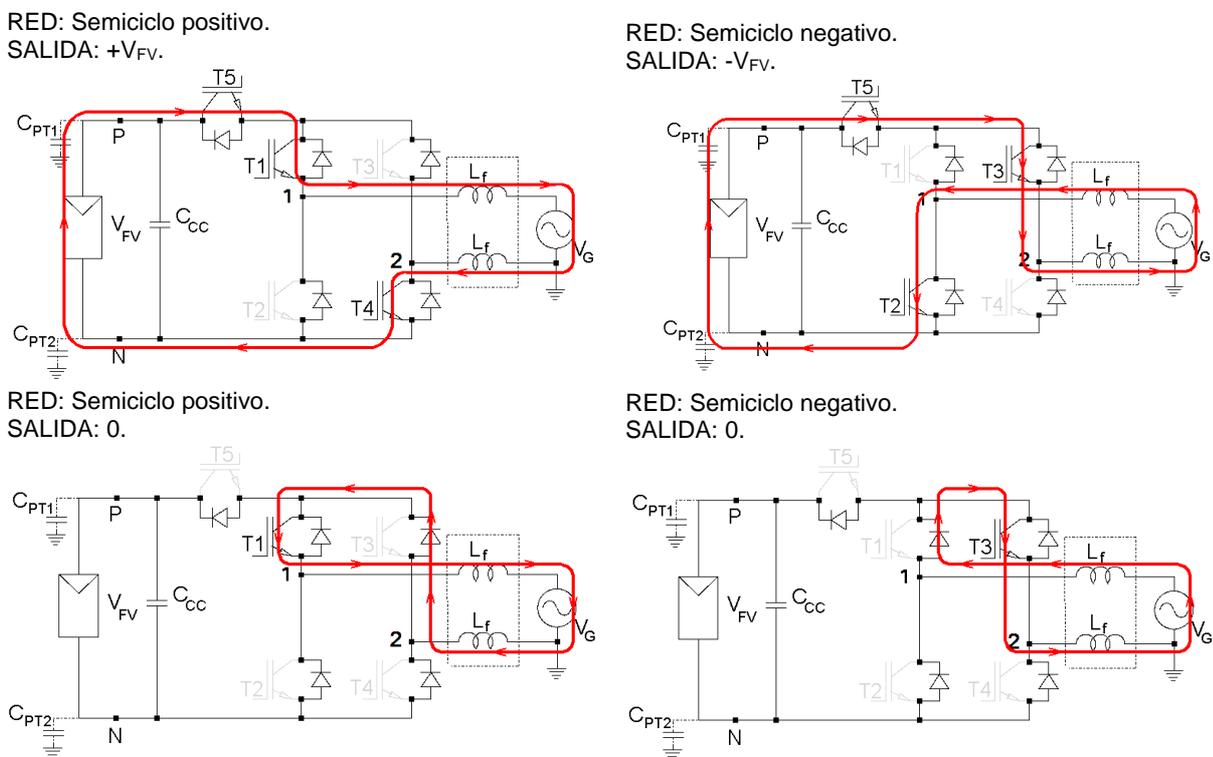


Fig. 2.81: Modos de funcionamiento del inversor H5.

A pesar de ser una topología de tres niveles, el comportamiento en modo común de la topología H5 es similar a la del puente con modulación PWM-

Bipolar, es decir, la tensión entre los terminales del generador fotovoltaico y tierra tendrá forma senoidal de baja frecuencia.

2) INVERSOR EN PUENTE COMPLETO CON DC-BYPASS (FB-DCBP):

Esta topología, al igual que la H5, desconecta la parte de continua durante el intervalo de tensión cero. Su estructura, mostrada en la figura 2.82, fue propuesta por Roberto González, Jesús López y otros [115], y patentada por INGETEAM.

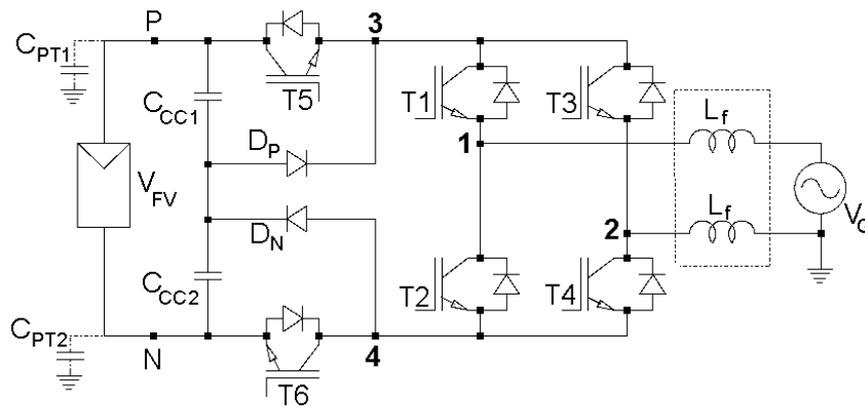


Fig: 2.82: Topología FB-DCBP.

Normalmente los inversores fotovoltaicos de conexión a red trabajan con factor de potencia unidad, y se analizará el funcionamiento de la topología en este caso, si bien la técnica de modulación descrita podría operar también con factores de potencia diferentes de uno.

- Durante el semiciclo POSITIVO de la tensión de red:
 - T1 y T4 se mantienen cerrados durante todo el semiciclo.
 - El resto de los polos se activan por parejas a la frecuencia de conmutación: por un lado T2 y T3 conmutan juntos al mismo estado y T5 y T6 lo hacen de forma complementaria a los anteriores.
 - Cuando T5 y T6 están cerrados (T2 y T3 abiertos), la salida del puente vale $+V_{FV}$ y la corriente de salida pasa por T5-T1-T4-T6. La tensión en modo común en esta situación es:

$$V_{CM} = \frac{V_{1N} + V_{2N}}{2} = \frac{V_{FV} + 0}{2} = \frac{V_{FV}}{2} \quad (2.14)$$

- Cuando T5 y T6 se abren (T2 y T3 se cierran), la corriente fluye por dos caminos: por un lado por T1 y el diodo de libre circulación D3, y por otro por T4 y el diodo de libre circulación D2. El cierre de T2 y T3 se habrá realizado sin corriente, lo que elimina las pérdidas de conmutación en estos dispositivos. En esta situación, la salida del

punto se hace cero. La presencia de los diodos D_P y D_N fija la tensión de los puntos 3 y 4 (y consecuentemente de los puntos 1 y 2 a través de T1 y T4) a $V_{FV}/2$, de manera que la tensión en modo común vale:

$$V_{CM} = \frac{V_{1N} + V_{2N}}{2} = V_{1N} = V_{2N} = \frac{V_{FV}}{2} \quad (2.15)$$

■ Durante el semiciclo NEGATIVO de la tensión de red:

- T2 y T3 se mantienen cerrados durante todo el semiciclo.
- El resto de los polos se activan por parejas a la frecuencia de conmutación: por un lado T1 y T4 conmutan juntos al mismo estado y T5 y T6 lo hacen de forma complementaria a los anteriores.
- Cuando T5 y T6 están cerrados (T1 y T4 abiertos), la salida del puente vale $-V_{FV}$ y la corriente de salida circula por T5-T3-T2-T6. La tensión en modo común en esta situación es:

$$V_{CM} = \frac{V_{1N} + V_{2N}}{2} = \frac{0 + V_{FV}}{2} = \frac{V_{FV}}{2} \quad (2.16)$$

- Cuando T5 y T6 se abren (T1 y T4 se cierran), la corriente se divide por dos caminos: por un lado por T3 y el diodo de libre circulación D1, y por otro por T2 y el diodo de libre circulación D4. De nuevo T1 y T4 se cierran sin corriente, con reducidas pérdidas de conmutación. En esta situación, la salida del puente se hace cero. La situación es análoga a la que se produce en el semiciclo positivo de la tensión de red y de nuevo:

$$V_{CM} = \frac{V_{1N} + V_{2N}}{2} = V_{1N} = V_{2N} = \frac{V_{FV}}{2} \quad (2.17)$$

A la vista del análisis se verifica que la tensión en modo común permanece constante durante los cuatro estados de conmutación. La tensión entre los extremos del generador fotovoltaico y tierra tendrá solo una variación a la frecuencia de red, y las corrientes de fuga a través de las capacidades parásitas serán despreciables.

Las pérdidas por conducción serán mayores en esta topología ya que las corrientes atraviesan un mayor número de polos, pero las pérdidas de conmutación serán inferiores respecto a otras estructuras ya que algunos polos conmutan a baja frecuencia, con corrientes reducidas e incluso con tensiones de bloqueo limitadas a $V_{FV}/2$ por efecto del divisor capacitivo y los diodos de fijación.

3) INVERSOR HERIC:

Con las mismas ideas básicas que las arquitecturas anteriores, se ha propuesto otra topología derivada del puente completo denominada HERIC [116] (*Highly Efficient and Reliable Inverter Concept*) que incluye una nueva rama formada por dos interruptores en contraserie (con sus correspondientes diodos en antiparalelo) cuya misión es establecer el camino de libre circulación durante los intervalos de salida cero del puente, tal como muestra la figura 2.83.

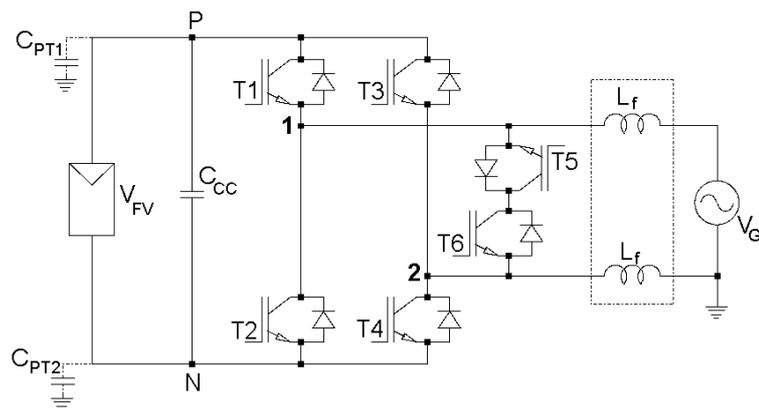


Fig: 2.83: Topología HERIC.

Con el fin de reducir la tensión en modo común en los extremos del generador fotovoltaico se aísla este de la red durante los periodos de tensión cero inhabilitando todos los polos del puente y usando una nueva rama para establecer el camino de libre circulación.

Durante el funcionamiento del inversor HERIC, los polos T1 a T4 conmutan a alta frecuencia mientras que los polos T5 y T6 lo hacen a la frecuencia de red. La secuencia de activación de los polos cuando trabaja con factor de potencia unidad es la siguiente:

- Durante el semiciclo POSITIVO de la tensión de red:
 - El polo T5 se mantiene cerrado y los polos T6, T2 y T3 se mantienen abiertos durante todo el semiciclo.
 - La tensión de salida del puente oscila entre $+V_{FV}$ y 0: Para obtener $+V_{FV}$ se cierran simultáneamente T1 y T4, mientras que para obtener cero se abren dichos polos. En ambas situaciones, la tensión en modo común en la salida del puente (nodos 1 y 2) respecto al negativo del generador fotovoltaico se mantiene prácticamente constante alrededor de $V_{FV}/2$ (en el caso de salida cero, las tensiones V_{1N} y V_{2N} quedan fijadas a $V_{FV}/2$ debido a las capacidades parásitas de los polos de potencia del puente).

- El diodo D6 junto con T5 establecen el camino para la circulación de corriente durante los intervalos de salida cero, sin que esta alcance el condensador de *link* y reduciendo de esta forma las pérdidas.
- Durante el semiciclo NEGATIVO de la tensión de red:
 - El polo T6 se mantiene cerrado y los polos T5, T1 y T4 se mantienen abiertos durante todo el semiciclo.
 - La tensión de salida del puente vale $-V_{FV}$ cuando se cierran los polos T2 y T3, y vale 0 cuando ambos se abren simultáneamente. Como en el caso anterior, la tensión en modo común de la salida del puente respecto al negativo del generador se mantiene constante con el valor $V_{FV}/2$ en ambos casos.
 - El diodo D5 junto con T6 establecen el camino para la circulación de corriente durante los periodos de salida cero.

La topología HERIC actúa entonces como un inversor de tres niveles, con bajas pérdidas de conducción y una tensión en los terminales del generador fotovoltaico respecto a tierra que varía senoidalmente con la frecuencia de red, y que no producirá corrientes de fuga significativas a través de las capacidades parásitas del generador respecto a tierra.

B.2.- Topologías *Transformerless* basadas en inversores NPC:

La posibilidad de eliminar el transformador de salida en los inversores solares, y la consecuente aparición de importantes corrientes de pérdida a tierra a través de las capacidades parásitas asociadas a los módulos, condujeron a considerar para su diseño la topología multinivel NPC, que ya se había aplicado con éxito en el accionamiento de motores de alterna para reducir la corriente en modo común que circulaba a través de la capacidad parásita entre estator y rotor, y que provocaba un aumento de las pérdidas y el envejecimiento prematuro de los aislamientos.

Se presentarán a continuación esta arquitectura junto a otras derivadas de su configuración básica.

1) TOPOLOGÍA NPC CLÁSICA (Medio Puente):

La topología NPC de medio puente (figura 2.84) es la más empleada y constituye la base de las configuraciones NPC en puente completo y trifásica (que emplea tres ramas semipuente iguales). La idea básica que justifica el empleo de esta configuración es que durante el periodo de salida cero, esta se conecta a tierra (situada en el punto medio de la tensión de entrada) mediante los diodos D_P o D_N , dependiendo del sentido de circulación de la corriente. De igual manera,

durante el periodo cero la salida se mantiene aislada de la entrada mediante la desactivación de los polos T1 y T4.

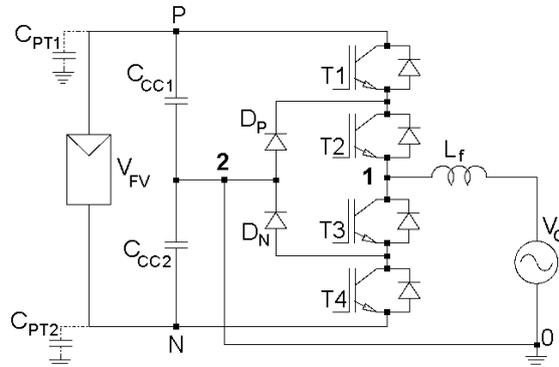


Fig: 2.84: Topología NPC de medio puente.

En cada uno de los semiciclos de la tensión de red únicamente dos polos conmutan a alta frecuencia, mientras que los otros dos mantienen su estado. La tensión de salida a tres niveles se obtiene mediante las siguientes combinaciones de polos:

Vector	T1	T2	T3	T4	V_{12}
P	ON	ON	OFF	OFF	$+ V_{FV}/2$
0	OFF	ON	ON	OFF	0
N	OFF	OFF	ON	ON	$- V_{FV}/2$

Tabla 2.6: Activación de polos en la topología NPC.

La estrategia de activación de los polos es la siguiente:

- Durante el semiciclo POSITIVO de la tensión de red:
 - El polo T2 se mantiene activado y T1 conmuta a alta frecuencia para alternar la salida entre los vectores P y 0.
 - Los polos T3 y T4 trabajan de forma complementaria a T1 y T2 respectivamente.
- Durante el semiciclo NEGATIVO.
 - El polo T4 se mantiene activado y T3 conmuta a alta frecuencia para alternar la salida entre los vectores N y 0.
 - Los polos T1 y T2 trabajan de forma complementaria a T3 y T4 respectivamente.

Durante todo el tiempo de funcionamiento del inversor las capacidades parásitas C_{PT} mantendrán una tensión cuasi constante ($V_{FV}/2$) por lo que las

corrientes de pérdida son prácticamente inexistentes.

La principal desventaja del inversor NPC viene dada por una desigual distribución de las pérdidas entre los dispositivos semiconductores, lo que conduce a una desigual distribución de temperaturas. Las pérdidas por conmutación en los polos externos (T1 y T4) son mucho más grandes que las de los polos internos (T2 y T3) y esta diferencia se incrementa a medida que aumenta la frecuencia de trabajo [117].

2) INVERSOR CONERGY:

La topología mostrada en la figura 2.85 es una variante de la NPC de medio puente que emplea dos polos (IGBT y diodo) en antiserie para fijar la salida a común. Esta topología, desarrollada por P. Knaup, fue patentada por la empresa CONERGY en 2007 [118].

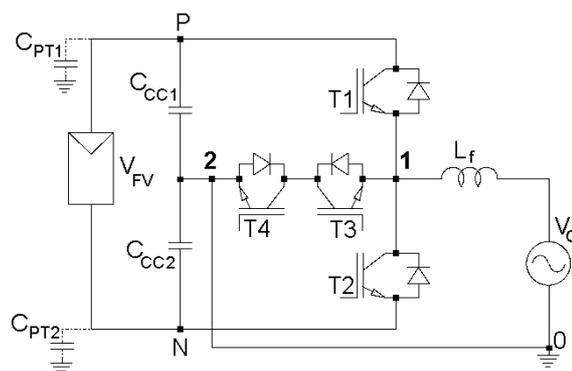


Fig. 2.85: Topología Conergy.

Los tres niveles de tensión en la salida se obtienen mediante la siguiente combinación de polos:

Vector	T1	T2	T3	T4	V_{12}
P	ON	OFF	OFF	OFF	$+ V_{FV}/2$
0_P	OFF	OFF	ON	OFF	0
0_N	OFF	OFF	OFF	ON	0
N	OFF	ON	OFF	OFF	$- V_{FV}/2$

Tabla 2.7: Activación de polos en la topología CONERGY.

La estrategia de activación de los polos, suponiendo factor de potencia unitario, es la siguiente:

- Durante el semiciclo POSITIVO de la tensión de red:
 - T2 y T4 están siempre desactivados.
 - T1 y T3 se activan de manera complementaria para alternar el valor de la salida entre $+V_{FV}/2$ y 0.
- Durante el semiciclo NEGATIVO.
 - T1 y T3 están siempre desactivados.
 - T2 y T4 se activan de manera complementaria para alternar el valor de la salida entre $-V_{FV}/2$ y 0.

La principal ventaja de la topología Conergy frente a la NPC convencional es una mayor eficiencia al reducir el número de polos que conducen simultáneamente (en los vectores P y N la corriente de salida solo atraviesa un polo).

3) TOPOLOGÍA NPC ACTIVO:

La topología ANPC o NPC Activo se diferencia de la NPC convencional en que sustituye los diodos D_P y D_N que esta tiene para fijar la tensión por dos polos activos (IGBT-Diodo), tal como muestra la figura 2.86.

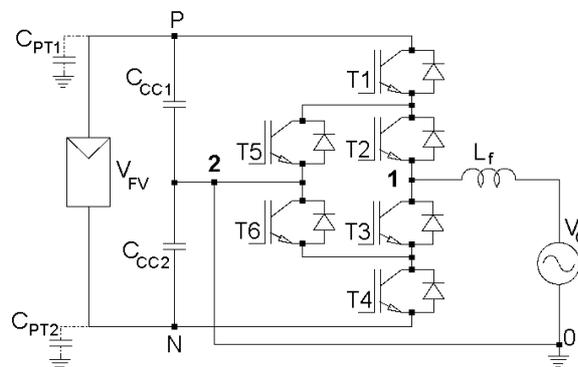


Fig: 2.86: Topología ANPC.

El hecho de introducir los polos activos en sustitución de los diodos ofrece la posibilidad de utilizar dos caminos para realizar la conexión de la salida al punto medio de la continua referenciado a tierra: El camino superior, mediante la activación de T2 y T5, y el camino inferior a través de T3 y T6. Por ambos caminos la corriente puede circular en los dos sentidos. Esta característica permite distribuir de manera más homogénea las pérdidas de potencia entre todos los semiconductores mediante la selección en cada caso del camino más adecuado. La literatura ofrece varias estrategias diferentes de modulación PWM para la topología ANPC utilizando diferentes configuraciones del vector cero y distintos caminos de conducción [119].

Comparada con la topología NPC convencional la arquitectura ANPC no mejora la eficiencia, sin embargo con una estrategia de control adecuada se reducen considerablemente los problemas derivados de la irregular distribución de pérdidas entre los semiconductores.

Además de las topologías comentadas, la literatura ofrece otras alternativas derivadas de la arquitectura NPC [120]: *Staked* NPC (SNPC), *Active-Staked* NPC (ASNPC), *Novel-Staked* NPC (N-SNPC), *Advanced* NPC (A-NPC), etc., susceptibles de ser utilizadas en inversores fotovoltaicos sin transformador. Asimismo pueden encontrarse configuraciones trifásicas destinadas a su empleo sin transformador.

C) DISEÑO OPTIMIZADO DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS.

Una novedosa línea de investigación propone el diseño de inversores utilizando técnicas de optimización para una aplicación particular. El objetivo del procedimiento de optimización del diseño de un convertidor electrónico de potencia es, dada una determinada topología, determinar el tipo de componentes y su dimensionado para conseguir minimizar (o maximizar, según el caso) una determinada característica del convertidor (pérdidas, tamaño, coste, etc.).

El proceso de diseño se plantea como si fuera un problema de optimización matemática convencional: se construye una función objetivo que se ha de minimizar (o maximizar) en función de las variables de diseño sobre las que se puede actuar, atendiendo a todas las restricciones a las que están sujetas dichas variables.

Las primeras propuestas recogidas en la literatura refieren procedimientos de diseño de convertidores continua/continua [121],[122],[123],[124]. Los elementos definidos mediante optimización en esos casos son los transformadores e inductores (tamaño del núcleo, sección del hilo, número de vueltas, densidad de flujo, etc.), el filtro (selección óptima de la inductancia y la capacidad) y la frecuencia de conmutación. Las funciones objetivo manejadas más frecuentemente se refieren a la minimización de las pérdidas (en el transformador y los semiconductores), del volumen y el peso del convertidor y del coste total del equipo, o la maximización de la eficiencia de la conversión.

Si bien la literatura incluye algún estudio de diseño optimizado para otro tipo de convertidores [125],[126],[127],[128], la aplicación de técnicas de optimización matemática para el desarrollo de convertidores se utiliza fundamentalmente para el diseño de convertidores CC/CC [129],[130],[131],[132],[133].

Limitando el campo de visión únicamente a la aplicación de las técnicas de

optimización al diseño de convertidores fotovoltaicos, caben destacar las aportaciones de Koutroulis y Blaabjerg [134],[135],[136]. En la primera referencia se incluye un análisis exhaustivo de los elementos del diseño objeto de optimización: sección de potencia y filtro de salida, estrategia de modulación y estrategia de control. Los autores proponen para cada uno de ellos un procedimiento de optimización.

En la segunda, añade a los elementos considerados en el diseño de un inversor fotovoltaico el factor fiabilidad de funcionamiento y propone una nueva metodología de optimización del diseño. Por fin, en la última establece las metodologías de optimización del diseño para las configuraciones NPC y ANPC de los inversores fotovoltaicos sin transformador.

2.3.2. SEMICONDUCTORES DEL INVERSOR.

Las tecnologías innovadoras en los semiconductores de potencia han tenido en la fotovoltaica uno de los segmentos de mercado más adecuado por su búsqueda de alta eficiencia en la conversión de energía.

Tradicionalmente, los inversores fotovoltaicos se han construido con MOSFET o IGBT en función de sus características de diseño. Los MOSFET se empleaban en dispositivos de menor tensión y potencia, y ofrecían la posibilidad de trabajar a mayores velocidades y un menor precio. Por el contrario los IGBT se encontraban en los inversores de mayor potencia y tensión de trabajo, conmutando con frecuencias típicas de 16 o 20KHz. Con los actuales dispositivos en el mercado, la distinción anterior aparece de manera mucho más difusa. Los MOSFET han evolucionado hacia el aumento de su tensión de trabajo, manteniendo limitadas las pérdidas por conducción. Por su parte los nuevos IGBT permiten mayores frecuencias de trabajo con limitadas pérdidas de conmutación y manteniendo elevado el rango de tensión al que pueden trabajar (el mercado ofrece dispositivos capaces de conmutar a 100KHz [137]).

En convertidores que requieran un filtro de salida, como pueden ser los inversores fotovoltaicos, la posibilidad de trabajar a mayores frecuencias supone evidentes ventajas a la hora de construir dichos filtros. Además si ese aumento de frecuencia se consigue sin perjudicar otras características básicas de los semiconductores de potencia (capacidad de bloquear tensión, capacidad de conducir corriente, pérdidas de potencia), se puede lograr un aumento de la eficiencia de los convertidores fotovoltaicos que los montan.

En los últimos años ha surgido con fuerza una familia de semiconductores de potencia que compiten con los anteriores dispositivos basados en el silicio. Se trata

de los polos de potencia (diodos, FET, BJT e IGBT) construidos con semiconductores de banda ancha, en particular los fabricados con carburo de silicio (SiC) que se encuentran ya en fase comercial y, en menor medida, los dispositivos de nitruro de galio (GaN) cuya aplicación como semiconductores de potencia está aún en fase experimental. Las mejores prestaciones globales de estos dispositivos permiten vislumbrar que irán sustituyendo progresivamente a los tradicionales semiconductores de silicio en aquellas aplicaciones en las que prime la eficiencia en la conversión.

Se analizará en este apartado el estado del arte de los semiconductores de potencia, desde el punto de vista de su aplicación a los sistemas fotovoltaicos con el fin de mejorar su eficiencia.

A) INNOVACIONES EN LOS SEMICONDUCTORES TRADICIONALES.

Se recogen a continuación las últimas mejoras que incorporan los modelos de semiconductores de potencia convencionales presentes en el mercado.

A.1. Innovaciones En los IGBT.

Los IGBT se han fabricado históricamente utilizando dos tecnologías: PT y NPT [138]:

■ Proceso PT (Punch-Trough).

El dispositivo se construye sobre un sustrato P que hará las veces de colector en el IGBT. La anchura del sustrato será suficiente para soportar el resto de los procesos térmicos durante la fabricación y tendrá un elevado dopado (P^{++}) para reducir su resistividad y no incrementar la caída de tensión en conducción (figura 2.87).

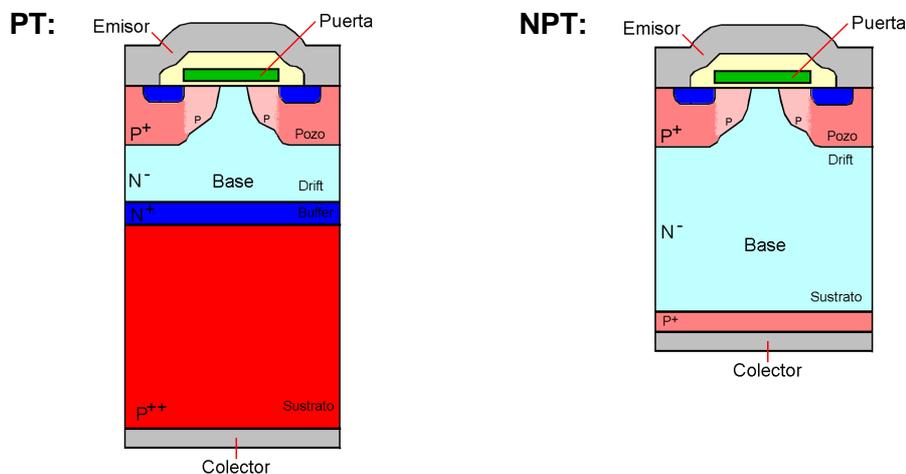


Fig: 2.87: Estructuras PT y NPT de un IGBT.

Sobre el sustrato se hace crecer por epitaxia una zona N (N^+ : capa *buffer*) muy dopada y sobre esta una región N poco dopada (N^- : región *drift*). Ambas conformarán la región de base del IGBT. Sobre la capa epitaxial N^- se fabrica una estructura MOSFET con un pozo P muy dopado (P^+ : Región *Body* o *Well*) para evitar el posible *latch-up*, salvo en la región donde se inducirá el canal.

■ Proceso NPT (Non Punch-Trough).

En este caso, el dispositivo se construye sobre un sustrato N^- (base del IGBT). En la superficie superior se construye por implantación una estructura MOSFET similar a la del caso PT, y en la cara inferior se implanta una región P^+ que hará las veces de colector en el IGBT.

Las estructuras PT y NPT convencionales presentan problemas característicos:

- En los PT-IGBT la capa *buffer* permite mantener la capacidad de bloqueo de tensión directa del dispositivo utilizando una región N^- más estrecha que en el caso NPT, y por tanto con menor resistencia, pero por el contrario, la estructura PT tiene una energía de apagado (E_{Off}) y una corriente de cola durante la extinción de valor elevado debido a la alta concentración de minoritarios en la unión P^{++} - N^+ durante la conducción que es necesario evacuar en el apagado.
- En los NPT-IGBT el problema anterior ocurre en menor medida ya que la unión colector base está formada por una región P^+ , menos dopada, y la zona N^- poco dopada. Sin embargo, para que el IGBT tenga la capacidad de bloquear tensiones elevadas en directa se necesita que la región *drift* sea suficientemente ancha para que la zona de depleción asociada a la unión Emisor (P^+) – Base (N^-) en inversa no alcance al colector. Como la región N^- está poco dopada, la zona de depleción alcanza una gran anchura en esa región y es necesario construir una base bastante más ancha que en el caso PT, que cuenta con la capa *buffer*, para conseguir la misma tensión de ruptura [139]. La elevada anchura de esa región eleva la caída de tensión que se produce en el dispositivo durante la conducción ($V_{CE(sat)}$), consecuentemente, las pérdidas por conducción.

Se observa entonces que se ha de alcanzar en los IGBT una situación de compromiso entre dos factores de mérito que tienen tendencias contrarias: Por un lado la energía de apagado (E_{Off}), que condiciona las pérdidas de conmutación a alta frecuencia, y por otro la caída de tensión en conducción ($V_{CE(sat)}$), relacionada con las pérdidas de conducción [140] (figura 2.88).

El objetivo de mejora de los IGBT será reducir la energía de apagado sin penalizar la caída de tensión en conducción, y de esta forma lograr que el dispositivo trabaje a mayor frecuencia sin que las pérdidas de potencia se disparen.

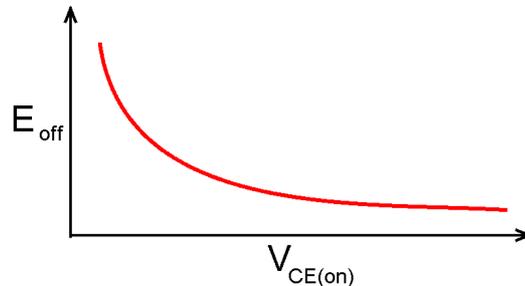


Fig: 2.88: Curva $E_{off}/V_{CE(on)}$ en los IGBT.

Las técnicas más representativas utilizadas para conseguirlo son la adopción de estructuras *Trench* (zanja o trinchera) en la célula MOS y la incorporación de una *capa de frenado de campo* (Field Stop) [] [141].

a.- IGBT de puerta en trinchera:

La estructura de puerta en trinchera (*Trench Gate*) difiere de la estructura plana convencional en que el óxido de puerta y el electrodo de polisilicio dopado de la puerta se construyen en una zanja profunda y estrecha por debajo de la superficie de la oblea [142] (figura 2.89).

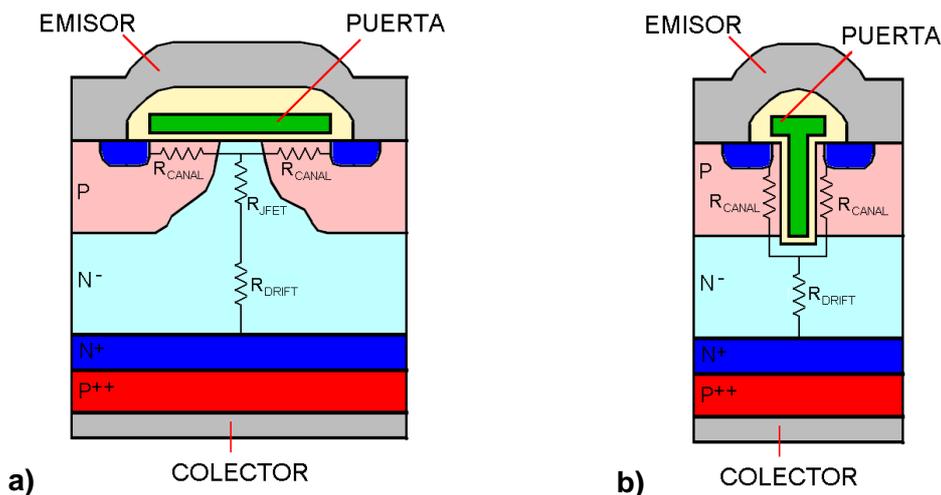


Fig: 2.89: Dos estructuras MOS con la misma longitud de canal: a) Plana y b) *Trench*.

Cuando se aplica tensión a la puerta se forma el canal a lo largo del muro vertical de la trinchera, perpendicular a la superficie del chip (en un IGBT plano el canal se forma por debajo de la puerta, paralelo a la superficie el chip). El canal vertical ofrece dos importantes ventajas [143]:

- El canal vertical necesita menos superficie de chip para la misma longitud por lo que permite aumentar la densidad de integración de las células, lo que conlleva a una mayor anchura de canal por unidad de área del chip y consecuentemente una reducción de la resistencia global del canal. La reducción de esta resistencia supone una disminución en la caída de tensión en conducción del dispositivo y por lo tanto de las pérdidas de conducción.
- En una estructura plana, las corrientes que atraviesan el canal de dos células adyacentes se encuentran inmediatamente con una región muy estrecha antes de alcanzar la zona ancha de la base. La resistencia correspondiente a esa región (R_{JFET}) se elimina en el caso de disponer el canal de forma vertical.

b.- Tecnología de frenado de campo (Field Stop):

Como ya se apuntó, la capacidad de bloqueo de tensión de un IGBT depende de la anchura de la región N^- (*drift*). En un NPT-IGBT en situación de bloqueo directo, la distribución del campo eléctrico a lo largo de la región N^- tiene una forma triangular [144], como se muestra en la figura 2.90.

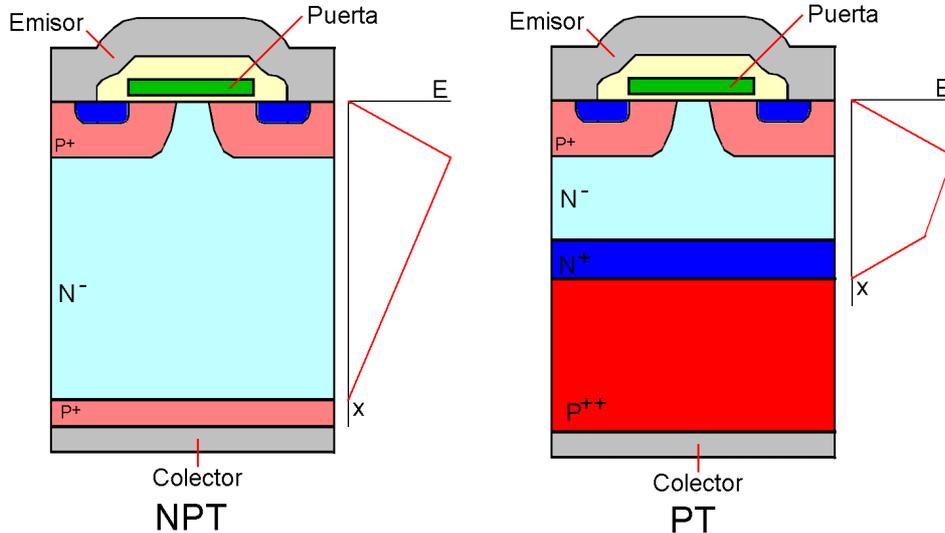


Fig: 2.90: Distribución del campo eléctrico en las estructuras NPT y PT de un IGBT.

Eso significa que para aumentar la tensión de ruptura del dispositivo se deberá engordar dicha capa, lo que provoca un aumento de la caída de tensión ($V_{CE(on)}$) y de las pérdidas de conducción.

La situación en los PT-IGBT es diferente. La distribución del campo eléctrico en la capa *buffer* intensamente dopada presenta una pendiente muy acentuada, lo que confiere a la distribución del campo en la base una forma

trapezoidal. La región N^- puede ser en este caso mucho más estrecha sin afectar con ello a la capacidad de bloqueo de tensión y obteniendo caídas de tensión más reducidas.

La tecnología FIELD STOP propone aprovechar las buenas características de la estructura NPT (menor energía de apagado) reduciendo los problemas derivados de su elevada caída de tensión directa en conducción. Para ello se incluye en la estructura NPT una capa N con un dopado superior al de la región N^- , que se implanta en su base por encima de la capa P^+ del colector. La nueva capa debe estar suficientemente dopada para frenar el campo eléctrico durante la situación de bloqueo y conseguir una distribución trapezoidal del campo como en el caso PT, pero bastante menos dopada que la capa *buffer* de esa estructura. El dopado de la capa *Field Stop* (capa de frenado) es entre 10 y 100 veces inferior al de la capa *buffer* de un PT-IGBT de la misma tensión [145].

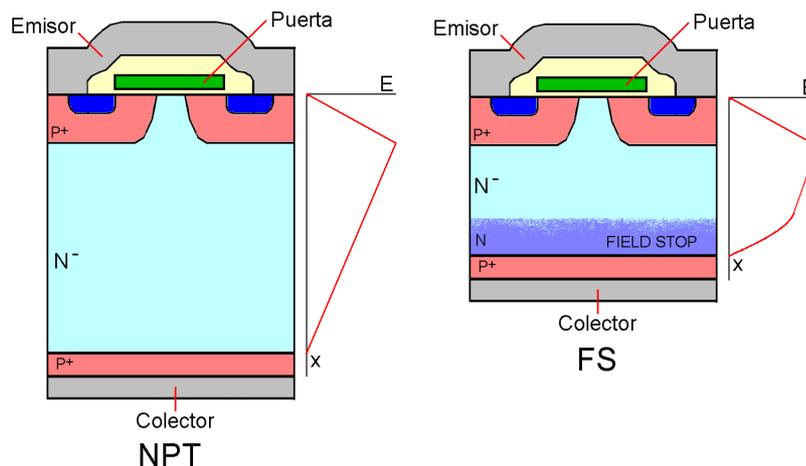


Fig: 2.91: Estructura FS-IGBT (FieldStop) frente a NPT-IGBT

Con la capa de frenado se puede reducir la anchura de la región N^- hasta en un tercio respecto a un NPT-IGBT de la misma tensión (de $175\mu\text{m}$ a $120\mu\text{m}$, por ejemplo, en un IGBT de $1'2\text{KV}$). [146]

El FS-IGBT sigue manteniendo un comportamiento dinámico mejor que el PT, ya que las regiones de la unión base-colector tienen menos dopado que las de la estructura PT, pero mejores características estáticas que el NPT. Se logra de esta forma un buen equilibrio entre comportamiento dinámico y caída de tensión directa.

A.2. Innovaciones En los MOSFET.

La estructura clásica que adoptan los MOSFET de potencia es la de un

dispositivo vertical denominado habitualmente VDMOS (*Vertical Diffused MOS*) o estructura *planar*, cuyo esquema se muestra en la figura 2.92.

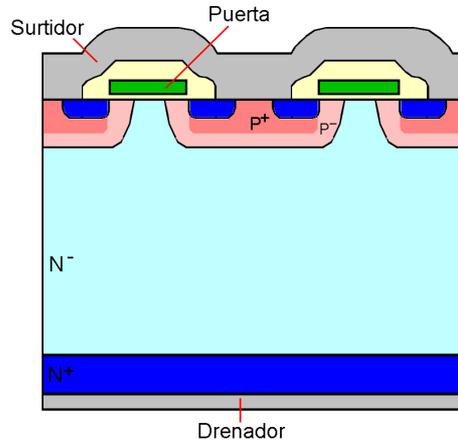


Fig: 2.92: Estructura *planar* de un MOSFET de potencia (DMOS).

En el caso del MOSFET de canal N, está formado por un sustrato N fuertemente dopado sobre el que se hace crecer una capa epitaxial N⁻ (*drift*) que completa el drenador. En su cara superior se implanta el pozo P y dentro de este los surtidores de cada célula alineados por la puerta de polisilicio.

Los parámetros más importantes de estos dispositivos (además de la capacidad de corriente) son la resistencia entre drenador y surtidor cuando está conduciendo ($R_{DS(on)}$) y la capacidad de bloqueo de tensión directa (BV_{DSS}).

■ **Resistencia en estado de conducción ($R_{DS(on)}$).**

La $R_{DS(on)}$ está formada por la resistencia óhmica de las distintas regiones atravesadas por la corriente durante la conducción:

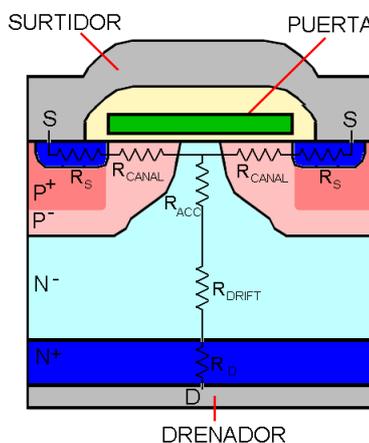


Fig: 2.93: Elementos de la $R_{DS(on)}$.

La figura 2.93 muestra esos componentes resistivos para una célula, pero la resistencia total del dispositivo se obtiene como el paralelo de las resistencias de las miles de células que componen un MOSFET. La resistencia del canal (R_{CANAL}) y la de acumulación (R_{ACC}) dependen de la tensión de puerta (V_{GS}) que se utilice en el encendido: a mayor tensión, menor es el valor de esas resistencias. Es por ello que se ha de utilizar para la activación del MOS la tensión más alta compatible con las especificaciones del fabricante. El resto de resistencias dependen del dopado y la anchura de cada zona, en particular R_{DRIFT} que corresponde a la región N^- , ancha y poco dopada con el fin de aumentar la capacidad de bloqueo de tensión del dispositivo, y que es el componente más importante de la $R_{DS(on)}$.

■ Tensión de ruptura del MOSFET (BV_{DSS}).

La tensión de ruptura de un DMOS está determinada por la anchura y el dopado de la capa epitaxial N^- (*drift*). Para incrementar su capacidad para bloquear tensión se debe utilizar una región *drift* muy ancha y poco dopada, lo que provoca el aumento indeseado de su resistencia y por tanto de $R_{DS(on)}$. Los dos parámetros (BV_{DSS} y $R_{DS(on)}$) aparecen entonces ligados. Para la misma capacidad de corriente, dada aproximadamente por el área del chip, un dispositivo de alta tensión (hasta 1000V) tiene una caída de tensión en conducción mucho más elevada que la de uno de baja tensión (hasta 200V). Las pérdidas en conducción también dependen del valor de esa resistencia:

$$P_{Conducc} = R_{DS(on)} \cdot I_{Drms}^2 \quad (2.18)$$

La resistencia de la región *drift* y la tensión de ruptura que soporta el MOS siguen una relación exponencial:

$$R_{Drift} \propto BV^{2.5} \quad (2.19)$$

Los trabajos de Chen y Lu [147] demostraron que podía reducirse esa relación si se utilizaba una distribución óptima del dopado a lo largo de la región *drift*, pero establecieron un límite teórico que no podía superarse para los MOSFET planos de silicio. Ningún dispositivo comercial con esa estructura tiene una mejor relación $R_{DS(on)}/BV_{DSS}$ que la establecida por la curva límite del silicio (figura 2.94).

Los caminos de mejora en los MOSFET se orientan a optimizar la relación Resistencia/Tensión de ruptura. Para ello se utilizan nuevas geometrías de puerta que reducen la $R_{DS(on)}$ sin afectar a la tensión de ruptura, o se utilizan otras estructuras más eficientes denominadas “superuniones” capaces de

sobrepasar la relación límite de los MOSFET convencionales.

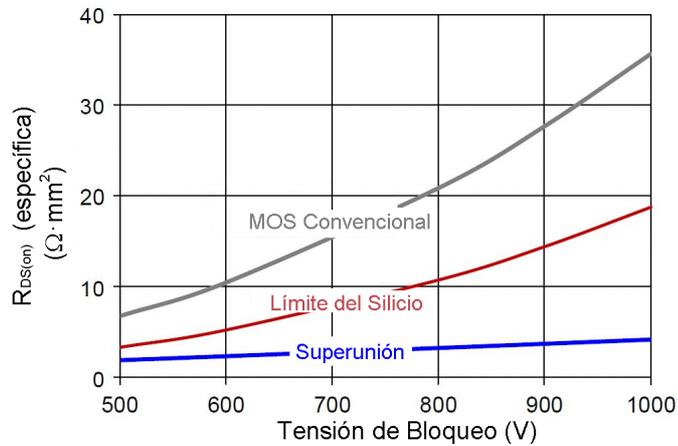


Fig. 2.94: Relación $R_{DS(on)}/BV_{DSS}$ para los MOSFET de potencia.

a.- MOSFET de puerta en trinchera:

Las siguientes figuras muestran dos modalidades de MOSFET en trinchera: V-MOS y U-MOS. Al igual que se comentó en el caso de los IGBT, la disposición de la puerta en trinchera permite aumentar la densidad de integración de las células lo que reduce la resistencia específica (por unidad de área) del dispositivo.

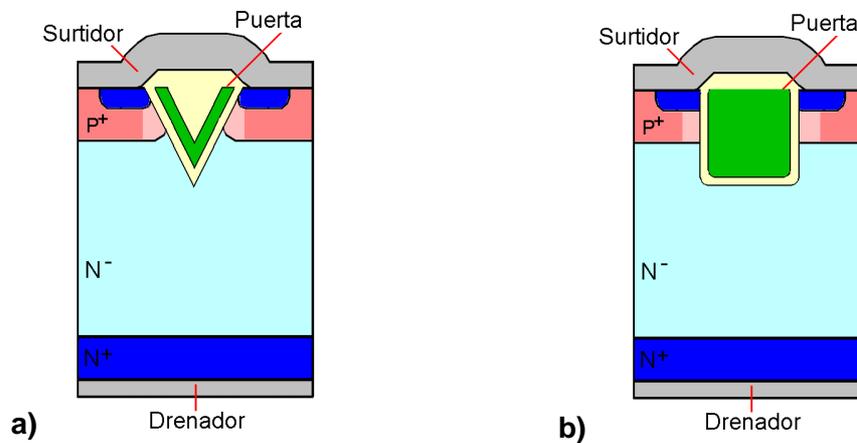


Fig. 2.95: Estructuras de puerta en trinchera: a) V-MOS, b) U-MOS.

b.- MOSFET de superunión:

Se propone en este caso una estructura diferente a la del MOS plano. Como se muestra en la figura 2.96, se introducen en cada célula unos pilares con dopado positivo que llegan a las proximidades del sustrato sin alcanzarlo. Al tiempo, la capa epitaxial se construye con un dopado muy superior al utilizado en los MOSFET convencionales.

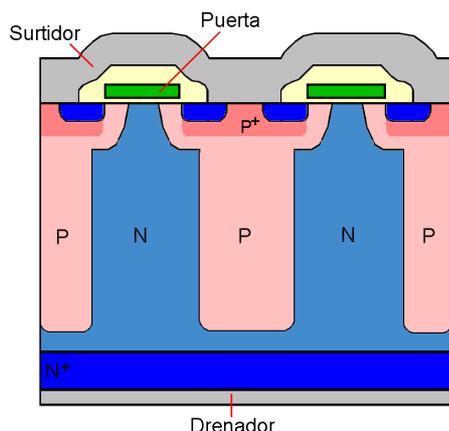


Fig. 2.96: Estructura del MOSFET de *superunión*.

La estructura superunión se consigue mediante sucesivas implantaciones de dopantes a medida que se hace crecer la capa epitaxial por etapas. Un posterior proceso de recocido unirá los distintos depósitos de dopantes en una región continua, el pilar P característico de esta estructura. El principio de compensación de carga en el que se basa su funcionamiento requiere un elevado control de la concentración de ambas regiones N y P [148].

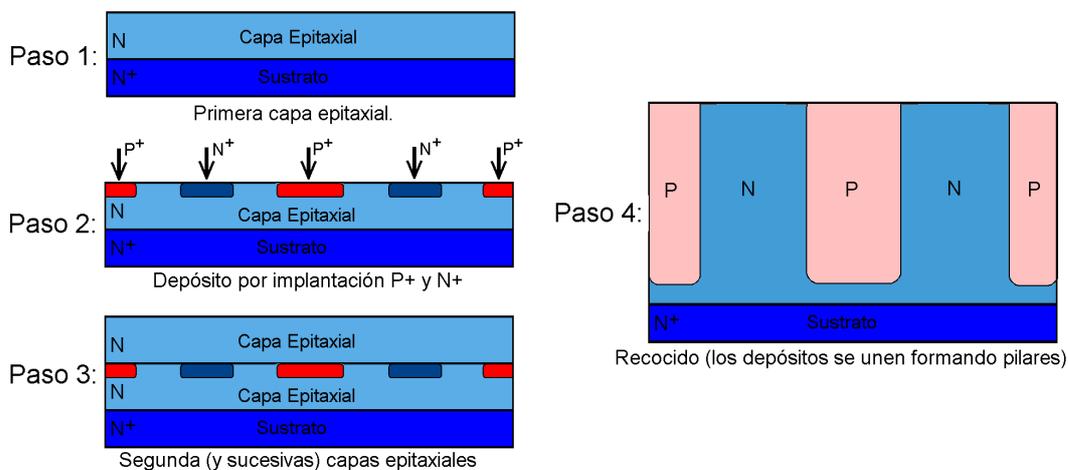


Fig. 2.97: Secuencia de fabricación de los pilares de la estructura *superunión*.

La nueva estructura, introducida por Fujihira [149], Deboy [150] y otros a finales de los '90, supera el límite del silicio al que están sometidos los MOSFET convencionales. La resistencia de conducción se reduce por el aumento de dopado de la región N del drenador. Al tiempo, la estructura superunión permite por un procedimiento de compensación de cargas que la tensión de ruptura dependa solo de la anchura de la región *drift* y sea independiente de su dopado [151]. Se consigue de esta forma reducir la resistencia específica $R_{DS(on)}$ hasta $1\Omega \cdot \text{mm}^2$ en un MOSFET de 650V, cinco veces menos que el límite del silicio para esa tensión [152].

B) LOS SEMICONDUCTORES DE BANDA ANCHA.

De los materiales semiconductores que presentan una banda prohibida mucho más ancha que el silicio (semiconductores de banda ancha), los que mejores condiciones ofrecen para su utilización en dispositivos de potencia son el Carburo de Silicio (SiC), el Nitruro de Galio (GaN) y el diamante, si bien solo el primero ha servido para fabricar dispositivos comerciales al día de hoy, manteniéndose los otros aún en fase experimental. El SiC existe en una variedad de estructuras cristalinas polimórficas (3C-SiC, 6H-SiC y 4H-SiC, por ejemplo) si bien para dispositivos de potencia se utiliza en exclusiva la variante 4H-SiC, con una estructura cristalina hexagonal.

El empleo de estos materiales en semiconductores de potencia les dotará, frente a los construidos en silicio, de una mayor capacidad para bloquear tensión, un correcto funcionamiento a temperaturas mucho más altas y la posibilidad de trabajar a mayores frecuencias de conmutación. Las características más reseñables de estos materiales en comparación con el silicio son:

- Mayor resistencia a la ruptura dieléctrica, lo que les permite soportar campos eléctricos de intensidades superiores a 10 veces la admitida por el silicio. Se pueden fabricar entonces dispositivos con la misma capacidad para bloquear tensión pero con una longitud 10 veces menor, y por tanto con resistencias y pérdidas de conducción mucho menores, o, alternativamente, construir dispositivos con tensiones de ruptura mucho mayores pero que mantengan en un valor reducido las pérdidas de potencia. En teoría, el SiC puede reducir la resistencia por unidad de área en la capa *drift* a 1/300 de la que tendría una fabricada en silicio con la misma tensión de ruptura [153].
- Capacidad para operar a mayores temperaturas. Debido a la anchura de su banda prohibida pueden trabajar a temperaturas superiores a las del silicio sin que las concentraciones intrínsecas a esas temperaturas supongan un problema en el funcionamiento del dispositivo. Con un diseño de encapsulado adecuado, el SiC podría trabajar por encima de los 300 °C [154].
- Conductividad térmica elevada. Son mejores conductores térmicos que el silicio (salvo el GaN que tiene una conductividad térmica similar) lo que les permite disipar grandes cantidades de calor con un moderado aumento de temperatura, lo que junto a su capacidad de trabajar a alta temperatura simplifica notablemente el sistema de refrigeración de los dispositivos de potencia.

- Soportan elevados niveles de radiación, lo que les hace aptos para trabajar en vehículos espaciales, por ejemplo.

La siguiente tabla incluye alguna de las características de estos materiales:

CARACTERÍSTICA	Si	GaN	4H-SiC	Diamante	4H-SiC
BANDA PROHIBIDA, E_g (eV a 300K)	1,12	3,4	3,2	5,6	3
CAMPO ELÉCTRICO CRÍTICO, E_c (V/cm)	$2,5 \cdot 10^5$	$3 \cdot 10^6$	$3 \cdot 10^6$	$5,6 \cdot 10^7$	$2,5 \cdot 10^6$
CONDUCTIVIDAD TÉRMICA, λ (W/cm·K a 300K)	1,5	1,3	4,9	20	4,9
MOVILIDAD ELECTRONES, μ_n ($\text{cm}^2/\text{V}\cdot\text{s}$)	1400	1000	950	2200	450
MOVILIDAD HUECOS, μ_p ($\text{cm}^2/\text{V}\cdot\text{s}$)	480	35	120	1800	90

Tabla 2.8: Características de los semiconductores de Banda Ancha.

A pesar de sus excelentes cualidades, la llegada al mercado de estos dispositivos está siendo lenta y dificultosa. El primer diodo *schottky* fabricado en SiC llegó al mercado en 2001 [155] pero solo recientemente se han comercializado dispositivos de conmutación, y únicamente transistores JFET y MOSFET. Las técnicas empleadas en la fabricación, más complejas que las usadas en el procesado del silicio, se han visto afectadas por importantes problemas: aparición frecuente de defectos (dislocaciones, microrroturas, etc), necesidad de técnicas específicas para mejorar la movilidad de los electrones (como la nitridación), problemas en la fabricación del óxido de puerta, y la necesidad de un heterosustrato en el caso del GaN, entre otros, que reducen tremendamente el rendimiento en la producción y elevan considerablemente su precio.

En el momento actual solo los diodos de SiC ofrecen una relación prestaciones/precio competitiva con otros dispositivos equivalentes fabricados en silicio. Aún así se fabrican en SiC, además de los diodos de barrera *schottky* (JBS), MOSFET, JFET y BJT.

■ Diodos *Schottky*:

Los diodos *schottky* de silicio se caracterizan por su velocidad de conmutación extraordinariamente alta y sus reducidas pérdidas en estado de conducción, pero también por su baja tensión de bloqueo y su elevada corriente de pérdidas. Con los diodos *schottky* fabricados en SiC se aumenta extraordinariamente la tensión de bloqueo y también la capacidad de conducir corriente respecto de los de silicio. Pueden encontrarse en el mercado dispositivos de 1'2 y 1'7 KV capaces de conducir hasta 30 amperios.

La ausencia de recombinación de cargas durante la recuperación inversa

(*Reverse Recovery Charge*) les confiere una velocidad de conmutación muy elevada junto a reducidas pérdidas dinámicas. Esta característica, al tiempo que el elevado valor de la tensión que pueden manejar, hace de estos dispositivos los más adecuados para acompañar como diodo de libre circulación a los IGBT en los convertidores, en detrimento de los diodos ultrarrápidos de silicio.

■ Transistores MOSFET:

Los MOSFET de SiC se construyen con una estructura plana similar a los DMOSFET de silicio, siempre de canal N por la reducida movilidad de los huecos en el SiC.

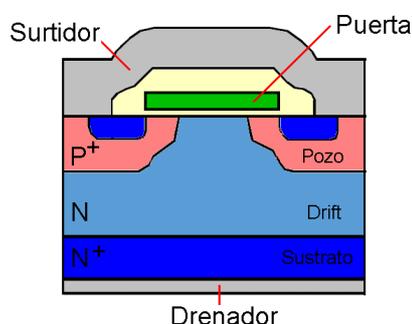


Fig: 2.98: Estructura de un SiC-MOSFET.

Durante muchos años no se había abordado la construcción de MOSFET en carburo de silicio por la poca movilidad que se conseguía en la zona del canal de inversión, lo que llevaba a dispositivos de alta resistividad. La mejora de los procesos de fabricación (uso de nitrógeno, nitridación, durante la fase de recocido, utilización de otras orientaciones cristalinas más favorables e, incluso, la sustitución del óxido de silicio por el de aluminio, Al_2O_3 , como aislante de puerta) han conseguido reducir la densidad de defectos en la superficie del SiC, donde se induce el canal, y disminuir con ello la resistividad.

El mercado ofrece actualmente dispositivos capaces de trabajar hasta con 17KV y resistencias $R_{DS(on)}$ de tan solo 25m Ω . El fabricante ROHM ofrece la siguiente gráfica (figura 2.99) que compara la resistencia específica de tres tecnologías de MOSFET frente a la tensión de bloqueo.

Se pueden considerar como principales ventajas de estos dispositivos:

- Capacidad de bloquear tensiones elevadas. Para la misma tensión de trabajo que los IGBT de silicio, su caída de tensión en conducción es mucho menor.

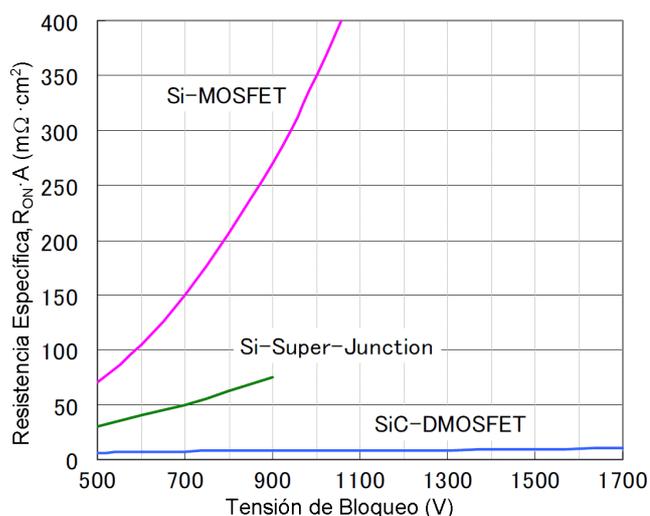


Fig. 2.99: Relación R_{ON} frente a BV_{DSS} en distintas tecnologías MOSFET (Fuente: ROHM).

- El apagado se realiza sin las típicas colas de corriente características de los IGBT, por lo que la disipación de potencia en conmutación es mucho menor que en aquellos. En condiciones de trabajo realistas, conmutando a 200KHz un MOSFET de SiC reduce las pérdidas en un factor de 2 a 5 respecto a un IGBT de silicio de última generación [156].
- La estructura del MOSFET incluye un diodo intrínseco en antiparalelo. Optimizando las características de ese diodo durante el proceso de fabricación puede emplearse como diodo de libre circulación sin necesidad de utilizar un componente externo.

Como contrapartida, el proceso de fabricación de los MOSFET de SiC es muy complejo e incluye operaciones de alto coste [157] (múltiples implantaciones, procesos no alineados, etc.). El precio resultante para estos componentes está muy por encima de otros dispositivos con los que compite, como los MOSFET de superunión, hasta 900V, y los IGBT de última generación en tensiones superiores.

■ Transistores JFET:

Es este el tipo de transistor de SiC que aparece de forma más extensa en la literatura técnica sobre el tema, al ser la opción comercial de los principales fabricantes de semiconductores de potencia. Frente al transistor MOSFET analizado anteriormente, el JFET presenta un proceso de fabricación más sencillo y de menor coste, en ocasiones compatible con el utilizado para la fabricación de diodos. Desaparecen además los problemas de fiabilidad derivados de la utilización de la capa de óxido de puerta que afectaba a los

MOSFET y resultan por tanto dispositivos más fiables.

En algunos análisis publicados en la literatura técnica se asocia al JFET un menor consumo de potencia para la misma aplicación [158], pero utilizando circuitos de activación específicos y adaptados a las características del transistor. En el caso de utilizar un *driver* no optimizado, el MOSFET ofrecería resultados ligeramente mejores.

Comercialmente pueden encontrarse dos configuraciones diferentes de transistores JFET de SiC:

a.- JFET Normalmente Cerrado.

La estructura de este dispositivo responde a la mostrada en la figura 2.100. Tiene una estructura de transistor vertical con canal horizontal (la zona de vaciamiento con tensión nula en la puerta se muestra en color azul más claro).

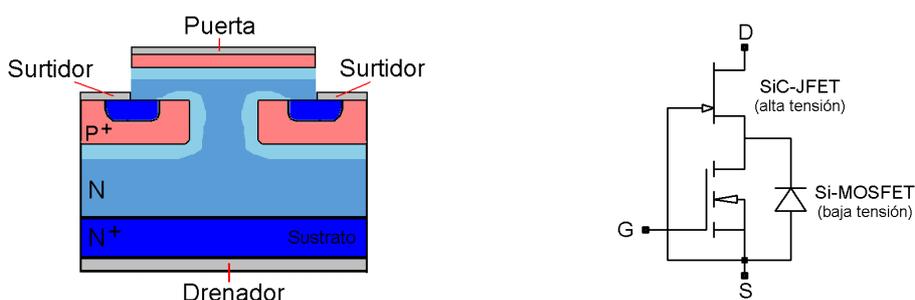


Fig. 2.100: Estructura de un SiC-JFET normalmente cerrado y configuración cascodo.

El principal inconveniente para su utilización en convertidores de potencia es su naturaleza “normalmente cerrado”, ya que los mecanismos de seguridad de los sistemas de potencia (inhibición de impulsos) están concebidos para dispositivos normalmente abiertos. Por ello es habitual utilizarlos en una configuración cascodo junto con un MOSFET de silicio de baja tensión [159]. La configuración cascodo puede utilizarse como un polo único normalmente abierto, sin que las buenas características del JFT de SiC apenas se vean alteradas [160].

b.- JFET Normalmente Abierto.

Alternativamente al anterior se ha desarrollado una configuración de JFET normalmente abierta con una estructura de canal vertical. La figura 2.101 muestra la estructura de una celda elemental y el aspecto que tendría el dispositivo completo.

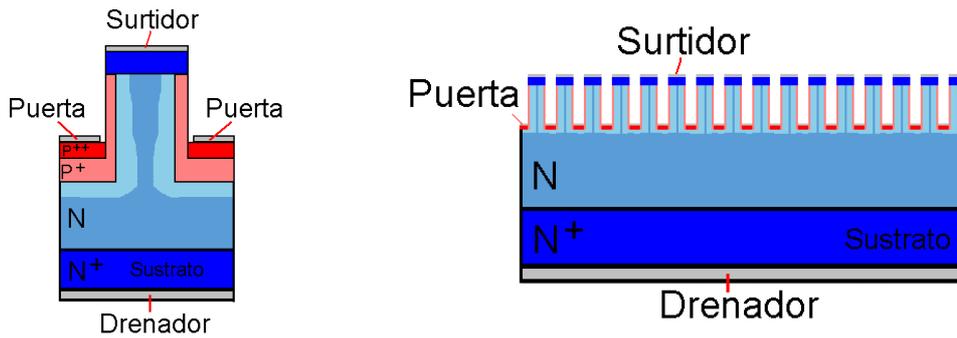


Fig: 2.101: Estructura de un SiC-JFET normalmente abierto.

Utilizando técnicas de trinchera, se graban en la superficie del chip las ranuras necesarias para construir la estructura de canal vertical. Los laterales del canal se dopan positivamente con alta concentración. Como el potencial de barrera es alto ($\approx 2.7V$), para una tensión nula en la puerta ($V_{GS} = 0V$) la zona de depleción de la unión puerta-canal es suficientemente ancha como para mantener el canal cortado. La tensión umbral del dispositivo estará en torno a 1 voltio. Este precisamente es uno de sus principales problemas: Una tensión umbral tan baja los hace muy sensibles a la presencia de perturbaciones electromagnéticas. Su utilización solo será posible con el empleo de circuitos de activación específicos que aseguren el bloqueo mediante tensiones negativas en la puerta.

■ **Transistores BJT:**

El transistor bipolar de SiC aún no está desarrollado comercialmente pues no se han superado los problemas de degradación que les afectan y que reducen su ganancia de corriente. Su corriente de activación es alta, por lo que requieren el uso de circuitos de activación que suministren una potencia elevada.

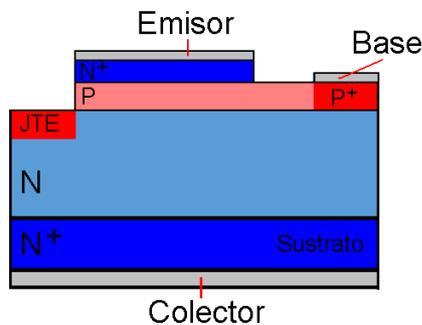


Fig: 2.102: Estructura de un SiC-BJT.

La estructura utilizada para la implementación de un dispositivo NPN es la que se muestra en la figura 2.102. Las distintas regiones se han construido por crecimiento epitaxial sobre un sustrato N+. Para crear el contacto óhmico de la

base se ha implantado localmente aluminio (P^+), y también mediante implantación de aluminio se han construido las regiones JTE (*Junction Termination Extension*) para suprimir el campo eléctrico superficial. El prototipo BITSiC 1206 [161] tiene una ganancia de corriente de 20 y una capacidad de bloquear tensión de 1'2 KV.

Respecto a los semiconductores de potencia fabricados en GaN, aún están en fase experimental. Los primeros diodos *schottky* con tensiones 0'6-1'2 KV parecen próximos a salir comercialmente [162]. Debido al hecho de que el GaN puede crecer sobre sustrato de silicio, una parte de la comunidad científica mantiene la idea de que los dispositivos GaN podrán alcanzar las prestaciones del SiC pero al precio del silicio convencional.

C) SEMICONDUCTORES ADECUADOS PARA LOS CONVERTIDORES FOTOVOLTAICOS.

La aplicación a los convertidores fotovoltaicos es uno de los destinos lógicos para los nuevos semiconductores hacia dispositivos más eficientes. Además de la reducción de las pérdidas de potencia, otras características de estos modernos semiconductores tienen una incidencia positiva en el diseño de los convertidores fotovoltaicos, como la posibilidad de trabajar a mayores frecuencias de conmutación, con la consecuente reducción del coste y volumen de los componentes pasivos del convertidor.

La mayoría de los fabricantes de semiconductores de potencia convencionales cuentan con una o varias familias dedicadas a aplicaciones fotovoltaicas en las que priman la eficiencia, sustanciada en sus reducidas pérdidas de potencia. Se incluyen ejemplos, sin ánimo de ser exhaustivo, de algunos de estos dispositivos comerciales:

- ◆ El fabricante INFINEON destina a aplicaciones fotovoltaicas conectadas a red sus familias de MOSFET *CoolMOS™ C7* y de IGBT *Trenchstop™ 5* [163].

La serie *CoolMOS C7* está formada por MOSFET de superunión con una $R_{DS(on)}$ específica de solo $10m\Omega \cdot cm^2$ para dispositivos de 650 voltios [164] (incluye transistores con corrientes nominales hasta 46A y solo $19m\Omega$ de $R_{DS(on)}$ en encapsulados TO247). Las pérdidas por conmutación también son reducidas, incluso trabajando a alta frecuencia.

La familia de IGBT *Trenchstop* utiliza conjuntamente tecnologías trinchera y *field-stop* para conseguir dispositivos eficientes de alta

velocidad. La serie H3 incluye dispositivos de 0'6 y 1'2KV con frecuencias de trabajo superiores a 18KHz, y la más moderna serie H5 la forman dispositivos con tensiones de 650V (hasta 50A) y frecuencias de hasta 150KHz [165]. La serie H5 ha optimizado la relación $V_{CE(sat)}/E_{Off}$ consiguiendo una reducción del 60% en la potencia de conmutación y de más del 10% en las pérdidas de conducción, todo ello respecto a la H3, que es su antecesora [166].

- ◆ El fabricante STMicroelectronics recomienda para su aplicación a convertidores fotovoltaicos [167] la familia de MOSFET *MDmesh VTM* y los IGBT de la serie S. Respecto a los MOSFET, están construidos con tecnología superunión con tensión máxima 650V y ofrecen la menor resistencia específica de su catálogo [168].
- ◆ El fabricante FAIRCHILD dispone de la familia *SuperFET IITM* de MOSFET de alta tensión con tecnología superunión [169] y diversas series de IGBT con tecnología *field-stop*, con bajas caídas de tensión y reducidas pérdidas [170].
- ◆ El fabricante POWEREX utiliza la tecnología CSTBTTM (*Carried Store Trench-gate Bipolar Transistor*) en sus IGBT para optimizar pérdidas de manera global, tanto en conmutación como en conducción, ofreciendo un compromiso óptimo entre E_{Off} y $V_{CE(sat)}$ [171].

Respecto a los semiconductores de banda ancha, numerosos estudios han analizado la mejora que se obtendrá con la incorporación de los modernos semiconductores de SiC a los convertidores fotovoltaicos [172],[173],[174],[175],[176],[177],[178],[179]. Su comercialización está cada vez más extendida y ya son numerosos los fabricantes que los incluyen en sus catálogos [180]. Entre otros, y a modo de ejemplo, pueden encontrarse los siguientes dispositivos:

- MOSFET de SiC (1'2KV):
 - Z-FETTM de CREE [181].
 - SCH2080 y SCT2080 de ROHM [182].
 - FLOW 0 SiC de VINCOTECH [183].
 - QJD1210S de POWEREX [184].
- JFET de SiC (1'2KV):
 - CoolSiCTM de INFINEON [185].

- Trench SiC JFET de SEMISOUTH (ha dejado de fabricarse debido al cierre de los laboratorios Semisouth).
- Serie xJ de USCi [186].

■ Diodos schottky de SiC:

Todos los fabricantes anteriores ofrecen diodos schottky fabricados en SiC. Algunos otros fabricantes los incorporan a los módulos de IGBT convencionales como diodos de libre circulación.

2.3.3. SISTEMAS DE BÚSQUEDA DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA.

Los módulos fotovoltaicos, y por extensión todo el generador fotovoltaico, presentan una característica corriente/tensión no lineal en la cual un solo punto de funcionamiento ofrece la máxima potencia (MPP: Punto de Máxima Potencia). En la figura 2.103 se muestran las características I/V y P/V de un módulo fotovoltaico genérico en las que se señala el punto de máxima potencia, al que se asignan las coordenadas V_{mpp} (tensión del punto de máxima potencia) e I_{mpp} (corriente del punto de máxima potencia).

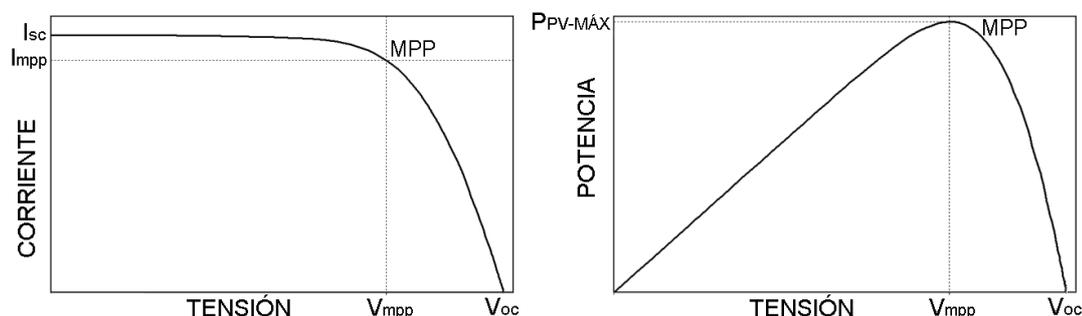


Fig: 2.103: Características de un módulo/generador fotovoltaico genérico.

Para extraer la máxima energía posible del generador fotovoltaico, el convertidor electrónico debería hacerlo trabajar a la tensión de máxima potencia (V_{mpp}). Pero las curvas características del generador fotovoltaico cambian con la irradiancia incidente y con la temperatura y, por lo tanto, también se modifica la posición del punto de máxima potencia.

La figura 2.104 muestra tres familias de curvas Potencia/Tensión, cada una de las cuales responde a un diferente valor de temperatura del módulo, y están formadas por 10 elementos correspondientes a irradiancias entre 100 y 1000 W/m^2 . En rojo se ha señalado el lugar geométrico de los puntos de máxima potencia en cada familia de curvas.

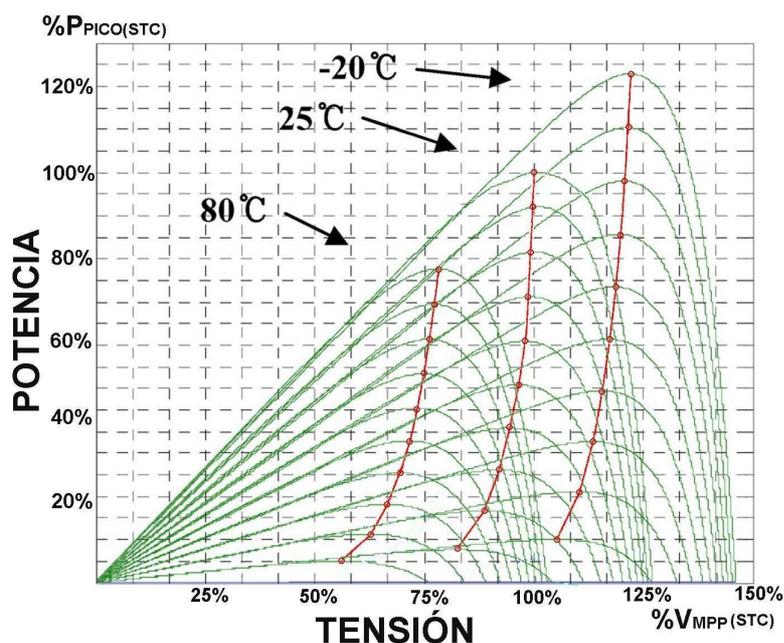


Fig: 2.104: Variación de la característica P/V de un módulo con la irradiancia y la temperatura

El convertidor necesitará entonces incluir una funcionalidad que le permita buscar el punto de máxima potencia, lo que comúnmente se denomina MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). El convertidor ejecutará periódicamente su algoritmo MPPT para localizar la tensión de trabajo del generador fotovoltaico que ofrece mayor potencia.

La literatura recoge multitud de procedimientos de búsqueda del punto de máxima potencia [187],[188],[189]. Los métodos varían en su complejidad, sensores necesarios, velocidad de convergencia, efectividad, coste de implantación, popularidad, etc. Los procedimientos que se podrían denominar 'convencionales' (P&O, Basados en V_{oc} e I_{sc} , conductancia incremental, RCC) son sencillos de implementar y ofrecen una eficiencia razonable en condiciones de radiación solar uniforme y cambios lentos. Sin embargo ante variaciones rápidas de irradiancia o situaciones de sombreado parcial, el seguimiento que ofrecen es poco eficiente. Efectivamente, ante un cambio rápido de irradiancia el sistema MPPT podría recibir como efecto una situación que no correspondería a la acción ejecutada por este, lo que provocaría errores en el seguimiento. En el caso de iluminación no homogénea, la activación de los diodos de *by-pass* ante el sombreado parcial de algún módulo haría que la curva característica P/V del generador fotovoltaico presentara varios máximos locales, que los sistemas MPPT convencionales no son capaces de discernir (figura 2.105). Para mejorar la eficiencia de búsqueda en esas situaciones se han propuesto más recientemente diversos procedimientos basados en técnicas estocásticas o de inteligencia artificial que ofrecen resultados muy satisfactorios (lógica Fuzzy, redes neuronales artificiales y optimización PSO, entre otras).

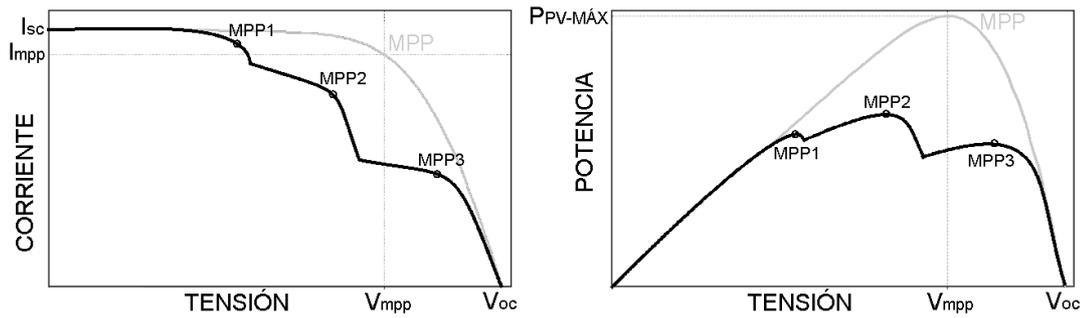


Fig. 2.105: Características de un módulo/generador fotovoltaico genérico con sombras parciales.

La literatura técnica ofrece múltiples estudios comparativos sobre la eficiencia de cada procedimiento [190],[191],[192],[193] si bien no existe un consenso sobre cuál es el mejor método evaluado globalmente. Se presentarán a continuación los fundamentos de los algoritmos más habituales.

A) PERTURBACIÓN Y OBSERVACIÓN (P&O).

Es el procedimiento más utilizado debido a su estructura extremadamente simple y a que necesita pocos valores medidos para su implementación (en cada iteración, únicamente la tensión y la corriente actual del generador fotovoltaico).

Su principio básico es el siguiente: En cada iteración el sistema MPPT perturba la tensión del generador una pequeña cantidad, ΔV , lo que provoca una variación de la potencia generada. Se mide la nueva potencia y se compara con el valor que tenía antes de la perturbación, de manera que, si la potencia se ha incrementado, la perturbación de tensión en la próxima iteración tendrá el mismo signo. Si la potencia se hubiera reducido, en la siguiente iteración se aplicará una perturbación de tensión de signo contrario. El sistema trabaja así de manera indefinida pues es incapaz de reconocer cuando ha alcanzado el punto de máxima potencia, por lo que se quedará oscilando alrededor de él.

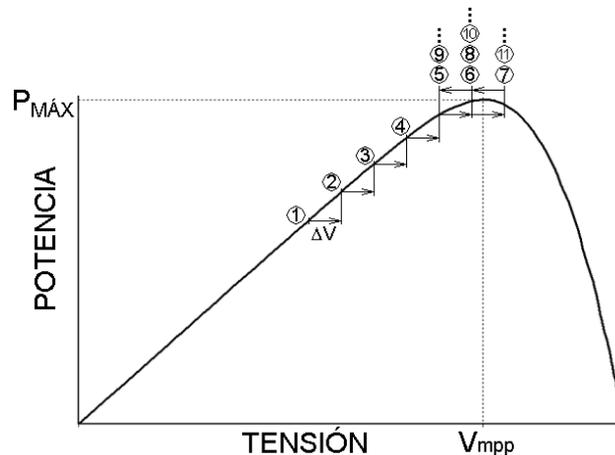


Fig. 2.106: Evolución del punto de trabajo con el algoritmo P&O.

El funcionamiento del algoritmo viene descrito en el diagrama de flujo de la figura 2.107, mientras que la figura 2.106 muestra la evolución del punto de trabajo del sistema durante la ejecución de este algoritmo.

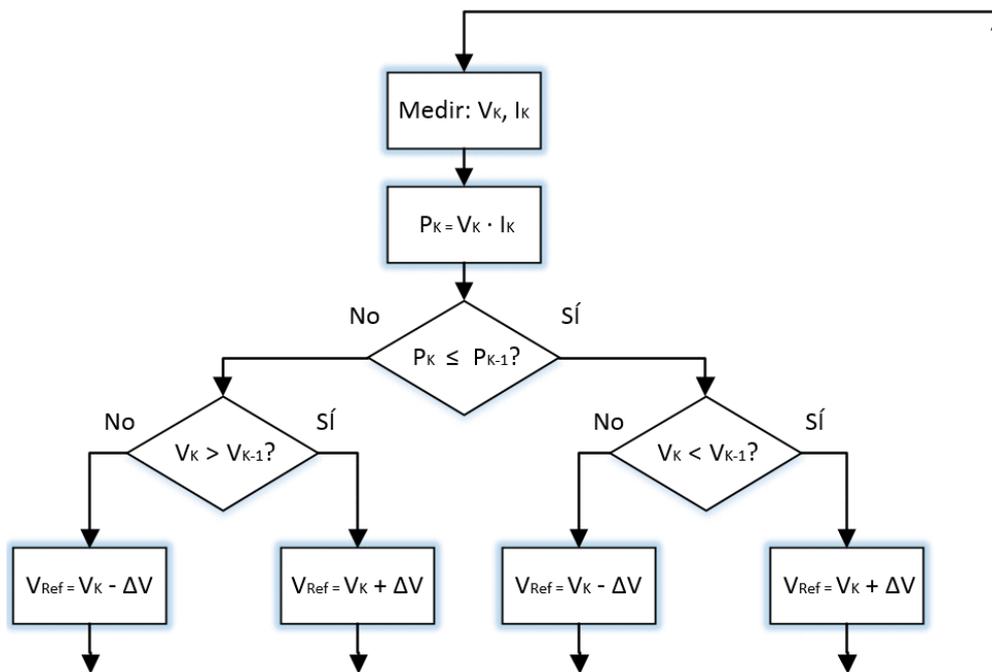


Fig. 2.107: Diagrama de flujo del algoritmo P&O.

La anchura del paso de tensión utilizado en el algoritmo (ΔV) es crítica en el comportamiento del sistema de seguimiento: Un paso pequeño hace el sistema muy lento e incapaz de seguir variaciones rápidas de irradiancia, mientras que un paso grande lo hace menos eficiente debido a la amplia oscilación alrededor del punto de máxima potencia. La literatura recoge numerosas variantes de este método que utilizan un paso de tensión adaptativo para paliar estos problemas [194],[195],[196],[197].

B) CONDUCTANCIA INCREMENTAL

El algoritmo se fundamenta en que la pendiente de la tangente a la curva P/V del generador fotovoltaico es cero en el punto de máxima potencia. Además, si el punto de trabajo se sitúa a la izquierda del MPP, la pendiente es positiva, y si se encuentra a la derecha, negativa (figura 2.108).

$$\text{Es decir: } \begin{cases} \frac{dP}{dV} = 0, & \text{en el MPP.} \\ \frac{dP}{dV} > 0, & \text{a la izquierda del MPPT.} \\ \frac{dP}{dV} < 0, & \text{a la derecha del MPPT.} \end{cases}$$

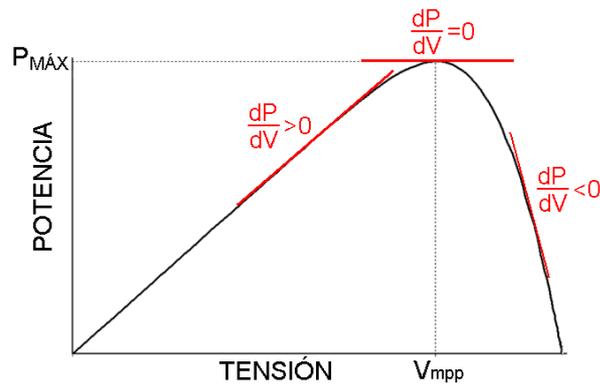


Fig: 2.108: La pendiente de la tangente en el punto de trabajo indica la posición del MPP.

Como:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(I \cdot V)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \approx I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (2.20)$$

Las relaciones anteriores pueden reescribirse como:

$$\begin{cases} \frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V}, & \text{en el MPP.} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V}, & \text{a la izquierda del MPPT (incrementar V).} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V}, & \text{a la derecha del MPPT (decrementar V).} \end{cases}$$

El primer miembro de las expresiones anteriores es la *conductancia incremental* del generador fotovoltaico ($g_{\Delta} = \Delta I / \Delta V$) y el segundo la *conductancia instantánea*, con signo negativo, ($g_i = I / V$), lo que da nombre al método. Comparando ambas cantidades se puede identificar el punto de máxima potencia y el sentido de evolución del sistema para encontrarlo, actuando sobre el valor de referencia de la tensión del generador.

El diagrama de flujo de la implementación del método podría ser el de la figura 2.109. Tal como se muestra en el diagrama, una vez alcanzado el máximo ($\Delta I / \Delta V = -I / V$), el sistema se mantiene en ese punto salvo que un cambio en las condiciones atmosféricas, detectado por un cambio en la corriente ($\Delta I \neq 0$), lo haga evolucionar de nuevo.

El tamaño del incremento de V_{REF} determina lo rápido que el algoritmo avanza. Un paso grande hace que el algoritmo sea rápido pero posiblemente se mantenga oscilando alrededor del punto de máxima potencia. Para optimizar este comportamiento se han propuesto distintas variaciones del procedimiento: Desarrollarlo en dos etapas (la primera llevará rápidamente el punto de trabajo a las inmediaciones del MPP y la segunda, con un paso reducido, lo alcanzará con exactitud [198]-[199]) o introducir algún mecanismo de adaptación del tamaño del

paso [200],[201],[202],[203].

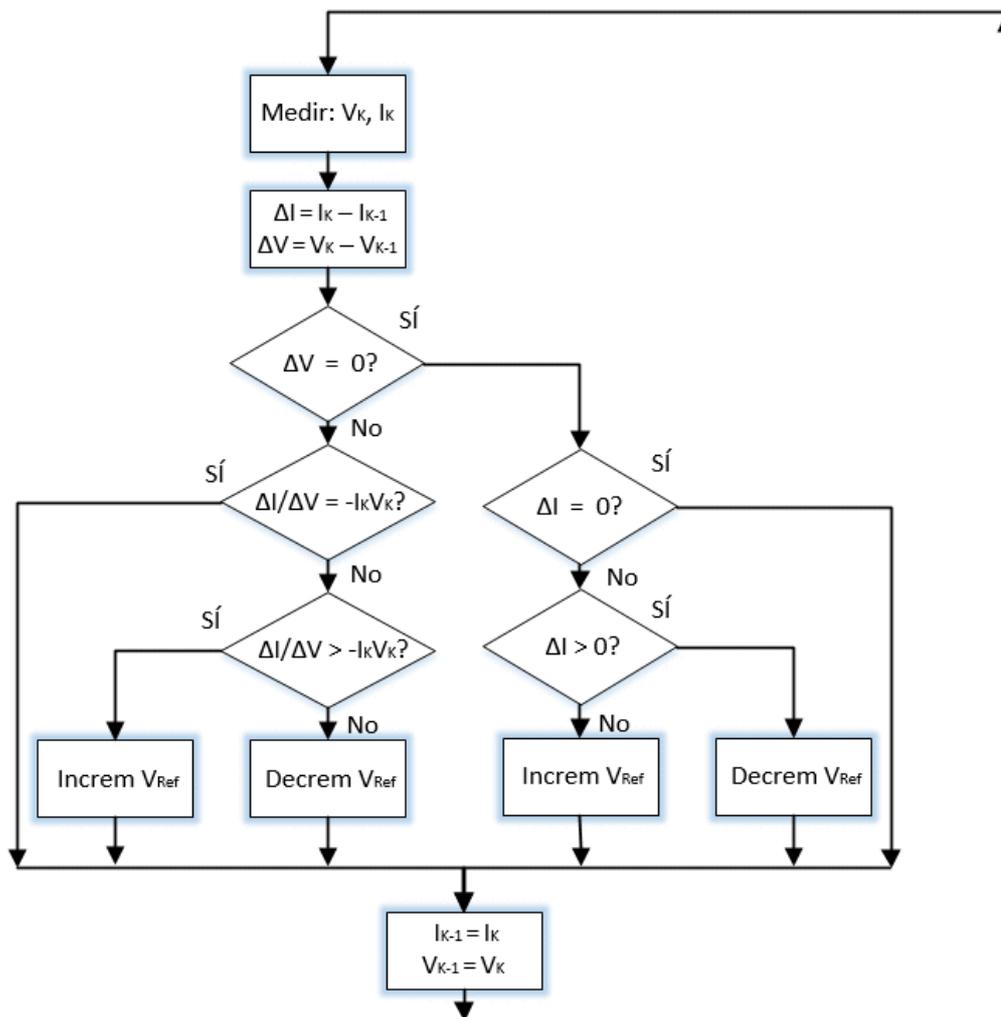


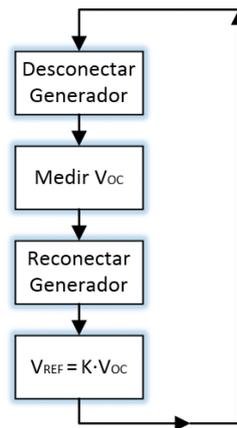
Fig: 2.109: Diagrama de flujo del método de la conductancia incremental.

C) MPPT BASADO EN LA TENSION (V_{oc})

El algoritmo MPPT basado en la tensión de circuito abierto utiliza la relación casi lineal entre la tensión V_{oc} y la tensión del punto de máxima potencia [204]-[205]:

$$\frac{V_{mpp}}{V_{oc}} = K \approx \text{Constante} \quad (2.21)$$

K se sitúa entre 0'7 y 0'8, y depende de las características del panel utilizado. A partir de la medida de la tensión de circuito abierto se puede determinar la tensión del punto de máxima potencia y fijarlo como referencia del sistema de control de la tensión del generador fotovoltaico. La figura 2.110 muestra un posible diagrama de flujo del procedimiento.

Fig. 2.110: Diagrama de flujo del algoritmo MPPT basado en V_{oc} .

El método es muy sencillo pero adolece de importantes limitaciones:

- En cada iteración será necesario dejar de extraer corriente del campo fotovoltaico y momentáneamente desconectar el inversor para medir la tensión en circuito abierto, lo que lleva a una reducción de la eficiencia del sistema.
- La relación de tensiones, K , varía ligeramente con la irradiancia y la temperatura, por lo que la determinación del MPP no será demasiado exacta. El método es más apropiado para condiciones ambientales invariantes, como pueden ser las condiciones de trabajo de los satélites.

D) MPPT BASADO EN LA CORRIENTE (I_{sc})

Es un método similar al anterior, basado en este caso en la relación entre la corriente del punto de máxima potencia y la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico [206],[207],[208].

$$\frac{I_{mpp}}{I_{sc}} = K \approx \text{Constante} \quad (2.22)$$

En esta ocasión K se sitúa entre 0'8 y 0'9. La exactitud de este método es mucho mayor que la del anterior basado en la tensión, pero requiere un hardware más complejo y caro para su implementación.

E) CORRELACIÓN DEL RIZADO DE CORRIENTE (RCC)

Este método utiliza el rizado en la tensión y/o en la corriente del generador fotovoltaico provocada por la presencia del convertidor CC/CC en la etapa frontal del convertidor electrónico de potencia. Esos rizados provocan a su vez una

Como variante de este procedimiento, algunos autores proponen la inyección intencionada del rizado en la tensión del generador fotovoltaico con una frecuencia reducida (considerablemente inferior a la de conmutación del convertidor CC/CC) en vez de utilizar el rizado inherente al convertidor, pero el procedimiento de búsqueda del MPP es similar al descrito [209],[210],[211].

F) MPPT BASADO EN LÓGICA FUZZY

Numerosos autores han propuesto la utilización de lógica *fuzzy* para la determinación del punto de máxima potencia [212],[213],[214],[215]. Los controladores *fuzzy* tienen las ventajas de trabajar bien con entradas imprecisas y manejar de manera eficiente las no linealidades de los sistemas.

Para la búsqueda del punto de máxima potencia, las entradas del controlador *fuzzy* son, habitualmente, E y la variación de E (ΔE), definidas como:

$$E(k) = \frac{P(k) - P(k-1)}{V(k) - V(k-1)} \quad (2.23)$$

$$\Delta E(k) = E(k) - E(k-1) \quad (2.24)$$

donde P y V son, respectivamente, la potencia y la tensión del generador fotovoltaico y k el índice de las iteraciones.

La salida del controlador será el cambio en el ciclo de trabajo del convertidor CC/CC (booster) encargado del MPPT (ΔD) o, en general, un cambio en la tensión a la que deberá trabajar el generador fotovoltaico (ΔV_{REF}).



Fig: 2.112: Entradas y salidas de un controlador *fuzzy* genérico para MPPT.

Las funciones de pertenencia de las variables podrían definirse, por ejemplo, a partir de cinco etiquetas: Grande Positivo (GP), Pequeño Positivo (PP), Prácticamente Cero (PC), Pequeño Negativo (PN) y Grande Negativo (GN), tal como muestra la figura 2.113. La actuación del controlador *fuzzy* queda definida por la tabla de reglas del sistema de inferencia. También en la figura 2.113 se muestra una posible tabla de reglas de inferencia para el controlador propuesto [216].

El controlador *fuzzy* puede ofrecer un buen resultado en cualquier circunstancia ambiental si está bien sintonizado, para lo que se requiere que el

diseñador conozca exhaustivamente el proceso. Para mejorar esa eficiencia se han propuesto sistemas de lógica *fuzzy* adaptativos, que constantemente ajustan las funciones de pertenencia y las tablas de reglas para optimizar su comportamiento [217]-[218].

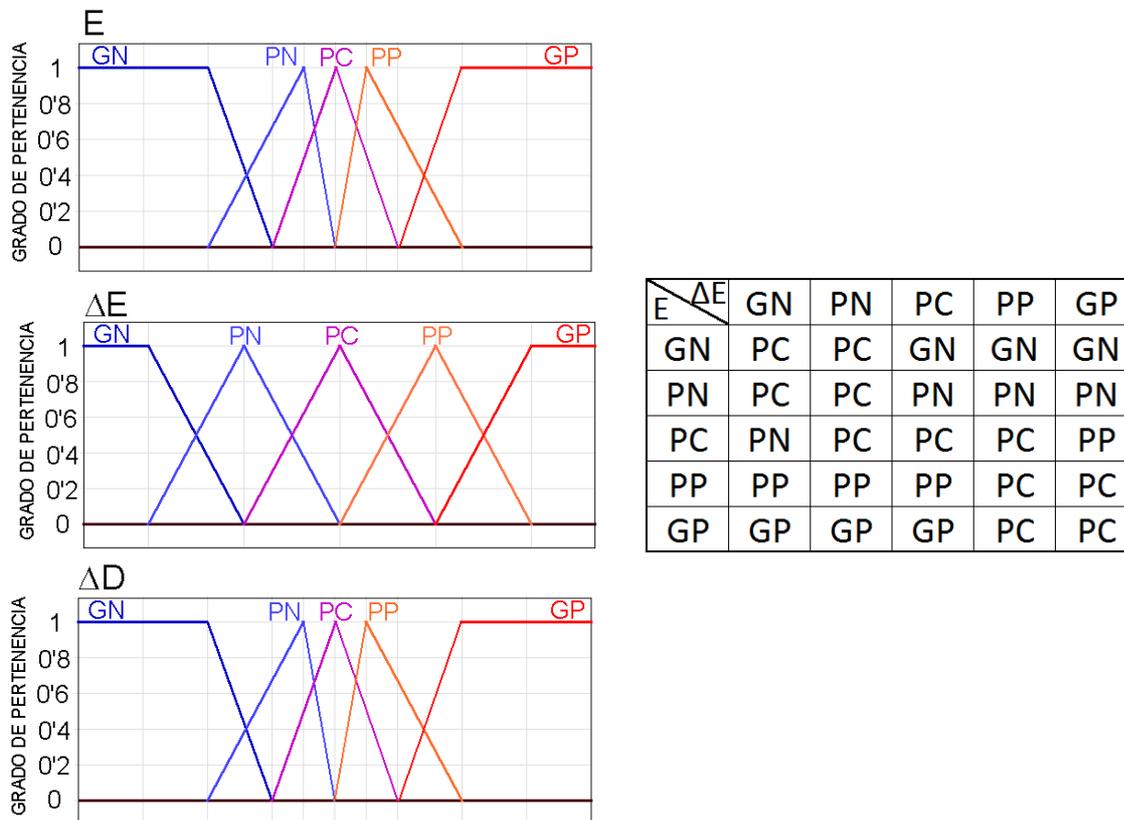


Fig. 2.113: Funciones de pertenencia y tabla de reglas de inferencia.

G) MPPT BASADO EN REDES NEURONALES ARTIFICIALES

Las redes neuronales artificiales han demostrado su capacidad para trabajar adecuadamente en sistemas no lineales y altamente cambiantes, después de un exhaustivo aprendizaje. Es por ello que su aplicación a la búsqueda del punto de máxima potencia en generadores fotovoltaico proporciona un excelente resultado, sobre todo en situaciones de sombreado parcial en el que su comportamiento difiere notablemente respecto de su funcionamiento habitual [219]-[220].

Mediante redes neuronales se puede modelar exhaustivamente el comportamiento del generador fotovoltaico, sin necesidad de conocer de manera exacta sus parámetros o incluso aunque estos pudieran cambiar, de manera que el sistema será capaz de predecir la situación del punto de máxima potencia en cualquier circunstancia, incluso en presencia de sombras parciales. Basta con catalogar multitud de posibles situaciones y entrenar a la red neuronal diseñada.

El entrenamiento se realiza incluyendo días de distintos meses y es particular para cada sistema fotovoltaico. La aplicación a otro generador fotovoltaico requiere un nuevo proceso de aprendizaje pues sus características pueden ser diferentes. Como las características también pueden cambiar con el tiempo, principalmente por envejecimiento, será necesario entrenar periódicamente a la red.

La configuración más sencilla de red neuronal propuesta incluye tres capas: Capa de entrada, Capa oculta y Capa de salida (figura 2.114).

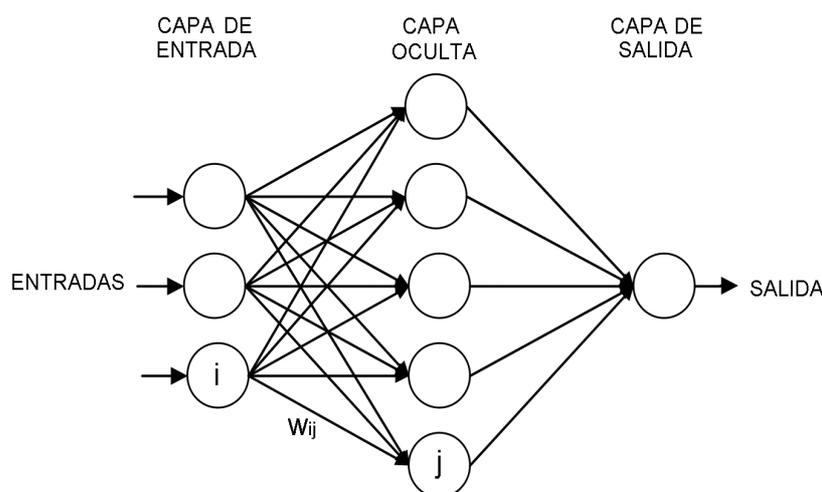


Fig: 2.114: Estructura de una red neuronal de tres capas.

- ENTRADAS: Normalmente se utilizan las condiciones ambientales (irradiancia, temperatura, velocidad del viento). Para detectar sombreados parciales será necesario introducir la irradiancia en distintos puntos del generador [221].
- SALIDA: Será una señal que identifique la posición del punto de máxima potencia (el ciclo de trabajo del convertidor CC/CC usado en el MPPT o la tensión del MPP que servirá como referencia para el sistema de control, V_{REF}).

El número de nodos de la capa oculta será decidido por el diseñador y los pesos asignados a los distintos enlaces entre nodos se determinarán durante el proceso de entrenamiento.

La literatura ofrece también otras configuraciones más complejas de redes neuronales utilizadas en esta tarea [222]-[223]. En ocasiones las redes neuronales se combinan con lógica *fuzzy* para conseguir controladores *fuzzy* con capacidad de aprendizaje [224].

H) MPPT POR PSO

La optimización por “enjambre de partículas” (PSO: *Particle Swarm Optimization*) es un método de optimización propuesto por Kennedy y Eberhart [225] en 1995, inspirado por el comportamiento natural de ciertos organismos biológicos, como las bandadas de pájaros o los cardúmenes, cuyos integrantes establecen entre ellos relaciones de competición y cooperación para conseguir una situación óptima. La idea original, concebida para elaborar modelos de conductas sociales, fue adoptada por estos investigadores y se ha empleado para resolver diferentes problemas de optimización en ingeniería [226],[227],[228],[229].

El método PSO se ha demostrado eficaz para encontrar el máximo global en problemas de optimización que tienen varios máximos locales, y este es precisamente el caso de la búsqueda del punto de máxima potencia en un generador fotovoltaico afectado por zonas de sombra (en el que la mayoría de los métodos no son adecuados).

El método PSO trabaja con una población de soluciones candidatas (denominadas partículas o agentes) que se mueven por el espacio de búsqueda siguiendo unas reglas matemáticas que tienen en cuenta, para cada una de ellas, la mejor posición que alcanzó en sus desplazamientos previos y la mejor posición global alcanzada por sus vecinas hasta el momento. El fundamento teórico del procedimiento es hacer que la nube de partículas converja rápidamente hacia la mejor solución global.

El espacio de búsqueda puede ser n-dimensional (las soluciones candidatas están integradas por n variables) y en cada iteración k del procedimiento cada partícula i tendrá una posición \mathbf{x}_i y una velocidad \mathbf{v}_i . La velocidad se determina mediante la expresión:

$$\mathbf{v}_i^{k+1} = w \cdot \mathbf{v}_i^k + c_1 \cdot r_1 (\mathbf{P}_{\text{mejor},i} - \mathbf{x}_i^k) + c_2 \cdot r_2 (\mathbf{G}_{\text{mejor}} - \mathbf{x}_i^k) \quad (2.25)$$

mientras que la posición que adoptará la partícula en la siguiente iteración será tal cual:

$$\mathbf{x}_i^{k+1} = \mathbf{x}_i^k + \mathbf{v}_i^{k+1} \quad (2.26)$$

En las ecuaciones anteriores:

w: Corresponde a la “inercia” del movimiento y controla cómo se ve influida la velocidad actual por las velocidades anteriores que ha tenido la partícula.

c_1 y c_2 : Son las constantes de aceleración. Modifican la velocidad de

convergencia del algoritmo pero también la posibilidad de oscilación.

r_1 y r_2 : Son modificaciones aleatorias en el rango 0 y 1 para ampliar el campo de búsqueda de cada partícula.

$P_{mejor,i}$: Corresponde a la mejor posición que ha visitado la partícula i . La calidad de una posición (solución) se determina aplicando dicha solución a la función objetivo que se quiere optimizar y obteniendo su resultado.

G_{mejor} : Corresponde a la mejor posición visitada por el conjunto de las partículas.

La figura 2.115 muestra el diagrama de flujo del algoritmo PSO básico, integrado por los siguientes pasos:

PASO1 – Inicialización del PSO: Las partículas son normalmente escogidas siguiendo una distribución uniforme en todo el espacio de búsqueda bien de manera aleatoria o mediante posiciones fijas equidistantes para cubrir todo el espacio de posibles soluciones. Las velocidades iniciales se toman de manera aleatoria. Se establecen además los parámetros w , c_1 y c_2 del procedimiento.

En la aplicación del PSO a la búsqueda del MPP de un sistema fotovoltaico, las soluciones buscadas suelen ser, o bien la tensión a la que debería estar el generador para ofrecer la máxima potencia (V_{REF}), o el ciclo de trabajo que aplicar al convertidor CC/CC. En esta aplicación, pues, el problema es unidimensional y las partículas se moverán en un solo eje, dentro del intervalo aceptable de tensiones o ciclos de trabajo. El número de partículas elegido influirá en la exactitud del óptimo encontrado, pero también en la duración y complejidad del procedimiento. Es habitual utilizar 5 o 10 partículas para buscar la solución óptima.

PASO2 – Evaluación de la calidad de cada partícula: Para ello se aplica a la posición actual de cada partícula la función objetivo y se determina su calidad como solución del problema de optimización.

En el caso del MPPT, el sistema de control aplicará sucesivamente los valores de tensión de cada partícula al generador fotovoltaico y medirá en cada caso la corriente suministrada para evaluar la potencia extraída, que será el índice de calidad de la posición de cada partícula. Evidentemente el intervalo de tiempo empleado en la evaluación de cada partícula debe ser suficiente para que el sistema alcance el estacionario.

PASO3 – Actualización de los valores $P_{mejor,i}$ y G_{mejor} : Después de evaluar

la posición de todas las partículas se comparan los resultados obtenidos con los máximos alcanzados hasta el momento (para cada partícula y en modo global) y si son superados se actualizan las posiciones $P_{mejor,i}$ y G_{mejor} con las posiciones actuales.

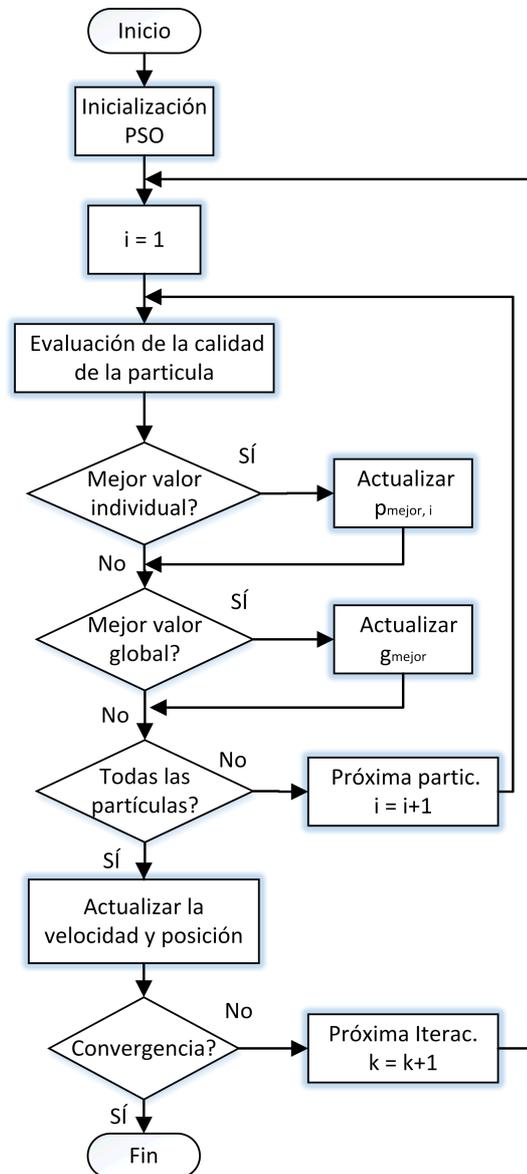


Fig: 2.115: Diagrama de flujo del algoritmo PSO.

PASO4 – Actualización de la velocidad y posición de cada partícula: Utilizando las ecuaciones 2.25 y 2.26 se determina la velocidad y la posición que tendrán las partículas en la próxima iteración.

PASO5 – Determinación de la convergencia: Se utilizan dos procedimientos de convergencia: Que las velocidades de las partículas lleguen a ser más pequeñas que un determinado umbral, o que se haya ejecutado un número

límite de iteraciones. Al finalizar el algoritmo se habrá obtenido el mejor valor para la tensión del generador fotovoltaico, independientemente de la existencia de máximos locales.

Diversos autores han propuesto la utilización de este procedimiento para la búsqueda del punto de máxima potencia en un sistema fotovoltaico [230],[231],[232],[233],[234], en su forma básica o introduciendo alguna variante para mejorar su eficiencia (añadir otro término que actúa como “fuerza repulsiva” entre partículas [235], modular la aceleración a lo largo del proceso [236], limitar la magnitud de los cambios de velocidad [237], etc).

2.4. CONCLUSIONES.

El capítulo recopila de manera somera las principales líneas de investigación orientadas a mejorar la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos. Esa mejora de eficiencia es uno de los caminos a seguir, junto a la reducción de los costes de fabricación e implantación, para mejorar la competitividad de esta fuente de generación de electricidad frente a las tecnologías convencionales con las que compete.

La importancia que tendrá cada una de estas líneas de investigación en el desarrollo futuro de la tecnología fotovoltaica es algo que entra en el campo de la especulación. En el caso de grandes instalaciones de generación fotovoltaica estimo que los caminos a seguir serán:

- Para los generadores fotovoltaicos, la utilización de células de máxima rentabilidad, bien porque alcancen un rendimiento elevado sin aumentar excesivamente su precio (pienso que el camino más inmediato será desarrollar procedimientos de fabricación industrial de células multiunión), o bien porque se utilicen células muy baratas de producir sin primar su eficiencia de conversión (en este sentido son interesantes los trabajos realizados con células de materiales orgánicos).
- Para los grandes inversores fotovoltaicos parece claro que el camino para mejorar su eficiencia será utilizar polos de potencia fabricados con semiconductores de banda ancha (SiC o GaN) que permitirán bajar las pérdidas y trabajar a mayor frecuencia, reduciendo así el peso y el tamaño de los componentes pasivos.

En paralelo con las grandes instalaciones, el previsible y deseado desarrollo de los conceptos de generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes

(*smart grids*) ofrece a la fotovoltaica de pequeño y mediano tamaño unas enormes posibilidades de implantación. Considero que en el futuro las instalaciones de microgeneración instaladas sobre edificios (viviendas o edificios industriales o dotacionales) adquirirán una elevada importancia, si se consigue superar la presión de los grandes *lobbies* energéticos. La disposición sobre edificios añade algunas dificultades frente a las instalaciones fotovoltaicas convencionales: La orientación e inclinación de los módulos puede no ser óptima, la presencia de sombras parciales puede ser inevitable, los materiales fotovoltaicos tendrán en ocasiones una segunda función decorativa que penalizará su eficiencia, etc. En estas instalaciones, construidas con inversores de pequeña y mediana potencia, tendrán gran importancia algunas de las aportaciones reseñadas en este capítulo: Optimización de la búsqueda del punto de máxima potencia, configuraciones dinámicas de los generadores fotovoltaicos, arquitecturas *transformerless* de los inversores, etc.

Respecto a cómo encaja la idea propuesta en esta tesis en el panorama descrito, puede decirse que en principio podría aplicarse a los dos niveles de instalaciones fotovoltaicas considerados, ya que no es incompatible con las medidas que pudieran adoptarse para mejorar la eficiencia, si bien considero que su aplicación resultará más interesante cuanto mayor sea el peso de la energía generada en condiciones de baja irradiancia frente a la energía total, y eso ocurre fundamentalmente en instalaciones sobre edificios (no optimizadas) y en ubicaciones con un potencial fotovoltaico medio (Europa central y del norte, centro y norte de Estados Unidos, China, Japón, etc). Es en esas instalaciones donde la idea propuesta en este trabajo podría ofrecer mejores resultados.

2.5. REFERENCIAS.

- [1] Jäger-Waldau, A. "PV Status Report 2013". European Commission, DG Joint Research Center, Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit (Report EUR 26118 EN). Disponible en: www.iet.jrc.europa.eu.
- [2] IRENA. "Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series – Solar Photovoltaics". IRENA – International Renewable Energy Agency. Junio 2012. Disponible en: www.irena.org.
- [3] EIA, "Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2013". EIA-US Energy Information Administration Depart. Enero – 2013. Disponible en: www.eia.org/forecast/aeo
- [4] Conniber, G., Willoughby, A. (editores). "Solar Cell Materials: Developing Technologies. First edition" Capítulo 2. Ed. John Wiley & Sons. ISBN: 9780470065518. 2014.

-
- [5] Landsberg, P.T., Markvart, T. "Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications. Second Edition". Capítulo IA-3. Ed. Elsevier, ISBN: 978-0-12-385934-1. 2012
- [6] Landsberg, P.T., Badescu, V. "Solar energy conversión: list of efficiencies and some theoretical considerations" Progress in Quantum Electronics, vol. 22, pág. 211 – 230 (1998).
- [7] Shockley, W., Queisser, H.J. "Detailed Balance Limit of Efficiency of P-N Junction Solar Cell". Journal of Applied Physics, vol. 32, pág. 510-519 (1961).
- [8] Lynn, P.A. "Electricity from sunlight: An introduction to photovoltaics" Ed. John Wiley and Sons, 2010. ISBN: 978-0-470-74560-1.
- [9] Vanzosky, E., De Clercq, K., Einhaus, R y otros. "Improved anisotropic etching process for industrial texturing on silicon solar cells" Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 57, pág. 179 – 188 (1999)
- [10] Rodríguez, J.M., Tobías, I., Luque, A. "Random pyramidal texture modelling" Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 45, pág. 241 – 253 (1997)
- [11] Moreno, M., Daineka, D., Roca, P. "Plasma texturing for silicon solar cells: From pyramids to inverted pyramids-like structures" Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 94, pág. 733 – 737 (2010)
- [12] Häberling, H. "Photovoltaics: System Design and Practice" Capítulo 3. Ed. John Wiley and Sons, 2012. ISBN: 978-1-119-99285-1.
- [13] Green, M.A. "Third Generation Photovoltaics: Ultra-high conversión efficiency at low cost". Progress in Photovoltaics: Research and Applications, núm. 9, pág 123 –135 (2001).
- [14] Green, M.A. "Third Generation Photovoltaics: Advanced Solar Energy Conversión" Ed. Springer. 2005. ISBN: 10-3-540-26526-7.
- [15] Solanki, C.S., Beaucarne, G. "Advanced Solar Cell Concepts". Energy for Sustainable Development, vol. XI, núm. 3, pág. 17 – 23 (2007).
- [16] De Vos, A. "Detailed balance limit of the efficiency of tandem solar cells". Journal of Physics D: Applied Physics, núm. 13, pág. 839 – 846 (1980).
- [17] Bottenberg, W.R., Reinker, D. "Outdoor performance of hybrid four terminals tandem PV module based on thin film silicon:hydrogen and cooper indium diselenide". Photovoltaic Specialists Conference - 1988, Record of the Twentieth IEEE Conference, vol. 2, pág. 1230 – 1235 (1988).
- [18] Keevers, M.J., Green, M.A. "Efficiency improvements of silicon solar cells by the Impurity Photovoltaic Effect". Journal of Applied Physic, núm. 75 (1994).

- [19] Luque, A., Martí, A. "Increasing the efficiency of ideal solar cells by photon induced transition at intermediate levels". *Physical Review Letters*, núm. 78, pág. 5014 – 5017 (1997).
- [20] Beaucarne, G., Brown, A.S., Keevers, M.J. y Otros. "The impurity photovoltaic (IPV) effect in wide-bandgap semiconductors: an opportunity for very-high-efficiency solar cells". *Progress in Photovoltaics: Research and applications*, núm. 10, pág. 345 – 353 (2002).
- [21] Luque, A., Martí, A., López, N. y Otros "Experimental analysis of the quasi-Fermi level split in quantum dot intermediate-band solar cells". *Applied Physics Letters*, núm. 87 (2005).
- [22] Wang, W., Lin, A.S., Phillips, J.D. "Intermediate-band photovoltaic solar cell based on ZnTe:O" *Applied Physics Letters*, núm. 95 (2009).
- [23] Luque, A., Martí, A. "Handbook of photovoltaic science and engineering, Second Edition", Capítulo 4. Ed. John Wiley and Sons, 2011. ISBN: 978-0-470-72169-8.
- [24] Green, M.A., Brown, A.S. "Impurity photovoltaic effect: Fundamental energy conversion efficiency limit". *Journal of Applied Physics*, núm. 92, pág. 1329 - 1336 (2002).
- [25] Green, M.A. "Third generation photovoltaics: Advanced solar energy conversion", Capítulo 8. Ed. Springer, 2005. ISBN: 10-3-540-26526-7.
- [26] Beaucarne, G., Solanki, C.S. "Advanced solar cell concepts". *Energy for sustainable development*. Vol. XI, núm., 3, pág. 17 – 23. (2007).
- [27] Ross, R.T., Nozik, A.J. "Efficiency of Hot-Carriers solar energy converters". *Journal of Applied Physics*, núm. 53, pág. 3813 – 3818 (1982).
- [28] Conibeer, G., Green, M.A., Corkish, R. y Otros. "Silicon nanostructures for third generation photovoltaic cells" *Thin solid films*, núm. 511 – 512, pág. 654 (2006).
- [29] Green, M.A., Conibeer, G., König, D. y Otros. "Hot-Carriers Solar Cells: Challenges and Recent Progress". 35th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), pág. 57 – 60. IEEE, 2010. ISBN: 978-1-4244-5890-5.
- [30] Dimmok, J.A.R., Day, S., Kauer, M. "Demonstration of a Hot-carrier photovoltaic cell". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, núm. 22, pág. 151 – 160 (2014).
- [31] Deb, S., Saha, H. "Secondary ionisation and its possible bearing on the performance of a solar cell". *Solid State Electronics*, núm. 15, pág. 1389 – 1391 (1972).

-
- [32] Conibeer, G. "Solar cell materials: Developing Technologies, First edition", capítulo 9. Ed: John Wiley and Sons, 2014. ISBN: 978-0-470-06551-8.
- [33] Nozik, A.J., Beard, M.C., Luther, J.M. y Otros. "Semiconductor Quantum Dots and Quantum Dot Arrays and applications of Multiple Exciton Generation to Third Generation Photovoltaic Solar Cells". Chemical Reviews, vol.110, núm. 11, pág. 6873 – 6890 (2010).
- [34] Schaller, R.D., Klimov, V.I "High efficiency carrier multiplication in PbSe nanocrystals: Implications for solar energy conversion". Physical Review Letters, vol. 92, núm. 18 (2004).
- [35] Luque, A., Martí, A. "Handbook of photovoltaic science and engineering. Second Edition". Ed. John Wiley and Sons, capítulo 4, pág. 152-155 (2011). ISBN: 978-0-470-72169-8.
- [36] Trupke, T., Green, M.A., Würfel, P. "Improving solar cell efficiencies by up-conversion of sub-band-gap light". Journal of Applied Physics, núm. 92, pág. 4117-4123 (2002).
- [37] Trupke, T., Shalav, A. Richards, B.S. y otros. "Efficiency enhancement of solar cells by luminescent up-conversion of sunlight" Solar Energy Materials & Solar Cells, núm. 90, págs. 3327 – 3338 (2006).
- [38] Trupke, T., Green, M.A., Würfel, P. "Improving solar cell efficiencies by down-conversion of high-energy photons". Journal of Applied Physics, núm. 92, pág. 1668-1675 (2002).
- [39] Strümpel, C., McCann, M., Beaucarne, G. "Modifying the solar spectrum to enhance silicon solar cell efficiency – An overview of available materials". Solar Energy Materials & Solar Cells, núm. 91, pág. 238-249 (2007).
- [40] Zhang, Q.Y., Huang, X.Y. "Recent progress in quantum cutting phosphors". Progress in Materials Science, vol. 55, pág. 353-427 (2010).
- [41] Meijerink, A., Wegh, R., Vergeer, P. y otros. "Photon management with lanthanides" Optical materials, núm. 28, pág. 575-581 (2006).
- [42] Richards, B.S. "Luminescent layers for enhanced silicon solar cell performance: Down conversion". Solar Energy Materials & Solar Cells, núm. 90, pág. 1189-1207 (2006).
- [43] McKittrick, J., Mishra, K.C., Di Bartolo, B. "Luminescent Materials: Volume 560". Ed. Cambridge University Press, 1999. ISBN: 155899467X.
- [44] Di Bartolo, B. "Luminescence of inorganic solids". Ed. Springer, 2012. ISBN: 1468433776.

- [45] Van Sar, W.G.J.H.M., Meijerink, A., Schropp, R.E.I. y otros. "Enhancing solar cell efficiency by using spectral converters". *Solar Energy Materials & Solar Cells*, núm. 87, pág. 395-409 (2005).
- [46] Švrček, V., Slaovi, A., Muller, J.C. "Silicon nanocrystals as light converter for solar cells". *Thin Solid Films*, núm. 451-452, pág. 384-388 (2004).
- [47] Swanson, R.M. "A proposed Thermo Photovoltaic solar energy conversion system". *Proceedings of the IEEE*, vol. 67, ejemplar 3, pág. 446-447 (1979).
- [48] Davies, p., Luque, A. "Solar thermophotovoltaics: Brief review and a new look". *Solar Energy Materials & Solar Cells*, núm. 33, pág. 11-22 (1994).
- [49] Martin, D., Datas, A., Algora, C. "Energía Solar Termofotovoltaica". *Anales de Ingeniería Técnica de Informática de Sistemas*, 2. Editorial Felipe II Libros, pág.105-124. ISBN: 978-8493551193.
- [50] Harder, N.P., Green, A. "Thermophotonics". *Semiconductor Science and Technology*, núm.18, pág. S270 – S278 (2003).
- [51] NREL – National Center for Photovoltaics. "Research Cell Efficiency Records - Chart". Disponible en www.nrel.gov/ncpv/. Última revisión: 19 – marzo – 2014.
- [52] Green, M.A., Emery, K., Hishikawa, Y. y otros. "Solar cell efficiency tables (version 43)". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, núm. 22, pág. 1 – 9, (2014).
- [53] Feldman, D. "National Survey report of PV Power Applications in the United States 2012". International Energy Agency (IEA). Disponible en: www.iea-pvps.org/
- [54] Fang, L., Honghua, X., Sicheng, W. "National Survey Report of PV Power Applications in China 2012". International Energy Agency (IEA). Disponible en: www.iea-pvps.org/.
- [55] Wissing, L. "National Survey Report of PV Power Applications in Germany 2011". International Energy Agency (IEA). Disponible en: www.iea-pvps.org/.
- [56] Yamada, H. "National Survey Report of PV Power Applications in Japan 2012". International Energy Agency (IEA). Disponible en: www.iea-pvps.org/.
- [57] Lorenzo, E. "Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, Second edition". Capítulo 22. Editado por Antonio Luque y Steven Hegedus en John Wiley & Sons, 2011. ISBN: 978-0-470-72169-8.
- [58] Reda, I., Andreas, A. "Solar position algorithm for solar radiation applications". National Renewable Energy Laboratory (NREL). Revisión Enero-2008 (Documento: NREL/TP_560_34302). Disponible en: www.nrel.gov/docs/fy08osti/34302.pdf.
- [59] Reda, I., Andreas, A. "Solar position algorithm for solar radiation applications".

-
- Solar Energy, vol. 76, núm.5, pág. 577-589 (2004).
- [60] Aguiar, R., Albuissou, M., Wald, L. y Otros. "The european solar radiation atlas (ESRA)". Editorial Les Presses de l'École des Mines. Paris – 2000.
- [61] Blanco-Muriel, M. Alarcón-Padilla, D-C., López-Moratalla, T y Otro. "Computing the solar vector". Solar Energy, vol. 70. núm. 5, pág. 431 – 441 (2001).
- [62] Grena, R. "An algorithm for the computation of the solar position". Solar Energy, vol. 82. núm. 5, pág. 462 – 470 (2008).
- [63] Blanc, P., Wald, L. "The SG2 algorithm for a fast and accurate computation of the position of the sun for multi-decadal time period". Solar Energy, vol. 86. núm. 10, pág. 3072 – 3083 (2012).
- [64] Rizal, Y., Wibowo, S.H., Feriyadi. "Application of solar position for sun-tracking". International Conference on Sustainable Energy Engineering and Application (ICSEEA - 2012).
- [65] Abdallah, S., Nijmeh, S. "Two axes sun tracking systems with PLC control" Energy Conversion and Management, vol. 15, núm. 11 – 12, pág. 1931 – 1939 (2004).
- [66] Luque Heredia, I., Moreno, J.M., Magalães, P.H. y Otros. "Concentrador Photovoltaics". Capítulo 11. Editorial Springer 2007. ISBN: 978-3-540-68796-2.
- [67] Lee, C.D., Huang, H.C., Yeh, H.Y. "The development of Sun-Tracking system using Image Processing". Sensors, núm. 13, pág. 5448 – 5459 (2013).
- [68] Wang, H., Li, Z., Luo, J. y Otros "Design and implementation of a dual-axis sun-tracking system based on microcontroller". 2013 International Conference on Information Technology and Applications (ITA), pág. 384 – 387 (2013).
- [69] Balabel, A., Mahfouz, A.A., Salem, F.A. "Design and performance of solar tracking photo-voltaic system: Research and education". International journal of control, automation and systems, vol. 1, núm. 2 (2013).
- [70] Yousef, H.A. "Design and implementation of a fuzzy logic computer-controlled sun tracking system". Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE'99) vol. 3, pág. 1030-1034 (1999).
- [71] Zhang, X., Li, X., Lu, K. "Research on an intelligent solar tracking system based on LPC2131". 3rd IEEE International Conference on Network Infrastructure and Digital Content (IC-NIDC'12), pág. 429-432. Septiembre -2012.
- [72] Brown, D.G., Stone, K.W. "High accuracy / low cost tracking system for solar concentrators using a neural network". Proceedings of the 28th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference. Agosto -1993.

- [73] Mashohor, S., Samsudin, K., Noor, A.M. y Otro. "Evaluation of Genetic Algorithm based solar tracking system for photovoltaic panels". IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies, (ICSET'08), pág. 269-273. Noviembre -2008.
- [74] Usla, M.A., Akyazi, O., Altas, I.H. "Design and performance of solar tracking system with fuzzy logic controller". 6th International Advanced Technologies Symposium (IATS'11). Mayo -2011.
- [75] Rubio, F.R., Ortega, M.G., Gordillo, M. y otro. "Application of new control strategy for sun tracking". Energy Conversion and Management, vol. 48, núm. 7, pág. 2174-2184 (2007).
- [76] Alata, M., Al-Nimr, M.A., Qaroush, Y. "Developing a multipurpose sun tracking system using fuzzy control". Energy Conversion and Management, vol. 46, núm. 7-8, pág. 1229-1245 (2005).
- [77] Luque-Heredia, I., Gordillo, F., Rodríguez, F. "A PI based hybrid sun tracking algorithm for photovoltaic concentration". Proceedings of 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference (2004).
- [78] Roth, P., Georgiev, A., Boudinov, M. "Cheap two axis sun following device". Energy Conversion and Management, vol. 46, núm. 7-8, pág. 1179-1192 (2005).
- [79] Alexandru, C., Pozna, C. "Different tracking strategies for optimizing the energetic efficiency of a photovoltaic system". IEEE International Conference on Automation, Quality and Testing, Robotics (AQTR'08), vol. 3, pág. 434-439 (2008).
- [80] Alexandru, C., "The design and optimitation of a photovoltaic tracking mechanism". International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG'09), pág. 436-441 (2009).
- [81] Navarte, L., Lorenzo, E. "Tracking and Ground Cover Ratio". Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 16, núm. 8, pág. 703-714 (2008).
- [82] Lorenzo, E., Navarte, L., Muñoz, J. "Tracking and Back Tracking". Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 19, núm. 6, pág. 747-753 (2011).
- [83] Khoshaim, B.M. "200 m³/day solar sea water desalination pilot plant". Solar and Wind Technology, vol. 2, núm. 3-4. pág. 173-182 (1985).
- [84] Salas, G., Luque, A. "Concentrator Photovoltaics". Capítulo 1. Editorial Springer. ISBN: 978-3-540-68796-2.
- [85] Bucciarelli, L.L. "Power loss in photovoltaic arrays due to mismatch in cell characteristics". Solar Energy, vol. 23, pág. 277-288 (1979).
- [86] Chamberlin, C.E., Lehman, P., Zoellick, J. y otros. "Effects of mismatch losses

- in photovoltaic arrays” Solar Energy, vol. 54, núm. 3, pág. 165-171 (1995).
- [87] Alonso-García, M.C., Ruiz, J.M., Chenlo, F. “Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V Characteristics of a photovoltaic module”. Solar Energy Materials & Solar Cells, núm. 90, pág. 329-340 (2006).
- [88] Brandstetter, A., Inall, E.K. “Solar cell array studies”. Australian National University, Research School of Physical Sciences. Technical Report NERDDC Project 82/2315 (1985).
- [89] Kaushika, N.D., Gavian, N.K. “Energy yield simulations of interconnected solar PV arrays”. IEEE Transactions of Energy Conversion, vol. 18, núm. 1, pág. 127-134 (2003).
- [90] Kaushika, N.D., Rai, A.K. “An investigation of mismatch losses in solar photovoltaic cell networks”. Energy, vol. 32, pág. 755-759 (2007).
- [91] Ramaprabha, R., Mathur, B.L. “A comprehensive review and análisis of solar photovoltaic array configurations under partial shaded conditions”. International Journal of Photoenergy, vol. 2012, artículo ID120214 (2012).
- [92] Picault, D., Raison, B., Bacha, S. y otros. “Changing photovoltaic array interconnections to reduce mismatch losses: a case study”. 9th International conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), pág. 16-19 (2010).
- [93] Picault, D., Raison, B., Bacha, S. y Otros. “Forecasting photovoltaic array power production subject to mismatch losses”. Solar Energy, núm. 84, pág. 1301-1309 (2010).
- [94] Wang, Y.J., Hsu, P.C. “Analysis of partially shaded PV modules using piecewise linear parallel branches model”. World Academy of Science, Engineering and Technology, vol. 3, núm. 12, pág. 702-708 (2009).
- [95] Indu Rani, B., Caravana Ilango, G., Nagamani, C. “Enhanced power generation from PV array under partial shading conditions by shade dispersion using SU DO KU configuration”. IEEE Transactions of Sustainable Energy, vol. 4, núm. 3, pág. 594-601 (2013).
- [96] La Manna, D., Li Vigni, V., Riva Sanseverino, E. y Otros. “Reconfigurable electrical interconnection strategies for photovoltaic arrays: A review”. Renewable and Sustainable Energy Reviews, núm. 33, pág. 412-426 (2014).
- [97] Velasco, G., Negroni, J.J., Guinjoan, F. y Otros. “Irradiance Equalization method for output power optimization in plant oriented grid-connected PV generators”. European Conference on Power Electronics and Applications (EPE-2005), pág. P1-P16 (2005).
- [98] Velasco, G., Negroni, J.J., Guinjoan, F. y Otros. “Energy generation in PV grid-

connected systems: Power extraction optimization for plant-oriented PV generators". Proceedings of the IEEE International Symposium of Industrial Electronics, 2005 (ISIE-2005), vol. 3, pág. 1025-1030 (2005).

[99] Velasco-Quesada, G., Guinjoan-Gispert, F., Piqué-López, R. y Otros. "Electrical PV array reconfiguration strategy for energy extraction improvement in grid-connected PV systems". IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol.56, núm. 11 (2009).

[100] Romano, P., Candela, R., Cardinale, M. y Otros. "Optimization of photovoltaics energy production through an efficient switching matrix". Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, vol.1, núm. 3, pág. 227-236 (2013).

[101] Storey, J.P., Wilson, P.R., Bagnall, D. "Improved optimization strategy for irradiance equalization in dynamic photovoltaic arrays". IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 28, núm. 6, (2013).

[102] Nguyen, D., Lehman, B. "An adaptive solar photovoltaic array using Model-Based reconfiguration algorithm". IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 55, núm. 7, pág. 2644-2654, (2008).

[103] Chaaban, M.A., Alahmad, H., Neal, J. y Otros "Adaptive photovoltaic system". 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society (IECON-2010), pág. 3192-3197, (2010).

[104] Alahmad, H., Chaaban, M.A., Lau, S.K. y Otros "An adaptive utility interactive photovoltaic system based on a flexible switch matrix to optimize performance in real-time". Solar Energy, núm. 86, pág. 951-963, (2012).

[105] Patnaik, B., Sharma, P., Trimurthulu, E. y Otros. "Reconfiguration strategy for optimization of solar photovoltaic array under non-uniform illumination conditions". 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), pág. 1859-1864, (2011).

[106] Patnaik, B., Mohod, J., Duttagupta, S.P. "Dynamic loss comparison between Fixed-State and Reconfigurable solar photovoltaic array". 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), pág. 1633-1638, (2012).

[107] Dos Santos, P., Vicente, E.M., Ribeiro, E.R. "Reconfiguration methodology of shaded photovoltaic panels to maximize the produced energy". 2011 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP), pág. 700-706, (2011).

[108] Nabae, A., Takahashi, I., Akagi, H. "A new Neutral-Point-Clamped PWM Inverter". IEEE Transactions on Industry Applications, vol. IA-17, núm. 5, pág. 518-523, (1981).

[109] Araujo, S.V., Zacharias, P., Mallwitz, R. "Highly efficient single-phase

transformerless inverters for grid-connected photovoltaic systems". IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 57, núm. 9, pág. 3118-3128, (2010).

[110] Schimpf, F., Norum, L.E. "Grid connected converters for photovoltaics state of the art, ideas for improvement of transformerless inverters". Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics (NORPIE), 2008.

[111] Teodorescu, R., Liserre, M., Rodríguez, P. "Grid converters for photovoltaic and wind power systems". Capítulo 2. Editorial John Wiley & Sons, 2011. ISBN: 978-0-470-05751-3.

[112] Blaabjerg, F., Iov, F., Kerekes, T. y Otros. "Trends in Power Electronics and Control of Renewable energy systems". 14th International Power Electronics and Motion control (EPE/PEMC), pág. K1-K19, (2010).

[113] Patrao, I., Figueres, E., González-Espín, F. y Otro. "Transformerless topologies for grid-connected single-phase photovoltaic inverters". Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 15, pág. 3423-3421, (2011).

[114] Victor, M., Greizer, F., Bremicker, S. y Otro. "Method of converting a Direct Current voltage from a source of Direct Current voltage, more specifically from a photovoltaic source of Direct Current voltage, into a Alternating Current voltage". Patente Internacional, número de publicación US 2005 0286281 A1 (2005).

[115] González, R., Coloma, J., Marroyo, L. y Otros. "Single phase inverter circuit for conditioning and converting DC electrical energy into AC electrical energy". Patente Internacional, número de publicación WO 2008 015298 A1 (2008).

[116] Ketterer, J., Schmidt, H., Siedle, C. "Inverter for transforming a DC voltage into an AC current or an AC voltage". Patente Internacional, número de publicación EP 1369985 B1 (2009).

[117] Lin Ma, Kerekes, T., Teodorescu, T. y otros. "The high efficiency transformerless PV inverter topologies derived from NPC topologies". 13th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'09), pág. 1-10 (2009).

[118] Knaup, P. "Inverter". Patente Internacional, número de publicación WO 2007-048420 A1 (2007).

[119] Floricau, D., Floricau, E., Dumitrescu, M. "Natural doubling of the apparent switching frequency using three-level ANPC Converter". International School on Nonsinusoidal Currents and Compensation (ISNCC-2008), pág. 1-6 (2008).

[120] Sebaaly, F., Kanaan, H.Y., Moubayed, N. "Three-level Neutral-Point-Clamped inverters in transformerless PV systems – State of the Art". 17th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON-2014), pág. 1-7 (2014).

[121] Kostov, K.S., Kyyra, J.J. "Genetic algorithm optimization of peak current mode

controlled buck converter," Proceedings of the 2005 IEEE Soft Computing in Industrial Applications (SMCia/05). pág. 111-116 (2005).

[122] Lotfi, A.W., Chen, Q., Lee, F.C. "A nonlinear optimization tool for the full-bridge zero-voltage-switched DC-DC converter". 23rd Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, (PESC '92), vol.2, pág. 1301-1309 (1992).

[123] Neugebauer, T.C., Perreault, D.J. "Computer-aided optimization of DC/DC converters for automotive applications". 31st Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, (PESC 00), vol. 2, pág. 689-695 (2000).

[124] Xunwei Zhou; Wang, T.G.; Lee, F.C., "Optimizing design for low voltage DC-DC converters," Twelfth Annual Applied Power Electronics Conference and Exposition, (APEC '97), vol.2, pág. 612-616 (1997).

[125] Hosny, W., Holcek, R. "Performance Optimisation of a Full Wave AC to DC Converter Using Genetic Algorithms". Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference, (UPEC '06), vol. 3, pág.1036-1040 (2006).

[126] Wennan Guo, Jain, P.K. "Design optimization for steady state and dynamic performance of a single-stage power factor corrected AC-DC converter," Nineteenth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC '04), vol.2, pág. 1206-1212 (2004).

[127] Ying, N.P., Khambadkone, A.M., Oruganti, R. "Parameters optimization and design of AC to DC," The Fifth International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS 2003), vol.2, pág. 904-909 (2003).

[128] Shiguo Luo, Weihong Qiu, Iannello, C., Batarseh, I. "Optimization design of a single-stage AC-DC converter with averaging circuit model and MathCAD®". Seventeenth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC 2002), vol.1, pág. 459-465 (2002).

[129] De Nardo, A., Femia, N., Petrone, G., y Otro. "Optimal Buck Converter Output Filter Design for Point-of-Load Applications". IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 57, núm. 4, pág. 1330-1341 (2010).

[130] Louvrier, Y., Barrade, P., Rufer, A. "Weight and efficiency optimization strategy of an interleaved DC-DC converter for a solar aircraft". 13th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE '09), pág. 1-10 (2009).

[131] Malyna, D.V., Duarte, J.L., Hendrix, M.A.M. y Otro. "Multi-objective optimization of power converters using genetic algorithms". International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, (SPEEDAM 2006), pág. 713-717 (2006).

-
- [132] Kolar, J.W., Biela, J., Badstubner, U. "Impact of power density maximization on efficiency of dc-dc converter systems". 7th International Conference on Power Electronics (ICPE '07), pág. 23-32 (2007).
- [133] Neugebauer, T.C., Perreault, D.J. "Computer-aided optimization of DC/DC converters for automotive applications". IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 18, núm. 3, pág. 775-783 (2003).
- [134] Koutroulis, E., Blaabjerg, F. "Design optimization of grid-connected PV inverters". Twenty-Sixth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), pág. 691-698 (2011).
- [135] Koutroulis, E., Blaabjerg, F. "Design Optimization of Transformerless Grid-Connected PV Inverters Including Reliability". IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 28, núm. 1, pág. 325-335 (2013).
- [136] Saridakis, S., Koutroulis, E., Blaabjerg, F. "Optimal design of NPC and Active-NPC transformerless PV inverters". 3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), pág. 106-113 (2012).
- [137] Rilke, M., Egan, M.G., Hayes, J.G. y Otro. "A soft-switched bidirectional DC-DC converter". European Conference on Power Electronics and Applications, pág. 1-10 (2007).
- [138] Blaabjerg, F., Jaeger, U., Munk-Nielsen, S. y Otro. "Comparison of NPT and PT IGBT-devices for hard switching applications," Conference Record of the 1994 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, vol. 2, pág.1174-1181 (1994).
- [139] Auerbach, F., Bauer, J.G., Glantschnig, M. y Otros. "6.5 kV IGBT-modules," Conference Record of the 1999 IEEE Industry Applications Conference, Thirty-Fourth IAS Annual Meeting., vol.3, pág.1770-1774 (1999).
- [140] Dodge, J. "Latest Technology PT IGBTs vs. Power MOSFETs" Advanced Power Technology, Application Note APT0302 Rev.A (2013).
- [141] Chiola, C., Hüskens, H., Kimmer, T. "High Speed IGBT with MOSFET-like switching behaviour" International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion and Power Quality 2010 (PCIM China 2010), pág: 40-45 (2010).
- [142] Harada, M., Minato, T., Takahashi, H. "600V Trench IGBT in comparison with Planar IGBT - An evaluation of the limit of IGBT performance". Proceedings of the 6th International Symposium on Power Semiconductor Devices & IC's. pág. 411-416 (1994).
- [143] Motto, E.R., Donlon, J.F., Takahashi, H. y Otros. "Characteristics of a 1200 V PT IGBT with trench gate and local life time control," The 1998 IEEE Industry Applications Conference, Thirty-Third IAS Annual Meeting., vol. 2, pág.811-816

(1998).

[144] Frank, W. "TrenchStop-IGBT - Next Generation IGBT for Motor Drive Application". INFINEON. Application note: AN-TrenchStop-1 v1.0 (2004).

[145] Bauer, J.G., Auerbach, F., Porst, A. y Otros. "6.5 kV-modules using IGBTs with Field Stop technology". Proceedings of 2001 International Symposium on Power Semiconductor Devices & IC's, pág. 121-124 (2001).

[146] Laska, T., Munzer, M., Pfirsch, F. y Otros. "The Field Stop IGBT (FS IGBT). A new power device concept with a great improvement potential," Proceedings of the 12th International Symposium on Power Semiconductor Devices and ICs, pág. 355-358 (2000).

[147] Chen, X.B., Hu, C. "Optimum doping profile of power MOSFET epitaxial layer" IEEE Transactions on Electron Devices, vol. ED-29, pág. 985-987 (1982).

[148] Oonishi, Y., Akihiko, O., Takayuki, S. "Superjunction MOSFET". Fuji Electric Review, vol. 56, núm. 2, pág. 65-68 (2010).

[149] Fujihira, T. "Theory of semiconductor superjunction devices". Japanese Journal of Applied Physics, vol. 36, pág. 6245-6262 (1997).

[150] Deboy, G., März, M., Stengl, J y Otros. "A new generation of high voltage MOSFET's breaks the limit of silicon". Electronic Devices Meeting (IEDM'98) Technical Digest International, pág. 683-685 (1998).

[151] Zehon, G.L., Min, R., Zhang, B. y Otros. "Above 700V superjunction MOSFETs fabricated by deep trench etching and epitaxial growth". Journal of Semiconductors, vol. 31, núm. 8, pág. (84002) 1-5 (2010).

[152] Hancock, J., Stueckler, F., Vecino, E. "CoolMOS C7: Mastering the Art of Quickness. A Technology, Description and Design Guide". INFINEON Application Note AN 2013-04 v1.0 (2013).

[153] ROHM Semiconductor. "SiC Power Devices and Modules". Nota de aplicación 14103EBY01. Disponible en www.rohm.com (2014).

[154] Ostling, M., Ghandi, R., Zetterling, C.M. "SiC power devices - Present status, applications and future perspective". IEEE 23rd International Symposium on Power Semiconductor Devices and ICs (ISPSD), pág.10-15 (2011).

[155] ROHM Semiconductor. "Silicon Carbide. Schottky Barrier Diodes". White paper CNA110004_wp. Disponible en www.rohm.com (2014).

[156] Glaser, J.S., Nasadoski, J.J., Losee, P.A. y Otros. "Direct comparison of silicon and silicon carbide power transistors in high-frequency hard-switched applications". Twenty-Sixth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference

and Exposition (APEC), pág. 1049-1056 (2011).

[157] Palmour, J.W., Ryu, S., Zhang, Q. y Otro. "Pros and Cons for Silicon Carbide MOSFETs, JFETs and BJTs". Power Electronics Europe, núm. 5, pág. 19-22 (2009).

[158] Pittini, R., Zhe Zhang, Andersen, M.A.E. "Switching performance evaluation of commercial SiC power devices (SiC JFET and SiC MOSFET) in relation to the gate driver complexity". 2013 IEEE ECCE Asia Downunder (ECCE Asia 2013), pág. 233-239 (2013).

[159] Fernández, M., Rodríguez, A., Vázquez, A. y Otros. "Comparativa de las conmutaciones entre el transistor JFET de SiC y la configuración SiC JFET/Si MOSFET en cascodo". Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación (SAAEI'13) (2013).

[160] Bergner, W., Bjoerk, F., Domes, D. y Otro. "Infineon's 1200V SiC JFET – The New Way of Efficient and Reliable High Voltages Switching". Infineon Technologies, Technical Report (2012).

[161] Seyezhai, R. "Development of SiC BJT based PWM Inverter for renewable energy resources". International Journal of Scientific & Engineering Research, vol. 2, núm. 11, pág. 1-7 (2011).

[162] Millán, J., Godignon, P., Pérez-Tomás, A. "Wide Band Gap Semiconductor Devices for Power Electronics". Automatika, vol. 53, núm. 2, pág. 107-116 (2012).

[163] INFINEON. "Infineon Solar Power Solutions". Información comercial. Disponible en www.infineon.com (2013).

[164] INFINEON. "New 650V CoolMOS™ C7 Series". Información comercial - Disponible en www.infineon.com (2013).

[165] INFINEON. "Power Management: Selection Guide 2014" Información comercial - Disponible en www.infineon.com (2014).

[166] Thomas, M. "Providing Unparalleled IGBT Efficiency". Bodo's Power Systems: Electronics in Motion and Conversion, núm. March-2013, pág. 28-30 (2013).

[167] STMicroelectronics "The right technology for solar converters". Nota de Aplicación AN3152. Disponible en www.st.com (2010).

[168] Abbatelli, L., Buonomo, S., Scollo, R. y otros. "Latest ST MOSFET and IGBT technologies for the best efficiency in solar inverters" Proceedings of the International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion and Power Quality (PCIM Europe 2010), vol.1, pág. 874-879 (2010).

[169] FAIRCHILD. "New Generation Super-Junction MOSFETs, SuperFET® II and

SuperFET® II Easy Drive MOSFETs for High Efficiency and Lower Switching Noise". Nota de Aplicación AN-5232. Disponible en www.fairchildsemi.com (2013).

[170] FAIRCHILD. "Renewable Energy Solutions". Información comercial. Disponible en www.fairchildsemi.com (2012).

[171] POWEREX. "Efficiency Benefits of Full Gate CSTBT™ in PV Applications" Información comercial. Disponible en www.pwr.com (2010).

[172] Wilhelm, C., Thoma, J., Derix, D. "Analysis of power losses of a grid connected PV inverter with Si- and SiC-transistors for generation of reactive power". 15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE), pág.1-9 (2013).

[173] Burger, B., Kranzer, D. "Extreme high efficiency PV-power converters". 13th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE '09), pág.1-13 (2009).

[174] Rabkowski, J., Peftitsis, D., Nee, H.-P. "Design Steps Toward a 40-kVA SiC JFET Inverter With Natural-Convection Cooling and an Efficiency Exceeding 99.5%". IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 49, núm. 4, pág.1589-1598 (2013).

[175] Sheridan, D.C., Ritenour, A., Kelley, R. y otros. "Advances in SiC VJFETs for renewable and high-efficiency power electronics applications". 2010 International Power Electronics Conference (IPEC), pág..3254-3258 (2010).

[176] Mazzola, Michael S., Kelley, R. "Application of a Normally OFF Silicon Carbide Power JFET in a Photovoltaic Inverter". Twenty-Fourth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC 2009), pág. 649-652 (2009).

[177] Wilhelm, C., Kranzer, D., Burger, B. "Development of a highly compact and efficient solar inverter with Silicon Carbide transistors". 6th International Conference on Integrated Power Electronics Systems (CIPS) pág.1-6 (2010).

[178] Kranzer, D., Wilhelm, C., Reiners, F. y otro, "Application of normally-off SiC-JFETs in photovoltaic inverters". 13th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE '09), pág.1-6 (2009).

[179] Sahan, B., Araújo, S.V., Kirstein, T. y Otros. "Photovoltaic Converter Topologies Suitable for SiC-JFETs". Proceedings on Conference for Power Electronics Intelligent Motion Power Quality (PCIM'09), pág. 431-437 (2009).

[180] DiMarino, C., Zheng Chen, Boroyevich, D. y otros. "Characterization and comparison of 1.2 kV SiC power semiconductor devices". 15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE), pág. 1-10 (2013).

-
- [181] CREE, "SiC: CREE POWER PRODUCTS – 2014" Información comercial. Disponible en www.cree.com (2014).
- [182] ROHM. "The Next Generation of Power Conversion Systems Enabled by SiC Power Devices" Información técnica (white paper). Disponible en www.rohm.com (2013).
- [183] VINCOTECH. "SiC MOSFET-BASED Power Modules for Solar, UPS and Battery Management" Información comercial. Disponible en www.vincotech.com (2014).
- [184] POWEREX. "Next Generation of Power Semiconductors using Mitsubishi Silicon Carbide". Información comercial. Disponible en www.powerex.com (2014).
- [185] INFINEON. "1200V CoolSiC™ & Direct Drive Technology: The green revolution is taking place" Información comercial. Disponible en www.infineon.com (2012).
- [186] USCi. "1200 V xJ SiC Series 45 mΩ, 1200V - Normally-on JFET Transistors" Información comercial. Disponible en www.unitedsic.com (2014).
- [187] Kamarzaman, N.A., Tan, C.W. "A comprehensive review of maximum power point tracking algorithms for photovoltaic systems". Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 37, pág. 585-598 (2014).
- [188] Bhatnagar, P., Nema, R.K. "Maximum power point tracking control techniques: State-of-the-art in photovoltaic applications". Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 23, pág. 224-241 (2013).
- [189] Beriber, D., Talha, A. "MPPT techniques for PV systems". Fourth International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG), pág.1437-1442 (2013).
- [190] Liu Y., Li, M., Ji, X. y Otros. "A comparative study of the maximum power point tracking methods for PV systems". Energy Convers Management (previo a publicación). <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.01.049> (2014).
- [191] Zainudin, H.N., Mekhilef, S. "Comparison Study of Maximum Power Point Tracker Techniques for PV Systems". Proceedings of the 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10), pág. 750-757 (2010).
- [192] Tavares, C.A.P., Leite, K.T.F., Suemitsu, W.I. y otro. "Performance evaluation of photovoltaic solar system with different MPPT methods". 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics (IECON '09), pág. 719-724, 3-5 Nov. 2009
- [193] ESRAM, T., Chapman, P.L. "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques". IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 22, núm. 2, pág. 439-449 (2007).

- [194] Weidong X., Dunford, W.G. "A modified adaptive hill climbing MPPT method for photovoltaic power systems". IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (PESC 04), vol. 3, pág. 1957-1963 (2004).
- [195] Sera, D., Teodorescu, R., Hantschel, J. y otro. "Optimized Maximum Power Point Tracker for Fast-Changing Environmental Conditions". IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 55, núm. 7, pág. 2629-2637 (2008).
- [196] Femia, N., Petrone, G., Spagnuolo, G. y otro. "Perturb and observe MPPT technique robustness improved". 2004 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, vol. 2, pág. 845-850 (2004).
- [197] Kollimalla, S.K., Mishra, M.K. "A new adaptive P&O MPPT algorithm based on FSCC method for photovoltaic system". 2013 International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies (ICCPCT), pág. 406-411 (2013).
- [198] Yu, G.J., Jung, Y.S., Choi, J.Y. y otros. "A novel two-mode MPPT control algorithm based on comparative study of existing algorithms". Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pág. 1531-1534 (2002).
- [199] Guan-Chyun H., Hung-I H., Cheng-Yuan T. y otro. "Photovoltaic Power-Increment-Aided Incremental-Conductance MPPT With Two-Phased Tracking". IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 28, núm. 6, pág. 2895-2911 (2013).
- [200] Faraji, R., Rouholamini, A., Naji, H.R. y otros. "FPGA-based real time incremental conductance maximum power point tracking controller for photovoltaic systems". Power Electronics, IET, vol. 7, núm. 5, pág. 1294-1304 (2014).
- [201] Bangyin L., Shanxu D., Fei L. y otro. "Analysis and Improvement of Maximum Power Point Tracking Algorithm Based on Incremental Conductance Method for Photovoltaic Array". 7th International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS '07), pág. 637-641 (2007).
- [202] Zakzouk, N.E., Abdelsalam, A.K., Helal, A.A. y otro. "Modified variable-step incremental conductance maximum power point tracking technique for photovoltaic systems". 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2013), pág. 1741-1748 (2013).
- [203] Qiang Mei, Mingwei Shan, Liying Liu, y otro. "A Novel Improved Variable Step-Size Incremental-Resistance MPPT Method for PV Systems". IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 58, núm. 6, pág. 2427-2434 (2011).
- [204] Chetty, P.R.K. "Maximum power transfer system for a solar cell array". Patente Internacional, número de publicación US4604567 A (1986).
- [205] Masoum M.A.S., Dehbonei, H. "Design, construction and testing of a voltage-

based maximum power point tracker (VMPP) for small satellite power supply". 13th Annual AIAA/USU Conference on Small Satellite, (1999).

[206] Chen Yu-yun, Man Yong-kui. "Constant current-based maximum-power-point tracking for Photovoltaic Power Systems". Chinese Control and Decision Conference. (CCDC '09), pág. 3422-3425 (2009).

[207] Noguchi, T., Togashi, S., Nakamoto, R. "Short-current pulse-based maximum-power-point tracking method for multiple photovoltaic-and-converter module system". IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 49, núm. 1, pág. 217-223 (2002).

[208] Hanju Cha, Sanghoey Lee. "Design and Implementation of Photovoltaic Power Conditioning System Using a Current Based Maximum Power Point Tracking". IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS '08), pág. 1-5 (2008).

[209] Arcidiacono, V., Corsi, S., Lambri, L. "The control system of ENEL's 3.3 MWp PV plant". First World Conference on Photovoltaic Specialists Conference (WCPEC-1994), vol. 1, pág. 1089-1093 (1994).

[210] Stamenic, L., Greig, M., Smiley, E. y otro. "Maximum power point tracking for building integrated photovoltaic ventilation systems". Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pág. 1517-1520 (2000).

[211] Tse, K.K., Chung, H.S.H., Hui, S.Y.R. y otro. "A novel maximum power point tracking technique for PV panels". IEEE 32nd Annual Power Electronics Specialists Conference (PESC-2001), vol. 4, pág. 1970-1975 (2001).

[212] Hilloowala, R.M., Sharaf, A.M. "A rule-based fuzzy logic controller for a PWM inverter in photo-voltaic energy conversion scheme". Conference Record of the 1992 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, pág. 762-769 (1992).

[213] Hadjammam, S., Bouchafaa, F. "Performances of PV system connected to the grid with MPPT controlled by fuzzy control". 2013 IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE), pág. 1-7 (2013).

[214] Lalouni, S., Rekioua, T. "Modeling and Simulation of a Photovoltaic System Using Fuzzy Logic Controller". 2009 Second International Conference on Developments in eSystems Engineering (DESE), pág. 23-28 (2009).

[215] Bouchafaa, F., Beriber, D., Boucherit, M.S. "Modeling and simulation of a grid connected PV generation system with MPPT fuzzy logic control". 2010 7th International Multi-Conference on Systems Signals and Devices (SSD) pág. 1-7 (2010).

[216] Chung-Yuen Won, Duk-Heon Kim, Sei-Chan Kim y otros. "A new maximum

power point tracker of photovoltaic arrays using fuzzy controller". 25th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference (PESC '94), vol. 1, pág. 396-403 (1994).

[217] Patcharaprakiti, N., Premrudeepreechacharn, S. "Maximum power point tracking using adaptive fuzzy logic control for grid-connected photovoltaic system". IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, vol. 1, pág. 372-377 (2002).

[218] Khaehintung, N., Sirisuk, P., Kunakorn, A. "Grid-connected Photovoltaic System with Maximum Power Point Tracking using Self-Organizing Fuzzy Logic Controller". IEEE TENCON-2005, Region 10, pág. 1-4 (2005).

[219] Di Vincenzo, M.C., Infield, D. "Artificial Neural Network for real time modelling of photovoltaic system under partial shading". 2010 IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET), pág. 1-5 (2010).

[220] Hiyama, T., Kitabayashi, K. "Neural network based estimation of maximum power generation from PV module using environmental information". IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 12, núm. 3, pág. 241-247 (1997).

[221] Syafaruddin, Karatepe, E., Hiyama, T. "Artificial neural network-polar coordinated fuzzy controller based maximum power point tracking control under partially shaded conditions". Renewable Power Generation (IET), vol. 3, núm. 2, pág. 239-253 (2009).

[222] Syafaruddin, S., Hiyama, T., Karatepe, E. "Investigation of ANN performance for tracking the optimum points of PV module under partially shaded conditions". IPEC, 2010 Conference Proceedings, pág. 1186-1191 (2010).

[223] Sansa, I., Missaoui, S., Boussada, Z. y otros. "PV power forecasting using different Artificial Neural Networks strategies". 2014 International Conference on Green Energy, pág. 54-59 (2014).

[224] Otieno, C.A., Nyakoe, G.N., Wekesa, C.W. "A neural fuzzy based maximum power point tracker for a photovoltaic system". AFRICON '09, pág. 1-6 (2009).

[225] Kennedy, J., Eberhart, R. "Particle swarm optimization". Proceedings of IEEE International Conference on Neural Networks, vol. 4, pág. 1942-1948 (1995).

[226] Hasanien, H.M. "Particle swarm design optimization of transverse flux linear motor for weight reduction and improvement of thrust force". IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 58, núm. 9, pág. 4048-4056 (2011).

[227] Wang, L.F., Singh, C. "Multicriteria design of hybrid power generation systems based on a modified particle swarm optimization algorithm". IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 24, núm. 1, pág. 163-172 (2009).

[228] Amin, A.M.A., Korfally, M.I.E., Sayed, A.A. y otro. "Efficiency optimization of two- asymmetrical-winding induction motor based on swarm intelligence

multicriteria design of hybrid power generation systems based on a modified particle swarm optimization algorithm". IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 24, núm. 1, pág. 12–20 (2009).

[229] Li, Q., Chen, W., Wang, Y. y otros. "Parameter identification for PEM fuel-cell mechanism model based on effective informed adaptive particle swarm optimization". IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 58, núm. 6, pág. 2410–2419 (2011).

[230] Phimmasone, V., Kondo, Y., Kamejima, T. y otro. "Evaluation of extracted energy from PV with PSO-based MPPT against various types of solar irradiation changes". 2010 International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS), pág. 487-492 (2010).

[231] Ze Cheng, Hang Zhou, Hongzhi Yang. "Research on MPPT control of PV system based on PSO algorithm". 2010 Chinese Control and Decision Conference (CCDC), pág. 887-892 (2010).

[232] Chun-Liang Liu, Yi-Feng Luo, Jia-Wei Huang y otro. "A PSO-based MPPT algorithm for photovoltaic systems subject to inhomogeneous insolation". Joint 6th International Conference on Soft Computing and Intelligent Systems (SCIS) and 13th Int. Symposium on Advanced Intelligent Systems (ISIS), pág. 721-726 (2012).

[233] Miyatake, M., Veerachary, M., Toriumi, F. y otros. "Maximum Power Point Tracking of Multiple Photovoltaic Arrays: A PSO Approach". IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems, vol. 47, núm.1, pág. 367-380 (2011).

[234] Kar, A., Kar, A. "A New Maximum Power Point Tracking Algorithm for PV Modules under Partial Shading and Rapidly Varying Illumination". 2009 Annual IEEE India Conference (INDICON), pág. 1-4 (2009).

[235] Phimmasone, V., Endo, T., Kondo, Y. y otro. "Improvement of the Maximum Power Point Tracker for photovoltaic generators with Particle Swarm Optimization technique by adding repulsive force among agents," International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS 2009), pág. 1-6 (2009).

[236] Yi-Hwa Liu, Shyh-Ching Huang, Jia-Wei Huang y otro. "A Particle Swarm Optimization-Based Maximum Power Point Tracking Algorithm for PV Systems Operating Under Partially Shaded Conditions". IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 27, núm. 4, pág. 1027-1035 (2012).

[237] Ishaque, K., Salam, Z. "A Deterministic Particle Swarm Optimization Maximum Power Point Tracker for Photovoltaic System Under Partial Shading Condition". IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 60, núm. 8, pág. 3195-3206 (2013).

CAPÍTULO 3:

FUNDAMENTOS DEL SISTEMA MODEN.

3.1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo aborda los fundamentos básicos de la idea MODEN, es decir, cómo la utilización de ultracondensadores puede mejorar la eficiencia de los inversores de aplicación fotovoltaica en condiciones de baja irradiancia.

Para ello se realiza un estudio somero, que se irá profundizando a lo largo de la tesis, sobre las posibilidades de mejora que se pueden conseguir. Para instalaciones fotovoltaicas modelo, situadas en distintas ubicaciones y con diferentes características, se analiza la distribución de la energía generada en función de la potencia a la que se extrae para cuantificar el porcentaje de energía sobre el que será posible aplicar el sistema MODEN.

Seguidamente se analizará la curva de rendimiento en función de la potencia para numerosos inversores comerciales, lo que permitirá construir una o varias curvas típicas que representan diferentes categorías de convertidores fotovoltaicos.

Componiendo la información anterior se podrá tener una idea básica sobre las posibilidades de mejora de rendimiento actuando en los periodos de baja

irradiancia.

En paralelo con la idea MODEN coexiste la posibilidad de adecuar la relación entre los valores nominales de las potencias del campo fotovoltaico y del inversor con el fin de evitar en lo posible su funcionamiento en zonas de bajo rendimiento. Se analizarán de forma conjunta ambas medidas a la hora de estimar los posibles márgenes de mejora.

En la última parte del capítulo se realizará un planteamiento matemático que permita dimensionar el sistema MODEN para posteriormente elaborar un planteamiento económico de la propuesta.

3.2. PLANTEAMIENTO BÁSICO DEL SISTEMA MODEN.

A lo largo del día, la potencia que generan los módulos fotovoltaicos es muy diferente. En las primeras horas del día, la irradiancia es baja y la potencia apenas alcanza el 10 o el 20% de su valor nominal. Durante las horas centrales del día, la irradiancia, y por tanto la potencia generada, alcanza sus valores máximos para luego decrecer durante el atardecer.

La siguiente figura muestra la irradiancia recibida por un módulo fotovoltaico fijo instalado en Logroño (España) con inclinación y orientación óptima, durante un día soleado del verano (Fuente: METEONORM [1]):

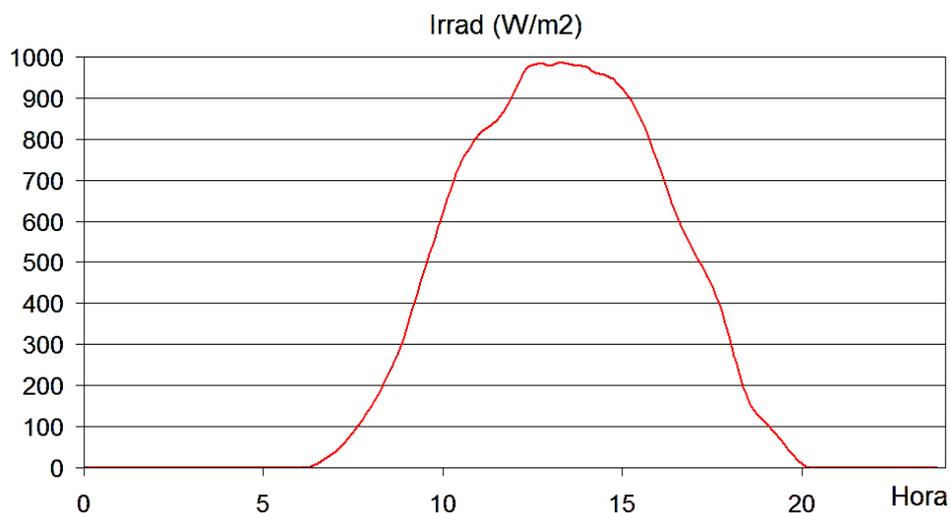


Fig: 3.1: Irradiancia recibida por un módulo FV fijo instalado en Logroño (España) en verano.

Los intervalos de tiempo en los que la potencia generada es baja son también diferentes en función de la estación meteorológica.

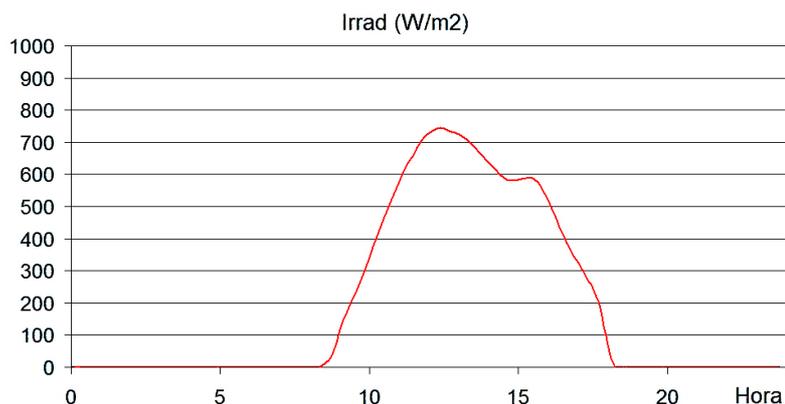


Fig: 3.2: Irradiancia recibida por el módulo anterior un día soleado de invierno.

La figura 3.2 muestra, a modo de ejemplo, la irradiancia recibida por el módulo anterior instalado en Logroño durante un día soleado de invierno.

Además del ciclado diario de irradiancia, la presencia de nubosidad, ya sea permanente o transitoria, hace que la potencia generada por la instalación fotovoltaica caiga hasta índices muy pequeños respecto a su valor nominal.

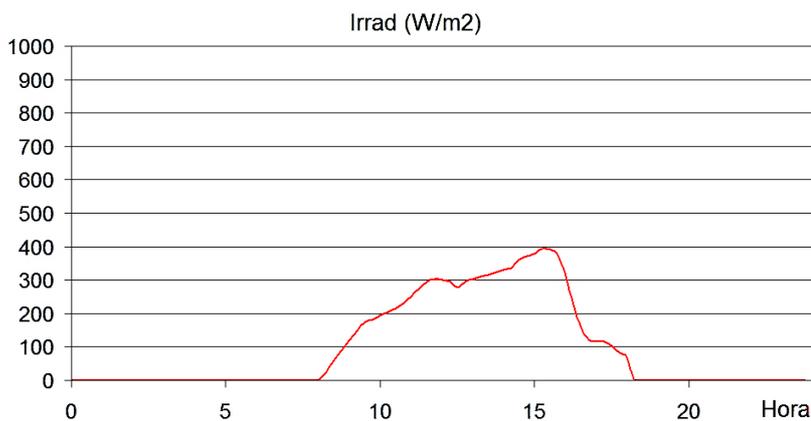


Fig: 3.3: Irradiancia durante un día cubierto de otoño.

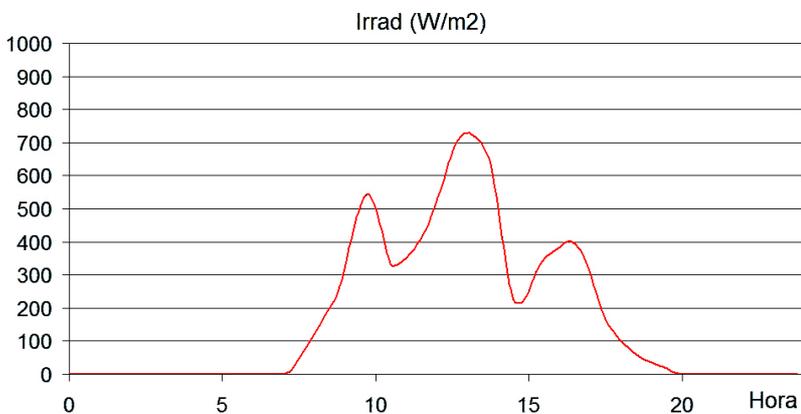


Fig: 3.4: Irradiancia durante un día con nubosidad variable en primavera.

Las figuras 3.3 y 3.4 muestran dos situaciones características: la primera un día cubierto y la segunda un día con nubosidad variable.

En resumen, el periodo de producción fotovoltaica en el que la irradiancia, y consecuentemente la potencia generada por los módulos fotovoltaicos, se mantiene por debajo del 20% de su valor nominal, representa un porcentaje importante respecto de las horas de sol anuales que recibe la instalación fotovoltaica.

Utilizando modelos meteorológicos comerciales (como se analizará más adelante), se puede estimar ese porcentaje entre un 26,9% y un 33,5% para España, o entre un 45,2% y un 52,6% para Alemania, por ejemplo.

Por otro lado, el rendimiento de los inversores fotovoltaicos mantiene valores muy elevados cuando trabajan por encima del 20% de su potencia nominal, pero su eficiencia cae de manera importante cuando la potencia de entrada no supera ese umbral del 20%.

De esta forma podemos decir que un importante porcentaje del tiempo en el que la instalación fotovoltaica está recibiendo luz solar el inversor no funciona de manera adecuada: Necesita una mínima irradiancia para arrancar, si ésta es muy pequeña la forma de onda generada es de baja calidad y hasta que la irradiancia no supera un cierto límite el rendimiento del inversor es bajo

La idea esencial del sistema MODEN es almacenar transitoriamente la energía generada por los módulos fotovoltaicos cuando la potencia de generación es tan baja que la conversión se realizaría a bajo rendimiento y, una vez almacenada, aplicársela al inversor a una potencia a la que su rendimiento sea óptimo (normalmente alrededor del 50% de su potencia nominal).

De esta forma, el inversor trabajaría de manera intermitente cuando la energía generada fuera inferior al 20% o al 30% de su valor nominal, y toda la energía fotovoltaica sería convertida con rendimiento muy próximo al óptimo.

Las siglas MODEN que identifican la idea proceden precisamente del concepto: Modulación de Energía. Su estructura básica se muestra en la figura 3.5.

El sistema MODEN gestiona el paso de energía desde el generador fotovoltaico y/o el elemento de almacenamiento hacia el inversor con el fin de optimizar el rendimiento de la conversión hacia la red.

Se necesitará un sistema de almacenamiento rápido y fiable, que soporte gran número de ciclos de carga y descarga y, preferiblemente, sin mantenimiento.

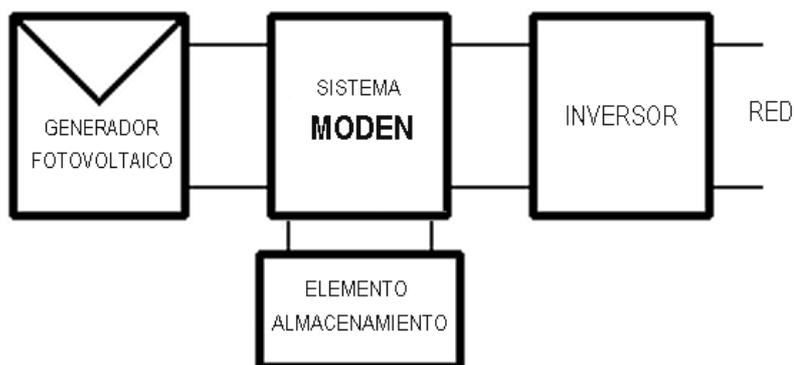


Fig: 3.5: Esquema general del sistema MODEN

Los elementos de almacenamiento temporal elegidos han sido los ultracondensadores que poseen todas las características enumeradas anteriormente. Frente a las baterías presentan las ventajas de soportar un número de ciclos extraordinariamente alto y la ausencia total de mantenimiento.

La capacidad de los elementos de almacenamiento condicionará el periodo de trabajo intermitente del inversor, tal como muestran las siguientes figuras:

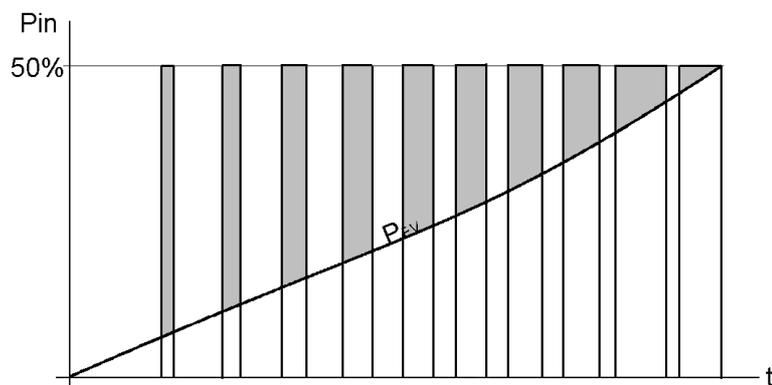


Fig: 3.6: Régimen de funcionamiento del inversor con capacidad más pequeña.

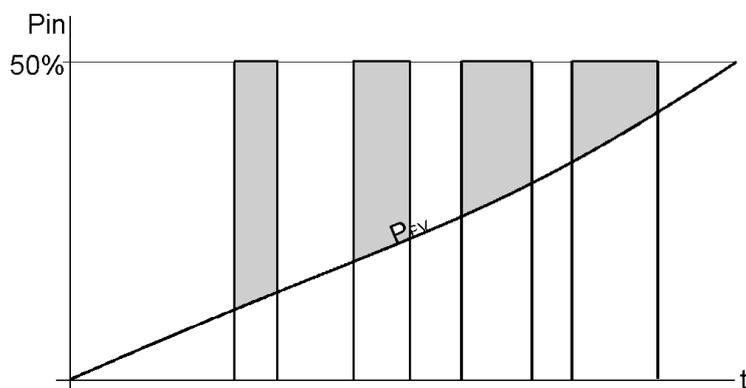


Fig: 3.7: Régimen de funcionamiento del inversor con capacidad más grande.

En ellas se presenta una supuesta evolución temporal de la potencia generada por un sistema fotovoltaico (P_{FV}) desde 0 hasta el 50% de su valor nominal y, sobre ella, la potencia de salida del inversor, que trabaja en forma pulsante, siempre al 50% de su potencia nominal (que corresponde a su máximo rendimiento). Los casos de las figuras 3.6 y 3.7 se diferencian en la capacidad de almacenamiento de energía de los ultracondensadores, que corresponde con el área sombreada. El primer caso utiliza elementos de almacenamiento de menos capacidad que el segundo, por ello el tiempo que tardan en cargarse a la potencia P_{FV} (y en descargarse al 50% de la potencia nominal) es sensiblemente inferior al segundo caso y, por tanto, el número de conmutaciones (encendido-apagado) del inversor es mayor, aunque en ambos casos, el inversor trabaja siempre al 50% de su valor nominal y por tanto en la región de máximo rendimiento.

El rendimiento de los inversores para potencias elevadas, por encima del 70% de su valor nominal, decrece ligeramente respecto de su valor máximo, pero la extensión de la filosofía MODEN a periodos de tiempo en los que la potencia de entrada superará ese límite del 70% requeriría la utilización de elementos de almacenamiento extraordinariamente grandes, por lo que solo se contempla utilizar el sistema MODEN para mejorar la eficiencia en periodos de baja potencia fotovoltaica.

Como se ve, la mejora esperada radica en el hecho de conseguir convertir toda la energía que llega al inversor con un índice de eficiencia muy próximo al máximo del convertidor, incluso en periodos de baja o muy baja irradiancia.

3.3. DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA POR RANGOS DE POTENCIA.

Si se pretende cuantificar la mejora que pudiera producirse al incrementar la eficiencia de los inversores a bajas irradiancias, es necesario determinar qué porcentaje de la energía generada por una planta fotovoltaica corresponde al rango de potencias a las que se aplica el sistema MODEN. Se trata entonces de establecer un perfil de distribución de la energía fotovoltaica por rangos de potencia. Evidentemente, el perfil que se pretende crear dependerá fuertemente de múltiples factores relacionados con el diseño de la planta fotovoltaica. Entre ellos los más importantes podrían ser:

- a) Ubicación de la planta fotovoltaica.
- b) Orientación del generador fotovoltaico.
- c) Inclinación de los módulos solares (en todo momento se considerarán instalaciones fijas).

- d) Pérdidas en el generador fotovoltaico. Las más significativas: mismatch, pérdidas resistivas en continua, suciedad de los módulos, falta de correspondencia con valores nominales, etc.
- e) Presencia de sombras.
- f) Eficiencia del algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia.
- g) Relación entre las potencias nominales del generador fotovoltaico y del inversor.

Se abordará el estudio de la distribución de energía en algunos casos que puedan representar situaciones perfectamente realistas a las que se pudiera aplicar, con buen criterio, el sistema MODEN. Se empleará para el análisis el simulador energético TRNSYS-16 [2] que utiliza para Europa datos meteorológicos procedentes de la base de datos METEONORM. El simulador proporciona datos horarios de la energía que suministraría un generador fotovoltaico ideal trabajando en todo momento en su punto de máxima potencia en una ubicación y con una orientación e inclinación concreta.

Se va a construir el perfil agrupando la energía en los rangos de potencia utilizados para definir el Rendimiento Europeo [3], y de manera indirecta, observar en qué condiciones y en qué grado es aplicable dicho concepto para evaluar el rendimiento ponderado de un inversor fotovoltaico. El Rendimiento Europeo (η_{EUR}) para un inversor fotovoltaico tiene la siguiente expresión:

$$\eta_{EUR} = 0,03\eta_5 + 0,06\eta_{10} + 0,13\eta_{20} + 0,10\eta_{30} + 0,48\eta_{50} + 0,20\eta_{100} \quad (3.1)$$

Es decir, utiliza como índices los rendimientos del inversor a las potencias 5,10, 20, 30, 50 y 100% del valor nominal. Se agrupará la energía en los rangos de potencia alrededor de los índices utilizados para la determinación del Rendimiento Europeo, tal como se muestra en la siguiente tabla:

Índice del η_{EUR}	RANGO DE POTENCIAS
5%	0% a 7,5% de la Potencia nominal
10%	7,5% a 15% de la Potencia nominal
20%	15% a 25% de la Potencia nominal
30%	25% a 40% de la Potencia nominal
50%	40% a 75% de la Potencia nominal
100%	más de 75% de la Potencia nominal

Tabla 3.1: Rango de potencias en cada bloque.

De manera complementaria se presentará en cada caso el valor máximo de potencia alcanzada por el generador (que podrá ser superior a su valor nominal si las pérdidas son pequeñas y la irradiancia superior a 1000 w/m^2). En esta primera aproximación no se pretende ser exhaustivo con el análisis, lo que se dejara para capítulos posteriores, sino evaluar de manera rápida la magnitud de los resultados que podrían esperarse.

Se analizará para cada emplazamiento la energía que podría generar una instalación fotovoltaica dispuesta con una orientación e inclinación óptima y otra pensada para ser instalada en la fachada de un edificio con una orientación cuasi óptima. Así, las localizaciones elegidas para el análisis han sido:

- a) Sevilla (España).
- b) Montpellier (Francia).
- c) Munich (Alemania).
- d) Hamburgo (Alemania).
- e) Helsinki (Finlandia).

Se han elegido localidades situadas regularmente entre los 37° N de latitud de Sevilla y los 60° N de Helsinki. En cada una de ellas se han analizado una instalación fija con inclinación óptima (en cada caso) y azimut 0° y una instalación en la fachada de un edificio con azimut 10° .

Después de realizar el análisis, se han obtenido, por ejemplo para el caso de Munich, las siguientes distribuciones de energía durante un año, así como el valor máximo de potencia alcanzado por el generador fotovoltaico:

A) INSTALACIÓN FIJA: Latitud 37° N , azimut 0° e inclinación 30° (no se consideran pérdidas ni sombras).

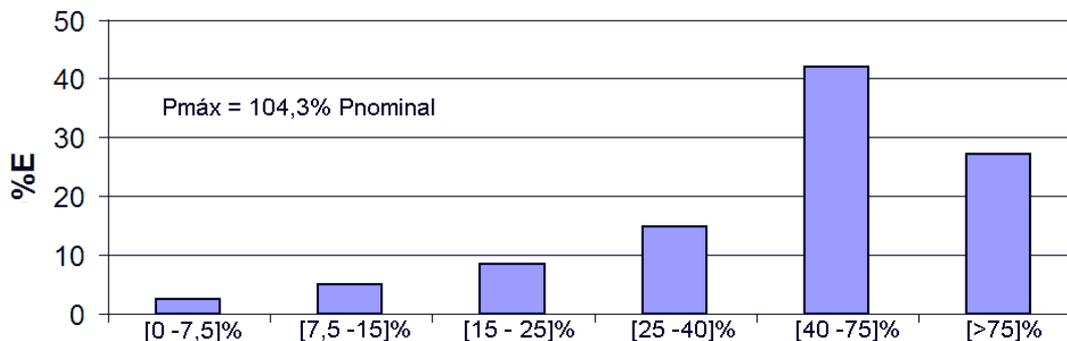


Fig: 3.8: Distribución de energía fotovoltaica por potencia: Munich – Instalación fija.

B) INSTALACIÓN EN EDIFICIO: Latitud 37°N, azimut 10°E, instalado sobre fachada (no se consideran pérdidas ni sombras).

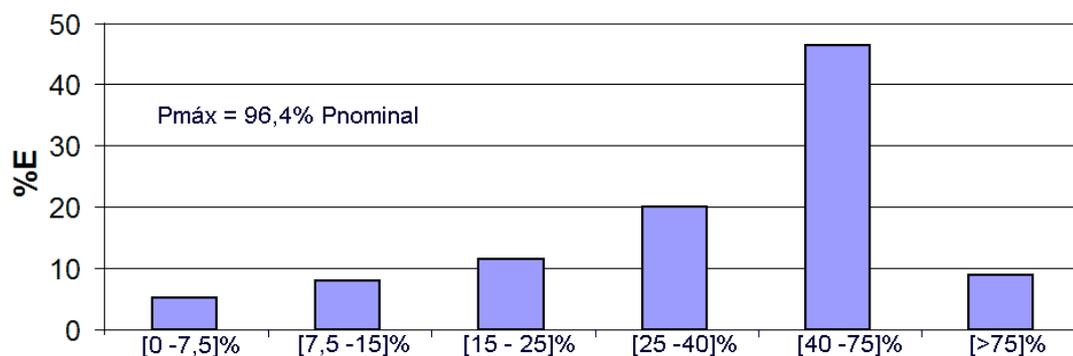


Fig: 3.9: Distribución de energía fotovoltaica por potencia: Munich – Instalación en fachada.

En ambos gráficos se representa en ordenadas el porcentaje de toda la energía generada durante el año para cada rango de potencias contemplado, y en abscisas los rangos de potencia utilizados en la evaluación.

El siguiente cuadro recoge los resultados obtenidos para distintos emplazamientos en las condiciones descritas anteriormente.

UBICACIÓN	INCL	LAT / LONG.	AZIM	E. Total Kw-h/ Kw-p	%E [0 a 7,5]	%E [7,5 a 15]	%E [15 a 25]	%E [25 a 40]	%E [40 a 75]	%E más 75	P. máxima (%P _{nominal})
SEVILLA (fija)	30°	37N - 5W	0°	1803	0,96	2,10	4,45	9,65	41,20	41,64	106,30%
SEVILLA (edificio)	90°	37N - 5W	10°E	1145	2,57	5,49	8,73	23,11	49,36	10,72	96,90%
MONTPELIER (fija)	32°	43N - 4E	0°	1541	1,42	3,08	6,16	12,34	43,61	33,39	101,20%
MONTPELIER (edificio)	90°	43N - 4E	10°E	1044	3,25	6,24	9,66	21,61	50,27	8,97	91,80%
MUNICH (fija)	33°	48N - 11E	0°	1230	2,58	4,92	8,49	14,75	42,02	27,24	104,30%
MUNICH (edificio)	90°	48N - 11E	10°E	856	5,12	8,01	11,45	20,09	46,38	8,95	96,40%
HAMBURGO (fija)	35°	53N - 9E	0°	1010	3,74	6,28	10,54	17,89	42,23	19,52	99,10%
HAMBURGO (edificio)	90°	53N - 9E	10°E	712	6,59	9,50	13,05	22,77	44,84	3,26	87,20%
HELSINKI (fija)	40°	60N - 24E	0°	1060	3,61	5,34	8,86	15,70	39,79	26,71	107,50%
HELSINKI (edificio)	90°	60N - 24E	10°E	788	5,84	7,39	10,74	19,20	48,85	8,05	96,60%

Tabla 3.2: Distribución de energía por potencias para las ubicaciones estudiadas (sin pérdidas).

Se presentan a continuación dos figuras que recogen la información de la tabla anterior expuesta de manera gráfica para facilitar su comprensión.

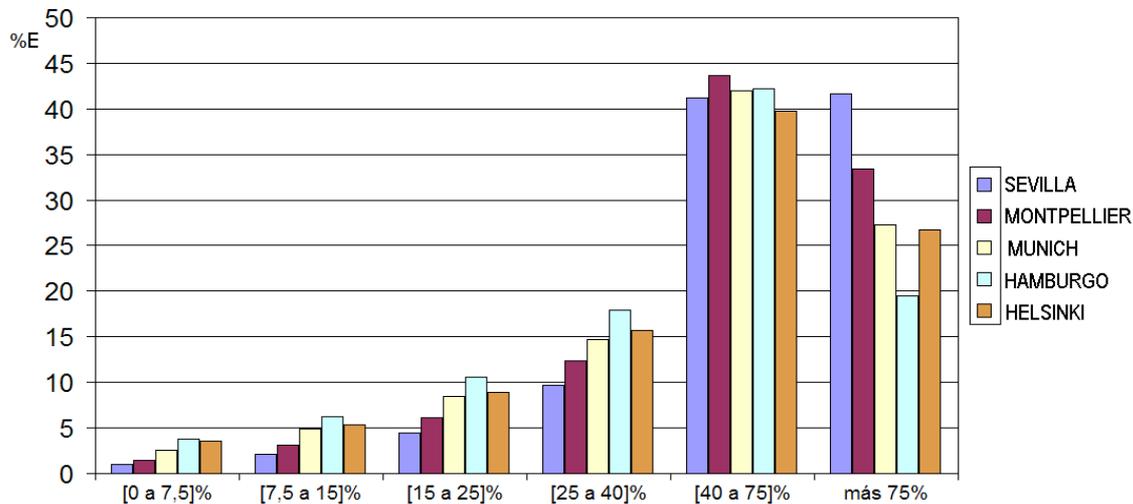


Fig. 3.10: Distribución de energía fotovoltaica por potencia: Instalación Fija.

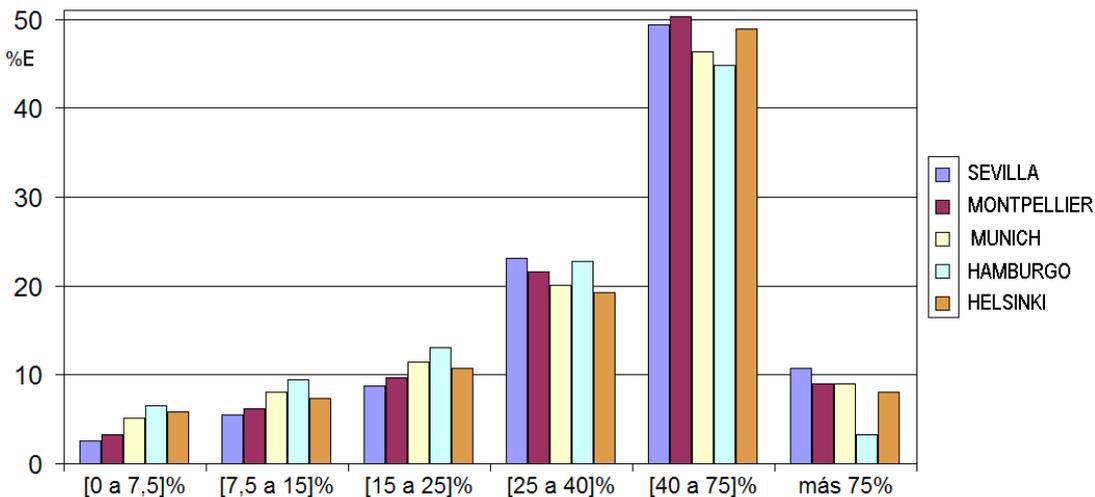


Fig. 3.11: Distribución de energía fotovoltaica por potencia: Instalación en Edificio.

La figura 3.10 representa la distribución de la energía por potencias para las distintas ubicaciones analizadas en el caso de una instalación fija, mientras que la figura 3.11 se refiere a una instalación montada en la fachada de un edificio (en ninguno de los casos se consideran las pérdidas).

Se puede repetir el análisis anterior considerando las pérdidas habituales previas al inversor (tolerancia de potencia en los paneles, *mismatch*, polvo y suciedad, etc.). La estimación de esas pérdidas puede estar entre el 15% y 20% de la potencia nominal del generador fotovoltaico [4]. Se tomará como primera aproximación un valor de las pérdidas globales en continua del 16%, lineal para todos los valores de potencia.

Los nuevos resultados se recogen en la siguiente tabla:

UBICACIÓN	INCL	LAT / LONG.	AZIM	E. Total Kw-h/ Kw-p	%E [0 a 7,5]	%E [7,5 a 15]	%E [15 a 25]	%E [25 a 40]	%E [40 a 75]	%E más 75	P. máxima (%P _{nominal})
SEVILLA (fija)	30°	37N - 5W	0°	1509	1,29	2,88	5,97	13,39	62,48	13,98	89,27%
SEVILLA (edificio)	90°	37N - 5W	10°E	953	3,54	6,55	12,36	30,24	45,89	1,42	81,40%
MONTPELLIER (fija)	32°	43N - 4E	0°	1288	1,91	4,20	8,07	17,18	58,25	10,40	82,00%
MONTPELLIER (edificio)	90°	43N - 4E	10°E	868	4,39	7,56	13,43	30,11	44,10	0,41	77,10%
MUNICH (fija)	33°	48N - 11E	0°	1026	3,43	6,23	10,72	18,65	52,97	8,00	87,60%
MUNICH (edificio)	90°	48N - 11E	10°E	710	6,63	9,54	14,29	26,06	42,28	1,21	81,00%
HAMBURGO (fija)	35°	53N - 9E	0°	840	4,72	8,08	13,16	22,02	47,76	4,26	83,30%
HAMBURGO (edificio)	90°	53N - 9E	10°E	589	8,56	11,12	16,53	27,70	36,09	0,00	73,30%
HELSINKI (fija)	40°	60N - 24E	0°	882	4,54	6,83	11,21	18,80	47,89	10,75	90,30%
HELSINKI (edificio)	90°	60N - 24E	10°E	654	7,30	8,77	13,98	23,69	45,21	1,04	81,20%

Tabla 3.3: Distribución de energía por potencias para las ubicaciones estudiadas (con pérdidas).

Las figuras 3.12 y 3.13 muestran las gráficas correspondientes a la tabla anterior.

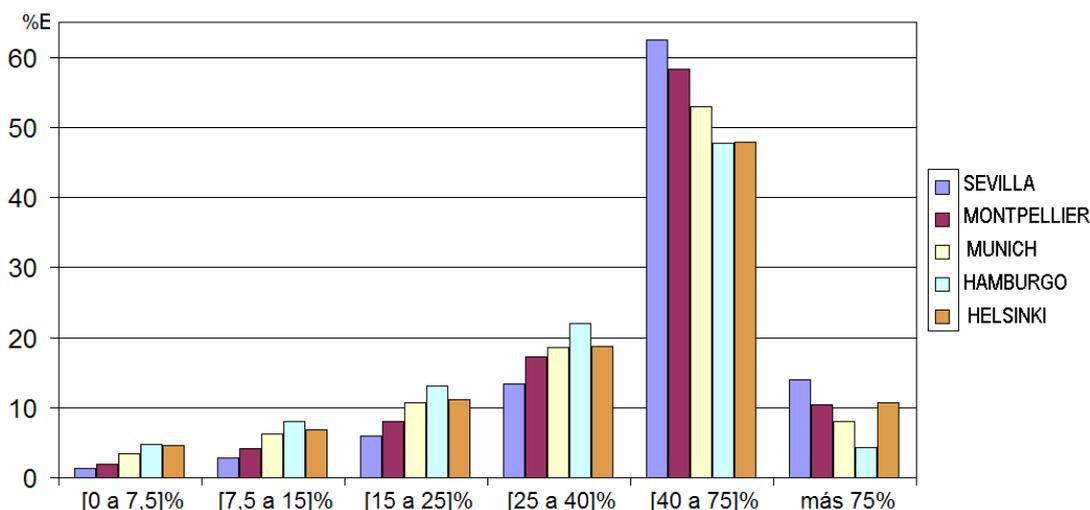


Fig: 3.12: Distribución de energía fotovoltaica por potencia: Instalación Fija (con pérdidas).

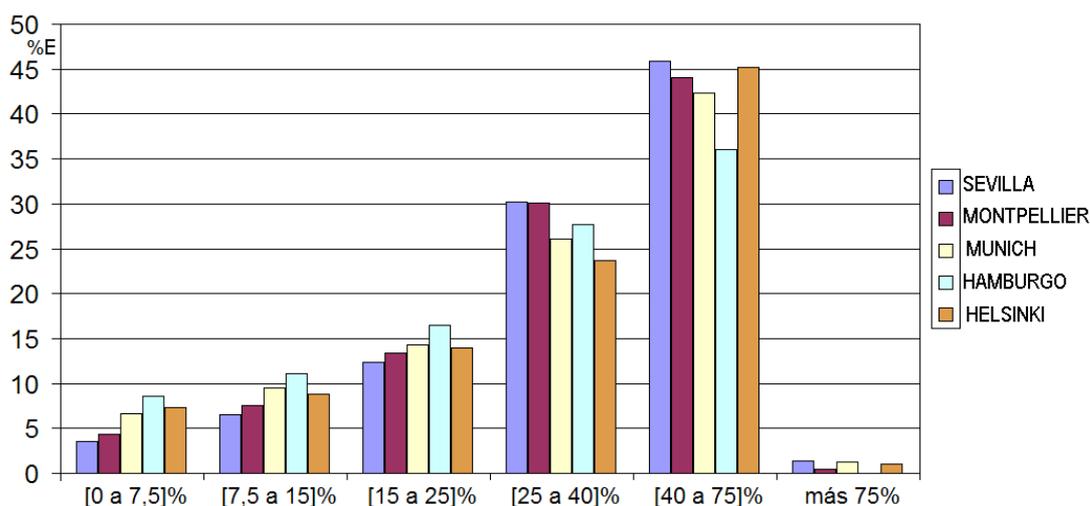


Fig: 3.13: Distribución de energía fotovoltaica por potencia: Instalación en Edificio (con pérdidas).

Las tablas anteriores permiten, como se pretendía, determinar qué porcentaje de energía del generador fotovoltaico se produce a potencias bajas, que será el objetivo del sistema MODEN.

3.4. CURVA DE RENDIMIENTO DE UN INVERSOR FOTOVOLTAICO TÍPICO.

A la hora de estimar la mejora de producción que se puede alcanzar con el sistema MODEN es preciso disponer de una curva de rendimiento que represente el estado del arte actual de los inversores fotovoltaicos. En esencia, el sistema MODEN hace trabajar al inversor fotovoltaico en todo momento en su zona de máximo rendimiento, independientemente de la irradiancia que reciba el generador fotovoltaico. Por ello, para estimar la posible mejora de rendimiento del sistema, es imprescindible definir una curva de rendimiento para el inversor que establezca con qué eficiencia se produce la conversión de energía en función de la potencia de entrada, ya que se construyó en el apartado anterior un perfil de producción que indica, para una localización concreta, cuanta energía a lo largo de un año se produce a cada potencia.

Para establecer el perfil de rendimiento típico del inversor se ha recogido información de numerosos inversores comercializados en el momento actual. Dicha información forma parte de la base de datos de la aplicación informática de simulación de sistemas fotovoltaicos PVSYST [5] y procede de análisis realizados por la publicación *Photon International*[®] y de información de los propios fabricantes.

[®] Photon Internacional: Revista internacional de referencia publicada por Solar Verlag GmbH. Aachen (Alemania). Disponible en: <http://www.photon-international.com>

La siguiente tabla contiene información de alguno de estos inversores, en concreto:

Pot (Kw): Potencia nominal del inversor.

Fabricante / Modelo.

Rend-máx: Eficiencia máxima del inversor (Psalida / Pentrada en %).

Rend-eur: Rendimiento europeo del inversor.

Trafo: Indica el tipo de transformador del inversor. **SI:** corresponde a un transformador de baja frecuencia, **HF:** Se refiere a un transformador en alta frecuencia y **NO:** señala a los inversores sin transformador.

Fuente datos: **R:** Datos procedentes de *Photon International*, **F:** datos procedentes del fabricante.

Pot (KW)	Fabricante	Modelo	Rend-máx (%)	Rend-eur (%)	Trafo	Fuente datos
1	SMA	Sunny Boy SWR 1100LV	93	91,4	SI	F
1	Fronius	Sunrise Mini-s	92,5	90,3	SI	R
1	Solwex	1065 E	93	91,3	SI	F
1	Phoenixtec	Sunville 1000	94	92	NO	R
1,3	Conergy	WR 1700	94,2	91,4	HF	R
1,3	Aixcon	PS 1300	95	92,9	SI	R
1,3	Suntechnics	STW 1400	94,1	91,4	SI	R
1,3	Fronius	IG 15 EI	94	92,2	SI	F
1,5	Kako	PVI 1501 i	95,5	93	SI	R
1,5	SMA	Sunny Boy SWR 1700	93,5	91,8	SI	R
1,5	Sun Power	PVUP 1500	92	90	SI	R
1,5	Sharp	JHP 401	91	89,5	SI	R
1,6	SolarWorld	SPI 1500 HV o	93,4	90,6	HF	R
1,6	Photowatt	PWI-6-20-O	93,7	92,6	SI	R
1,8	Sputnik	SOLARMAX 2000E	97	94	NO	R
2	Solwex	20190 E	93	91,3	SI	F
2	Phoenixtec	Sunville 2000	96	94	NO	R
2	Steca	StecaGrid 2000 Master	95	92,4	HF	R
2	E. Santerno	Sunway M XR 2600	94	92,5	SI	F
2	SolarStocc	PS 2000-MV	93,9	91,9	HF	R
2,5	Xantrex	GT 2.8SP	95	94	HF	R
2,5	Conergy	WR 3300	94,3	92,7	HF	R
3,5	Fronius	IG 40 EI	94,5	93,8	HF	R
4	Sun Power	PVUP 5000	92	90	SI	R
4,5	Sharp	JHL 405	91	89,5	HF	R
4,6	Phoenixtec	Sunville 6000	96	94	NO	R
4,6	SMA	Sunny Boy SWR 5000	95	93,6	NO	R

4,6	Siemens	Sitop Solar 4600	94,5	93,5	NO	R
4,9	E. Santerno	Sunway M XR 6400	95,5	93,5	SI	F
5	Ingeteam	Ingecon Sun 5	94,1	93,4	SI	R
5	Sputnik	SOLARMAX 6000E	97	94	NO	R
5	SolarWorld	SPI 4500 HV	94,3	93,4	HF	R
5,5	Kako	PVI 5000 i	95,8	94,5	NO	R
5,5	SMA	Sunny Mini Central 6000	96	95	SI	R
7,9	E. Santerno	Sunway 600V TG-A 10	95	93,5	SI	F
8	Siel	Soleil 10	93,2	91,7	SI	R
10	Ingeteam	Ingecon Sun 10	93,7	91,3	SI	R
14	E. Santerno	Sunway 600V TG 19	95	93,5	SI	F
16	Siel	Soleil 20	94,1	92,6	SI	R
20	Sputnik	SOLARMAX 20C	96	94,8	SI	R
22	Energetica	ENP 25	97	95,3	NO	R
24	Siel	Soleil 30	94,3	92,8	SI	R
25	Ingeteam	Ingecon Sun 25	94,8	93,1	SI	R
30	Fronius	IG 390	94,3	93,4	HF	R
30	Kako	Powador 30000 xi	95,5	94,5	NO	R
30	Energetica	ENP 36	97	95,3	NO	R
30	Ballard	EPC-FV 480-30kW	97	95,5	NO	R
30	Xantrex	FV 30	95	93,5	NO	F
30	Satcon	PowerGate AE-30-60-FV	97	95,5	SI	R
32	AEG	AEG 33	95	93,5	SI	R
35	Sun Power	SP 40 000	95	93	SI	R
36	Conergy	IPG 40K	95,4	94,8	SI	R
40	Siel	Soleil 50	94,3	92,8	SI	R
48	E. Santerno	Sunway 800V TG 63	95	93,5	SI	F
50	Satcon	PowerGate AE-50-60-FV-D-S	96	94,5	SI	R
54	Suntechnics	STZ 60	95,2	94,2	SI	R
60	Solectria	PVI 60KW-480	94,2	92,7	SI	R
68	E. Santerno	Sunway 600V TG 90	95	93,5	SI	F
72	Suntechnics	STZ 80	95,5	94,4	SI	R
75	Ballard	EPC-FV 208-75kW	95	93,5	NO	R
80	Sputnik	SOLARMAX 80C	96	94,8	SI	R
90	Conergy	IPG 100K	95,3	94,7	SI	R
100	Ingeteam	Ingecon Sun 100	96	95	SI	R
100	Siel	Soleil 125	95,2	93,7	SI	R
100	Xantrex	FV 100	95	93,5	NO	F
100	Satcon	PowerGate AE-100-50-FV-B	96,5	95,2	SI	R
100	SMA	Sunny Central 100KVA	95	94,2	SI	R
100	Sputnik	SOLARMAX 100C	96	94,8	SI	R

Tabla 3.4: Información sobre inversores comerciales.

Analizando y clasificando los inversores de la tabla anterior se pueden establecer los siguientes valores medios como representativos de cada categoría:

	CON TRANSFORMADOR		SIN TRANSFORMADOR (o HF)	
	Rend. máximo	Rend. europeo	Rend. máximo	Rend. europeo
Hasta 2 KW (MBP)	93,4	91,5	94,8	92,3
De 2 a 5 KW (BP)	94,1	92,6	94,9	93,3
De 5 a 40 KW (MP)	94,9	93,4	95,9	94,4
De 40 a 100 KW (AP)	95,5	94,2	95,0 ¹	93,5 ¹

¹ La posible incoherencia de estos resultados se debe a que hay pocos datos de partida ya que solo se han incluido dos modelos AP sin transformador. La mayoría de inversores de esa potencia utiliza transformador.

Tabla 3.5: Rendimientos de los inversores fotovoltaicos.

A partir de los datos de rendimiento máximo y europeo se puede reconstruir un perfil aproximado de la eficiencia del inversor (el software PVSYST dispone de esa herramienta). De este modo, y a modo de ejemplo, se puede considerar como representativo de los inversores de Muy Baja Potencia (**MBP**) con transformador el siguiente:



Fig. 3.14: Eficiencia típica de un inversor MBP con transformador.

Asimismo se puede obtener el modelo representativo de los inversores de baja potencia (**BP**) con o sin transformador y de los inversores de media potencia (**MP**) con transformador, por ejemplo.

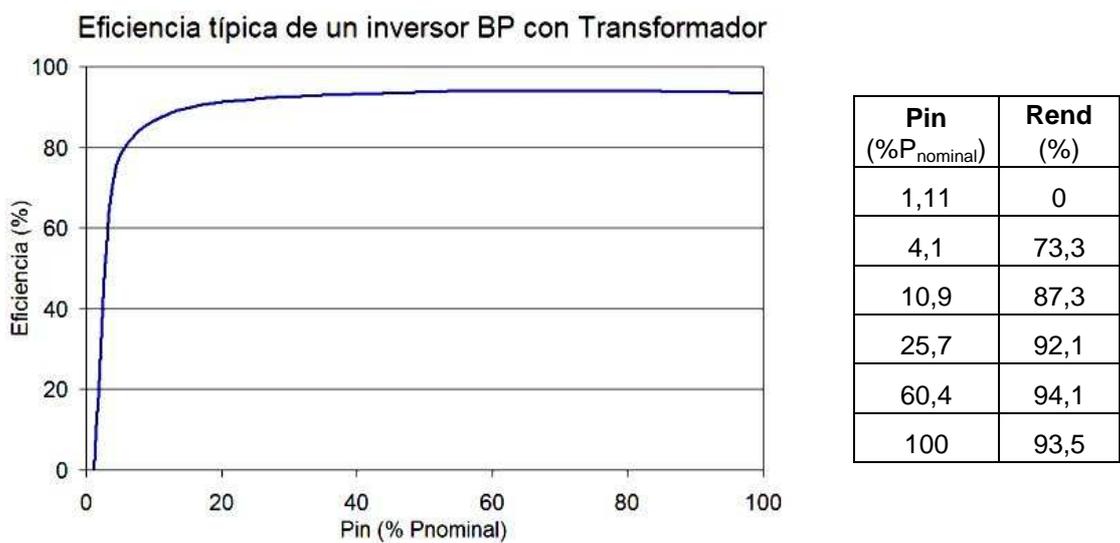


Fig. 3.15: Eficiencia típica de un inversor BP con transformador.

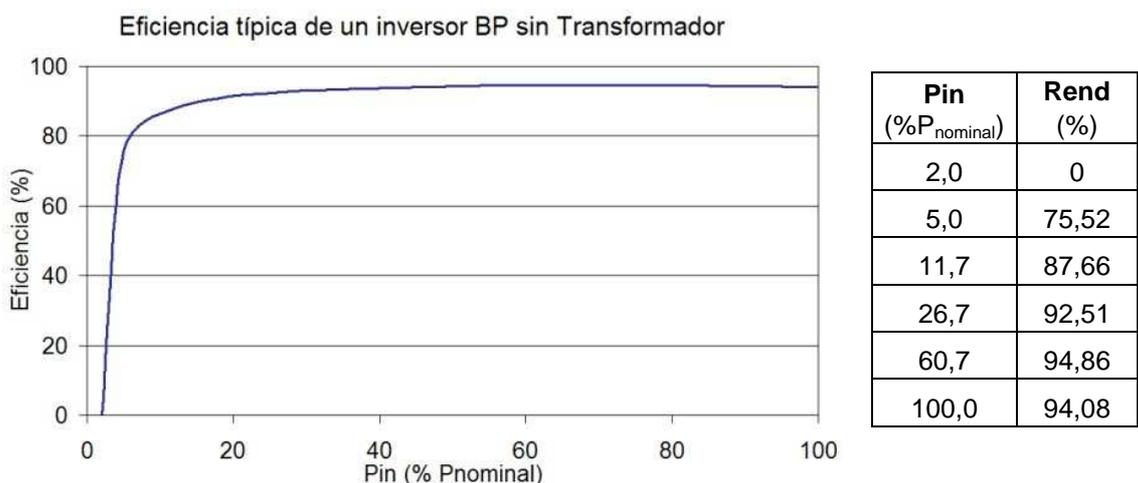


Fig. 3.16: Eficiencia típica de un inversor BP sin transformador.

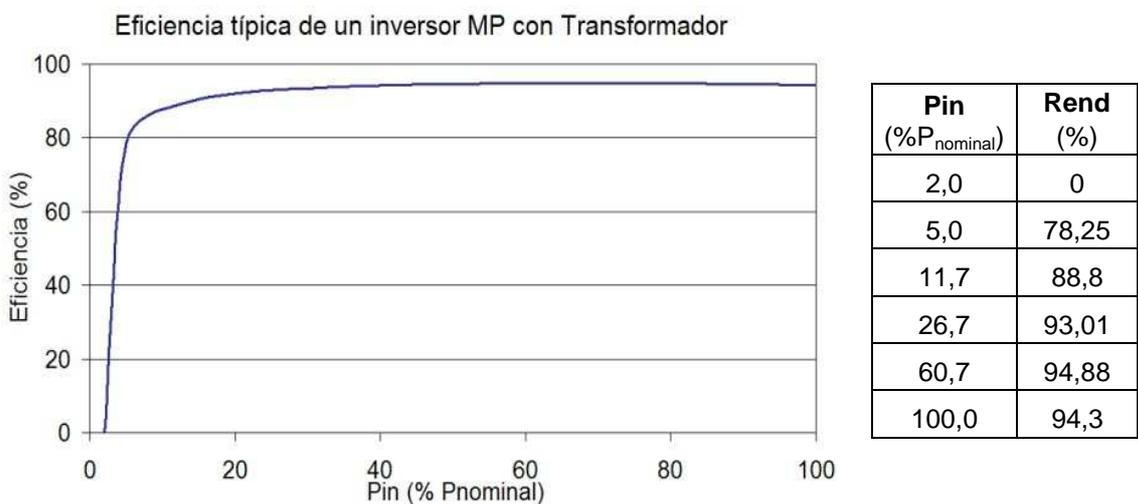


Fig. 3.17: Eficiencia típica de un inversor MP con transformador.

3.5. MARGEN DE MEJORA CON EL SISTEMA MODEN.

Una vez analizadas la distribución de energía por potencias y el rendimiento de los inversores fotovoltaicos en función de su potencia de entrada, resulta inmediato determinar la energía que el sistema inyecta en la red.

Como en los análisis anteriores se toman como datos de producción de los paneles fotovoltaicos los suministrados por el simulador TRNSYS 16. La curva de rendimiento del inversor utilizado en el análisis corresponde a la de un inversor típico de baja potencia con transformador en baja frecuencia determinada en el apartado anterior. Para el análisis se considera un generador fotovoltaico y un inversor de la misma potencia nominal ($P_{INV} / P_{FV-MAX} = 1$).

Se realiza ese cálculo para un equipo convencional (sin MODEN) y para otro con MODEN y se comparan los resultados obtenidos. En este último caso, se supone que el rendimiento con el que trabaja el inversor cuando la potencia de entrada es inferior al 40% de su valor nominal (rango de funcionamiento del sistema MODEN en este análisis) corresponde a su valor máximo, pues esa es la misión del sistema MODEN.

El siguiente cuadro recoge la diferencia (en porcentaje) entre el valor teórico de la energía generada en el caso de utilizar la tecnología MODEN y la generada por el sistema convencional, para las ubicaciones contempladas en los apartados previos (en ambos casos no se tienen en cuenta las pérdidas del sistema fotovoltaico global).

INSTALACIÓN	POSIBLE MEJORA DE PRODUCCIÓN CON MODEN (%)
Sevilla-fija	1,03
Sevilla-edificio	2,57
Montpellier-fija	1,50
Montpellier-edificio	3,07
Munich-fija	2,42
Munich-edificio	4,39
Hamburgo-fija	3,41
Hamburgo-edificio	5,68
Helsinki-fija	3,25
Helsinki-edificio	4,91

Tabla 3.6: Posible mejora de producción (%) con sistema MODEN [$P_{INV} / P_{FV-MAX} = 1$, sin pérdidas].

Se repite el cálculo estimando las pérdidas habituales previas al inversor (tolerancia de potencia de los paneles, *mismatch*, polvo y suciedad, etc.) cuantificadas como el 16% de la potencia nominal del generador fotovoltaico:

INSTALACIÓN	POSIBLE MEJORA DE PRODUCCIÓN CON MODEN (%)
Sevilla-fija	1,40
Sevilla-edificio	3,48
Montpellier-fija	2,02
Montpellier-edificio	4,12
Munich-fija	3,19
Munich-edificio	5,73
Hamburgo-fija	4,42
Hamburgo-edificio	7,31
Helsinki-fija	4,14
Helsinki-edificio	6,25

Tabla 3.7: Posible mejora de producción (%) con sistema MODEN [$P_{INV} / P_{FV-MAX} = 1$, con pérdidas].

Es cierto que en algunas situaciones contempladas anteriormente no parece oportuno emplear un inversor de la misma potencia nominal que el generador fotovoltaico ya que se utilizará, en el mejor de los casos, al 80% de su capacidad, por lo que las estimaciones de mejora esperadas con el sistema MODEN no son realistas.

El siguiente análisis pretende resolver esa dificultad. Se va a determinar la relación óptima entre la potencia nominal de los módulos fotovoltaicos y la potencia nominal del inversor asociado, y una vez hecho esto, se estimará la mejora que podría suponer la implantación del sistema MODEN a una instalación ya optimizada.

No se pretende entrar en este momento en los criterios más adecuados para establecer una relación óptima entre los valores nominales de la potencia del generador fotovoltaico y del inversor, que es una cuestión ampliamente discutida en la bibliografía [6],[7],[8],[9],[10],[11],[12] y no resuelta de manera definitiva. En el contexto de una primera aproximación al problema en el que se sitúa este estudio, se considerará que la relación óptima es aquella que maximice la producción con los modelos de simulación utilizados en el presente análisis.

Por ejemplo, para el caso de una instalación fija situada en Munich, (teniendo en cuenta las pérdidas, como se ha indicado) la siguiente gráfica muestra la

variación de la producción (tomando como base, 100%, la producción obtenida para una relación $P_{INV} / P_{FV-MAX} = 1$) frente a la relación P_{INV} / P_{FV-MAX} para una instalación convencional y otra, equivalente, que utiliza la tecnología MODEN.

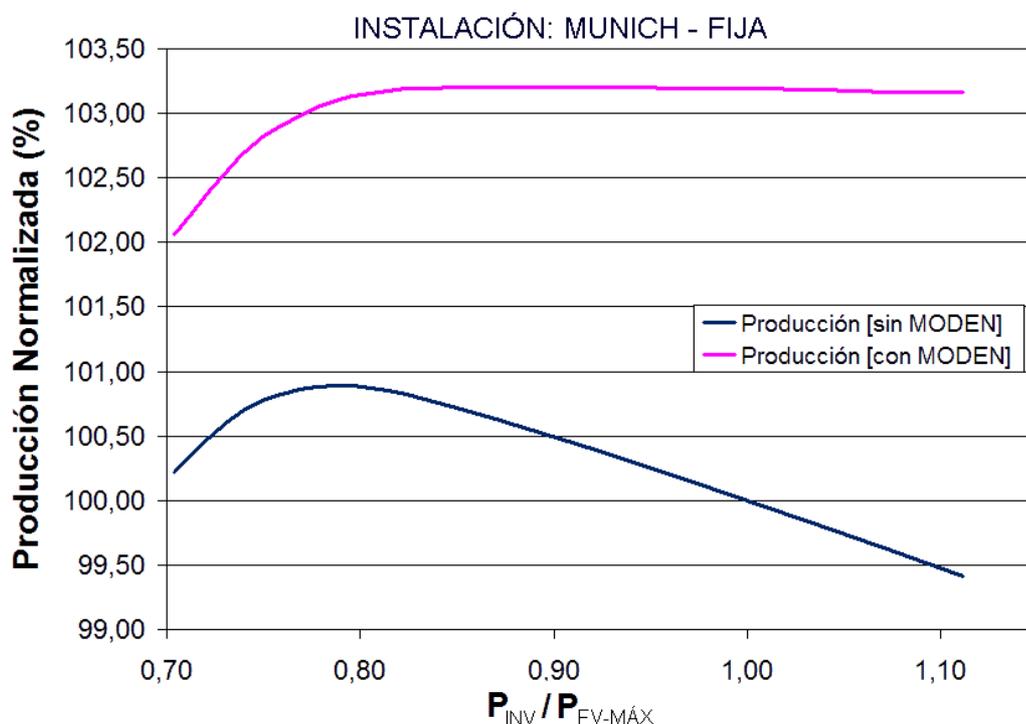


Fig: 3.18: Producción normalizada frente a P_{INV} / P_{FV-MAX} para instalaciones con y sin MODEN.

Se observa cómo, en el caso de no utilizar el sistema MODEN, la producción se reduce al aumentar la relación P_{INV} / P_{FV-MAX} ya que se hace trabajar más tiempo al inversor en la zona de bajo rendimiento, pero también al reducirse la relación P_{INV} / P_{FV-MAX} ya que el inversor limita la potencia que podrían generar los paneles en situaciones de alta irradiancia. En una instalación sin MODEN como esta, la relación óptima P_{INV} / P_{FV-MAX} se sitúa en torno a 0,8%.

En el caso de utilizar MODEN, se aprecia la misma evolución de la producción, pero en este caso la zona de la curva correspondiente a P_{INV} / P_{FV-MAX} superiores es más plana, ya que precisamente el sistema MODEN mejora el rendimiento del inversor cuando trabaja con potencias reducidas. La mejora de producción, estimada como la diferencia entre el óptimo de producción del sistema sin MODEN y el óptimo de producción del sistema con MODEN, se sitúa en este caso en torno al 2,3%.

La curva correspondiente a una instalación en la misma ubicación (Munich), pero situada sobre la fachada de un edificio, se muestra en la siguiente figura:

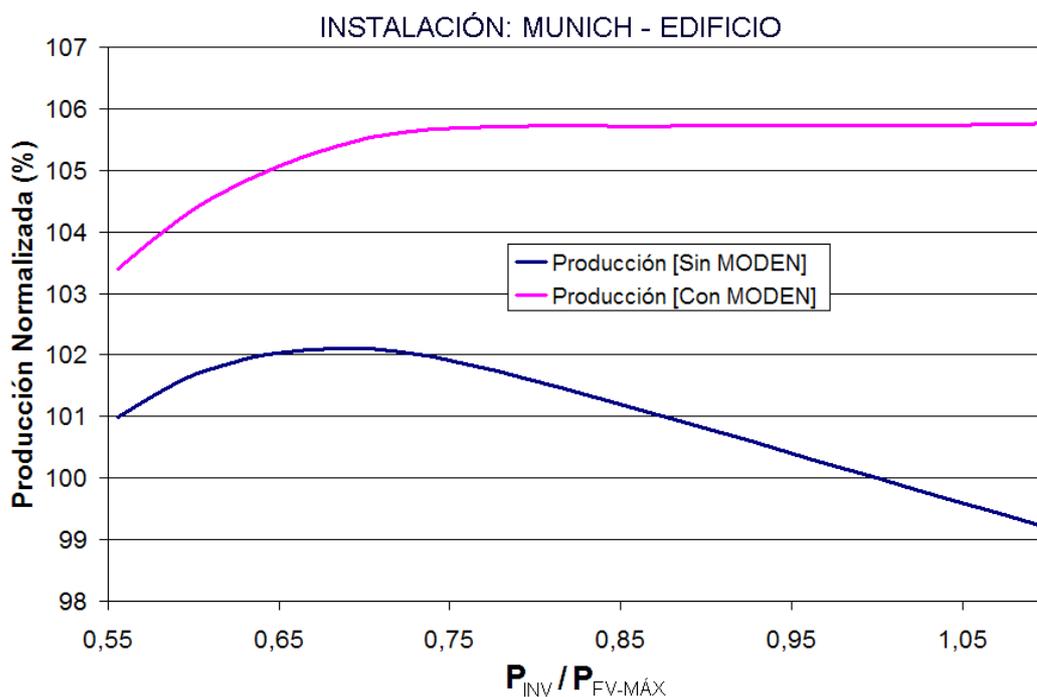


Fig: 3.19: Producción normalizada frente a $P_{INV} / P_{FV-MÁX}$ para instalaciones con y sin MODEN.

En este caso la mejora de producción obtenida al introducir el sistema MODEN alcanza el 3,6% respecto de la configuración óptima sin MODEN.

Para las distintas ubicaciones que se vienen contemplando en el análisis, se han obtenido los resultados que recoge la siguiente gráfica.

INSTALACIÓN	PRODUCCIÓN ÓPTIMA SIN MODEN	PRODUCCIÓN ÓPTIMA CON MODEN	MEJORA (%)
SEVILLA -fija	100,4	101,4	1%
SEVILLA -edificio	101,3	103,5	2,2%
MONTPELLIER-fija	100,6	102,0	1,4%
MONTPELLIER-edificio	101,7	104,1	2,5%
MUNICH-fija	100,9	103,2	2,3%
MUNICH-edificio	102,1	105,7	3,6%
HAMBURGO-fija	101,3	104,4	3,1%
HAMBURGO-edificio	103,2	107,3	4,1%
HELSINKI-fija	100,9	104,1	3,2%
HELSINKI-edificio	102,3	106,3	4,0%

Tabla 3.8: Posible mejora de producción (%) con sistema MODEN.

Los modelos de instalación utilizados en esta última simulación contemplan pérdidas del 16% como en casos anteriores. Para cada ubicación la producción incluida en el cuadro se expresa en porcentaje respecto a la obtenida por una instalación convencional con una relación Potencia del inversor frente a Potencia del generador fotovoltaico unitaria. La mejora corresponde a la diferencia entre los índices de producción con MODEN y sin MODEN.

Los resultados anteriores justifican la realización de esta tesis en la que se tratará de establecer la viabilidad tecnológica de la implementación del sistema MODEN en una instalación fotovoltaica real.

3.6. PLANTEAMIENTO MATEMÁTICO DE LA IDEA MODEN: DIMENSIONAMIENTO.

Este apartado pretende describir matemáticamente el funcionamiento del sistema MODEN. Dicho análisis permitirá dimensionar el equipo en función de las limitaciones tecnológicas aplicables.

La limitación más importante será la frecuencia máxima de conmutación (encendido-apagado) permitida para el inversor, que condicionará fundamentalmente la capacidad del elemento de almacenamiento.

Como se indicó, la idea fundamental del sistema MODEN es disponer un sistema de almacenamiento que recoja la energía generada por los módulos fotovoltaicos cuando su régimen de potencia no recomiende su conversión inmediata, y encienda el inversor, configurado en modo de potencia constante, para vaciar el elemento de almacenamiento convirtiendo dicha energía al régimen de potencia en el que el rendimiento de la conversión sea máximo.

El inversor trabajará pues de forma intermitente:

- Durante la fase de apagado (OFF), la energía de los módulos se almacena en los ultracondensadores.
- Durante la fase de encendido (ON), el inversor trabaja a potencia constante, en su valor de máximo rendimiento, para convertir tanto la energía generada por los módulos en ese momento como la almacenada en los ultracondensadores.

La carga y descarga de los ultracondensadores modificará su tensión, variación que se acotará de manera que los módulos fotovoltaicos, conectados en paralelo con los ultracondensadores, mantengan su tensión de funcionamiento oscilando alrededor de la correspondiente al punto de máxima potencia en cada

caso (MPP).

La amplitud de la oscilación de la tensión debe ser lo suficientemente pequeña para que el seguimiento del punto de máxima potencia sea eficaz, pero no excesivamente pequeña para que los periodos de conmutación, es decir, la duración de las fases de encendido y apagado del inversor, se reduzcan demasiado. Una oscilación del 5% alrededor del punto de máxima potencia no supondrá una pérdida significativa de producción en el sistema fotovoltaico.

Por otro lado, en cada periodo la duración de las fases de apagado y encendido del inversor no son iguales. Dentro del rango de potencias de funcionamiento del sistema MODEN, cuando esta es muy pequeña, la fase OFF (carga ultracondensadores) tendrá una duración elevada y la fase ON (funcionamiento del inversor a potencia constante) será muy reducida. Por el contrario, para potencias elevadas, dentro del margen de regulación, la duración de la fase OFF será muy corta (los ultracondensadores se cargan rápidamente) y la fase ON tendrá una duración elevada (una parte importante de la potencia constante a la que funciona el inversor procede de los módulos fotovoltaicos y no de los ultracondensadores). Se ilustra la situación descrita con la siguiente figura:

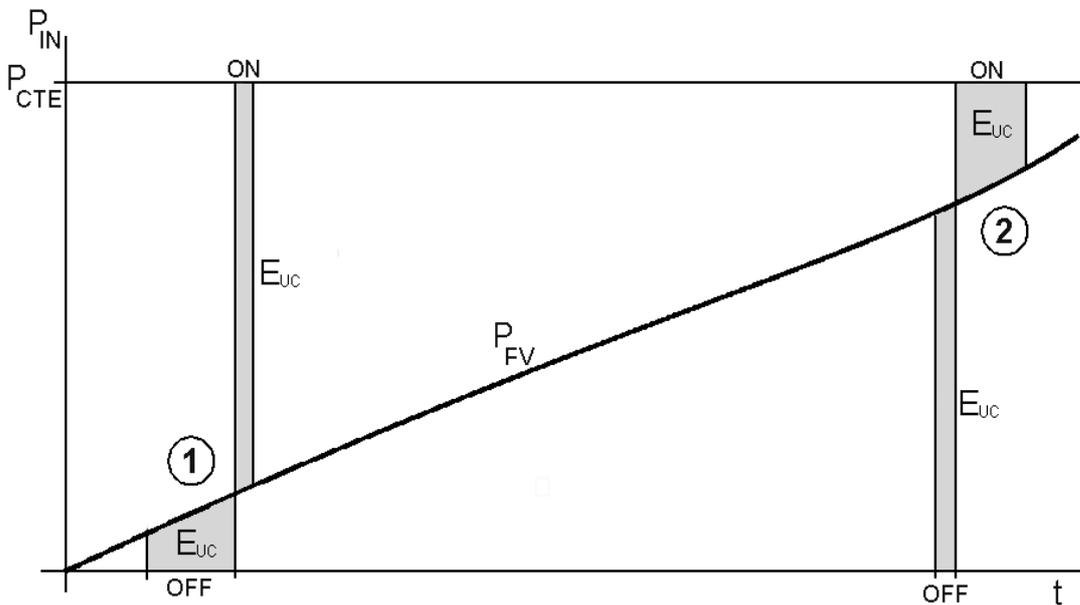


Fig: 3.20: Duración de las fases ON y OFF del inversor en función de la potencia de entrada P_{FV} .

La gráfica representa la potencia suministrada por el generador fotovoltaico en función del tiempo (P_{FV}). Se indican como P_{CTE} la potencia a la que el inversor trabaja en la fase ON. Las áreas sombreadas (E_{UC}) corresponden a la energía cargada y descargada en los ultracondensadores en cada periodo de conmutación OFF-ON.

- En la fase OFF, toda la energía procedente del generador fotovoltaico se almacena en los ultracondensadores.
- En la fase ON, el inversor convierte a la potencia P_{CTE} la suma de la producción solar en ese periodo más la energía almacenada en los ultracondensadores.

El ciclo **1** representa el funcionamiento con baja potencia por lo que la fase OFF tiene mayor duración que la fase ON.

El ciclo **2** representa el funcionamiento con una potencia solar próxima a P_{CTE} por lo que la fase OFF es muy estrecha y la ON mucho más ancha.

La situación límite respecto a la duración de las fases ON-OFF corresponde, como es fácil deducir, a los valores $P_{IN} \approx 0$ (t_{OFF} máximo) y $P_{IN} \approx P_{CTE}$ (t_{ON} máximo). De todas formas, el límite preocupante, desde el punto de vista tecnológico, es el valor mínimo de t_{ON} ya que será necesario tener en cuenta cuánto tiempo necesita el control del inversor para arrancarlo y ponerlo a funcionar en régimen de potencia constante.

Además del valor concreto de la potencia solar, el valor de t_{ON} depende de los siguientes factores:

- a) **Pendiente de la curva $P_{IN}(t)$:** Influye sobre todo en t_{OFF} y es fundamental a la hora de determinar t_{OFF} máximo, instante en el que t_{ON} será mínimo.
- b) **Límite tecnológico de puesta en funcionamiento del inversor:** cuanto más lento sea el inversor, mayor será el valor mínimo de t_{ON} que se deberá utilizar en el control del sistema MODEN.
- c) **Energía almacenada por los ultracondensadores en cada conmutación:** cuanto mayor sea la energía transferida por los ultracondensadores en cada periodo de conmutación, mayor será el valor que podrá alcanzar el mínimo de t_{ON} . A su vez, la energía transferida en cada conmutación depende de los siguientes factores:
 - c.1) Tensión media de trabajo de los ultracondensadores, que ha de corresponder en cada momento con la tensión del punto de máxima potencia de los módulos fotovoltaicos.
 - c.2) Margen de excursión permitido para la tensión de los ultracondensadores alrededor del punto de máxima potencia. No debería ser superior al $\pm 5\%$ para no reducir la energía que se puede obtener del generador fotovoltaicos (región plana alrededor del máximo en la curva potencia/tensión de un generador fotovoltaico).

- c.3) Capacidad de los ultracondensadores. Al aumentar la capacidad, los ultracondensadores pondrán transferir la energía necesaria con menores cambios de tensión.

Será necesario determinar el rango de valores que puede tener la energía transferida en cada periodo compatible con la tecnología actual. De esta forma se podrán dimensionar los elementos de almacenamiento del sistema MODEN. Como paso previo se estudiarán los factores de influencia enumerados anteriormente.

A) PENDIENTE DE VARIACIÓN DE LA ENERGÍA GENERADA POR LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

Como se ha comentado anteriormente, para dimensionar el elemento de almacenamiento se ha de tener en cuenta la pendiente con la que varía la energía generada por los módulos fotovoltaicos durante los periodos de funcionamiento del sistema MODEN. El sistema MODEN trabajará en situaciones de baja irradiancia luego, como norma general, estará en funcionamiento durante el amanecer, hasta que el rendimiento del inversor alcance valores aceptables, y al atardecer, cuando la energía disponible haga que el inversor funcione con bajo rendimiento.

Se trata entonces de estimar un valor de pendiente que caracterice, de manera general, la velocidad de crecimiento de la energía fotovoltaica durante el amanecer y su caída al terminar el día.

Es cierto que la pendiente de la curva de potencia solar depende de múltiples factores: ubicación de la instalación, estación, situación meteorológica concreta de cada día, características de la instalación, etc. Se intentará conseguir un valor que caracterice a la pendiente de la forma más general posible.

Para ello, se ha analizado la evolución de la potencia solar generada por varias instalaciones similares en distintas ubicaciones durante los periodos de amanecer y atardecer utilizando el simulador comercial TRNSYS -16. En concreto, se ha construido una gráfica que representa la potencia generada al amanecer, durante todos los días del año, por una instalación fija con orientación e inclinación óptima, trabajando en todo momento en su punto de potencia máxima.

Se representa la potencia únicamente hasta que alcanza el 20% de su valor nominal que es cuando el inversor trabajará con peor rendimiento.

Para una instalación situada en España a una latitud de 43°N, (similar a la que tiene la instalación real utilizada en el desarrollo de la tesis) la representación de las curvas de potencia solar durante el amanecer, para todos los días de un año, se muestra en la siguiente figura:

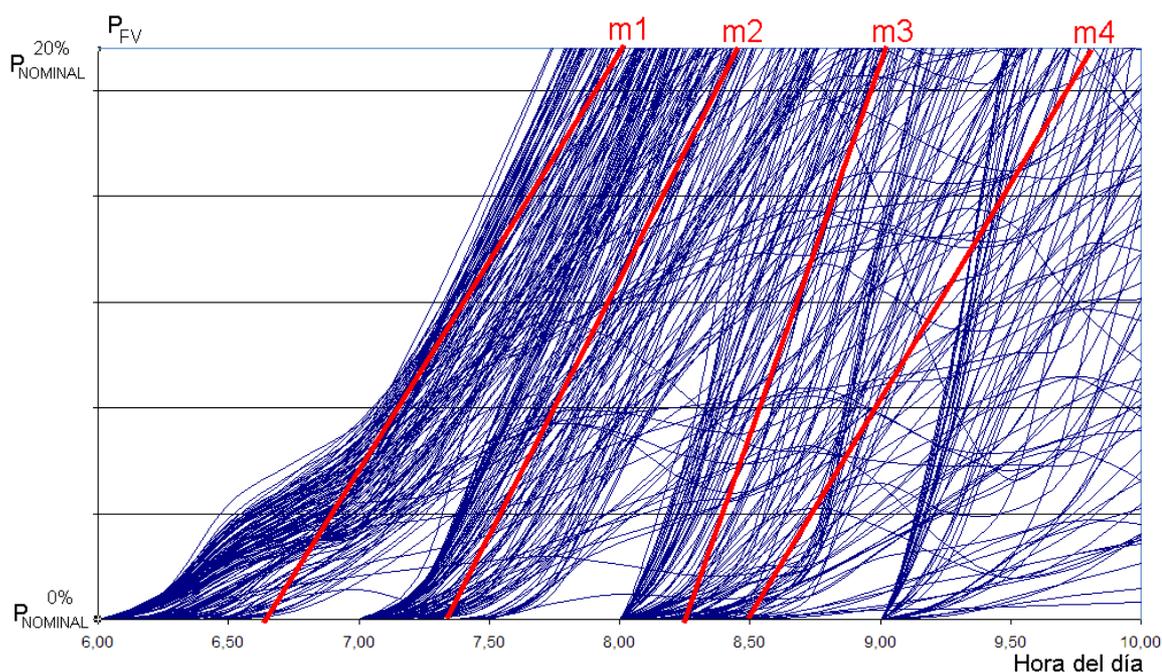


Fig: 3.21: Curvas diarias de potencia solar durante las primeras horas del día (Lat. 43°N).

Se observa que, en general, la curva de potencia de cada día presenta un comportamiento cuasi-lineal a excepción de los primeros periodos del día en que su forma se parece más al extremo de una distribución gaussiana (aunque en esa zona, la pendiente es más pequeña). Se aprecia también que numerosos días no siguen el patrón típico debido a la influencia de condiciones meteorológicas particulares (nubosidad), y de nuevo las pendientes de dichas curvas son inferiores a las de los días típicos.

Se han señalado sobre la gráfica hasta 4 rectas que corresponden a las pendientes más frecuentes de las curvas de potencia: M1, M2, M3 y M4. La siguiente tabla recoge los valores de las pendientes de las rectas M1 a M4 expresadas como el intervalo de tiempo, en segundos, para pasar de 0 al 20% de la potencia nominal:

Recta	T: 0 a 20% (seg)
M 1	4950
M 2	4005
M 3	2600
M 4	4725

Tabla 3.9: Intervalo de tiempo empleado en subir del 0 al 20% de $P_{NOMINAL}$.

La pendiente de las curvas de potencia varía ligeramente en función de la localización de la instalación fotovoltaica. Así, para una planta fotovoltaica situada

en Hamburgo (Latitud 53°N) la evolución de la potencia durante las primeras horas del día corresponde a la siguiente gráfica:

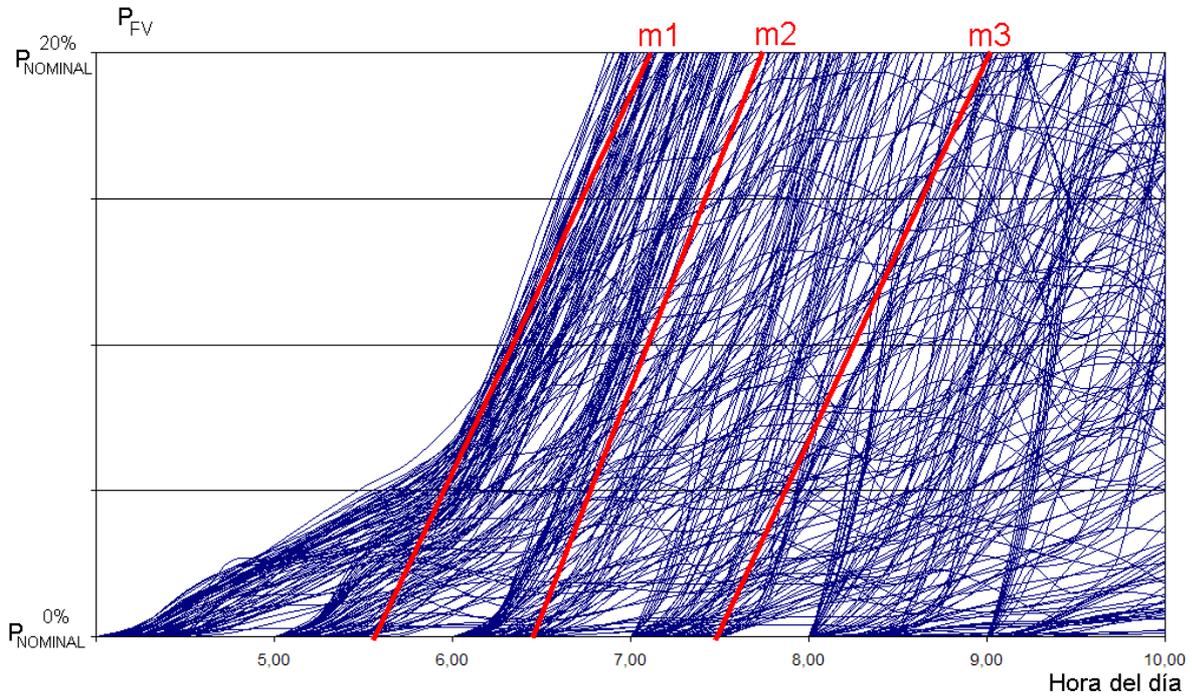


Fig: 3.22: Curvas diarias de potencia solar durante las primeras horas del día (Lat. 53°N).

De manera similar al caso anterior, se señalan unas rectas que caracterizan la pendiente de crecimiento de la potencia solar la mayoría de los días: M1 a M3, y, como en aquél, se construye la siguiente tabla con los valores de las pendientes expresadas como intervalos de tiempo.

Recta	T: 0 a 20% (seg)
M 1	5625
M 2	4770
M 3	5220

Tabla 3.10: Intervalo de tiempo empleado en subir del 0 al 20% de $P_{NOMINAL}$.

Para el resto de ubicaciones estudiado, los valores obtenidos están comprendidos entre los determinados en los casos anteriores. Se utilizará pues como valor característico para el dimensionado del equipo el valor promedio 4500 segundos, es decir, se asumirá que, de forma general, la potencia producida por el generador solar tardará 4500 segundos en alcanzar el 20 % de su valor nominal.

La situación para el atardecer es similar, como muestran las siguientes gráficas en las que se incluye una recta de referencia cuya pendiente es -4500 segundos:

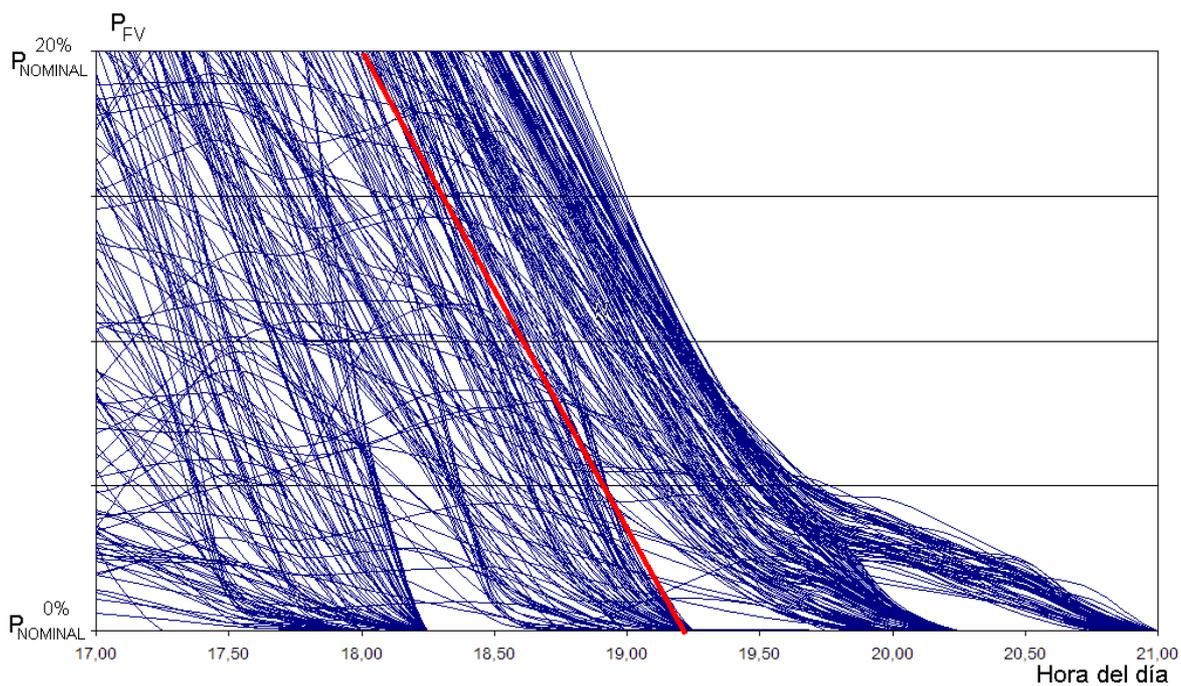


Fig: 3.23: Curvas diarias de potencia solar durante las últimas horas del día (Lat. 43°N).

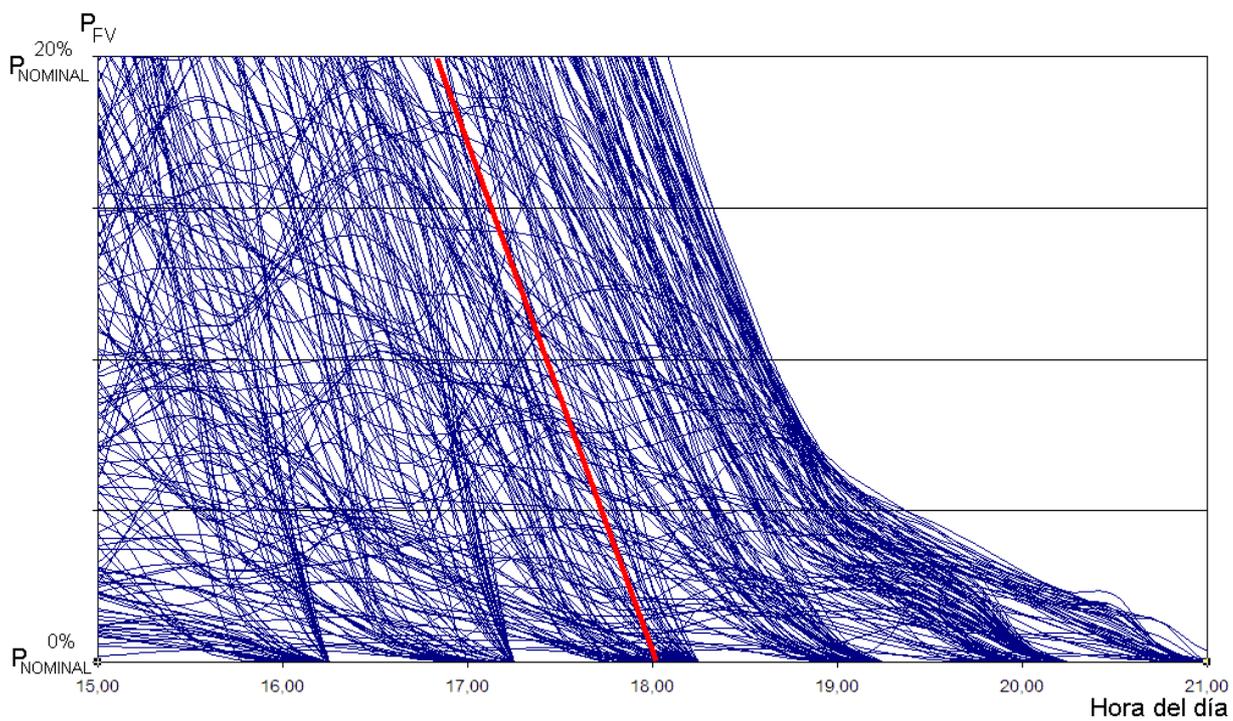


Fig: 3.24: Curvas diarias de potencia solar durante las últimas horas del día (Lat. 53°N).

B) LÍMITE TECNOLÓGICO DE PUESTA EN FUNCIONAMIENTO DEL INVERSOR.

La puesta en marcha de los inversores comerciales suele hacerse de forma gradual para no saturar el transformador conectado a su salida. El control de los inversores aplica una referencia de corriente en forma de rampa hasta que alcanza su potencia nominal. El proceso de arranque requiere pues un tiempo que debe ser respetado por el controlador del sistema MODEN. La fase de encendido se debe prolongar lo suficiente para que el inversor llegue a trabajar en su zona de potencia constante y convierta adecuadamente la energía almacenada en los ultracondensadores.

El sistema MODEN alcanzará sus mejores prestaciones cuando trabaje con inversores diseñados específicamente para esa forma de hacer, es decir, inversores capaces de detener la conversión de energía manteniendo el sincronismo de su salida con la red y reanudarla, de manera muy rápida, regulando además el flujo de transferencia de potencia para que este se desarrolle con la máxima eficiencia.

La utilización de inversores comerciales limitará la mejora de la estrategia MODEN, sobre todo cuando la frecuencia de encendido-apagado del inversor aumente. Es por ello que habrá que limitar el valor de esta frecuencia en los estudios previos sobre mejoras introducidas por el sistema MODEN.

Los tiempos de encendido en los inversores solares comerciales pueden llegar a ser superiores al minuto, (algunos realizan un auto-test al encendido) aunque, pensando en su utilización con un sistema MODEN estos deberían ser inferiores a uno o unos pocos segundos.

C) ENERGÍA ALMACENADA POR LOS ULTRACONDENSADORES EN CADA CONMUTACIÓN.

Durante el funcionamiento del sistema MODEN los ultracondensadores son cargados y descargados de forma cíclica de manera que su tensión oscile alrededor de la tensión del punto de máxima potencia de los paneles fotovoltaicos en cada caso.

La energía transferida en cada conmutación puede determinarse como:

$$E_{UC} = \frac{1}{2} C_{UC} V_{mp}^2 \left[\left(1 + \frac{\Delta V_{UC}}{100} \right)^2 - \left(1 - \frac{\Delta V_{UC}}{100} \right)^2 \right] \quad (3.2)$$

Donde:

C_{UC} : Capacidad del sistema de almacenamiento (F)

V_{mp} : Tensión del punto de máxima potencia de los módulos fotovoltaicos (V)

ΔV_{UC} : Porcentaje de variación permitida para la tensión de los módulos alrededor del punto de máxima potencia (normalmente 5%).

3.6.1. DIMENSIONADO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Se describirá en este apartado el funcionamiento del sistema MODEN desde el punto de vista matemático para concluir con la capacidad que deberá tener el elemento de almacenamiento en función de los requisitos establecidos para el sistema.

Se considera que la potencia solar sigue una evolución lineal en el tiempo con una determinada pendiente, tal como muestra la siguiente figura:

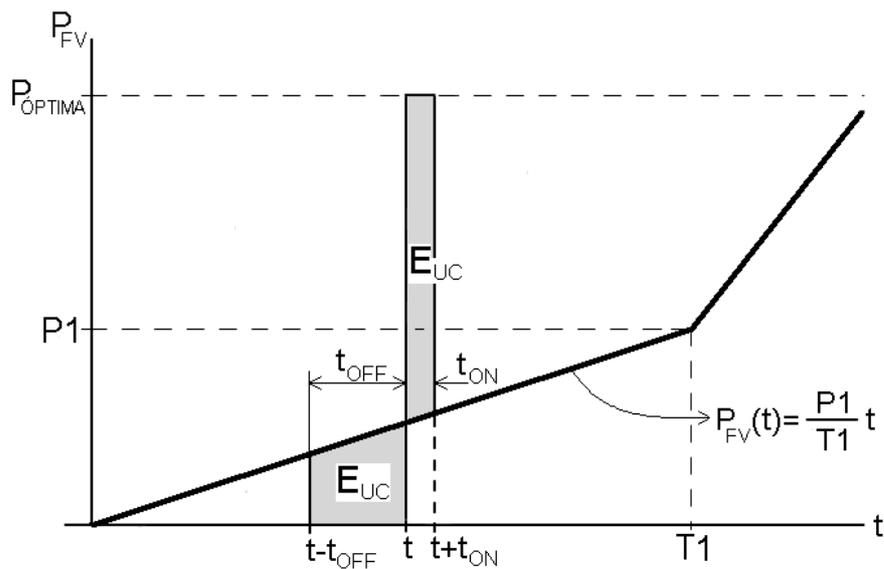


Fig: 3.25: Aproximación lineal de la curva de potencia entre 0 y P1.

El análisis corresponde al ciclo de conmutación centrado en el instante t :

- Durante el intervalo $[t - t_{OFF}, t]$, el inversor está apagado y los ultracondensadores se cargan con la energía de los módulos fotovoltaicos.
- Durante el intervalo $[t, t + t_{ON}]$, el inversor trabaja a potencia constante (P_{OPTIMA}) y descarga los condensadores.

El área sombreada, E_{UC} , corresponde a la energía transferida en cada fase de la conmutación. P_1 designa el límite superior de potencia para el que el sistema fotovoltaico trabaja en modo MODEN y T_1 es el intervalo de tiempo que junto a P_1

define la pendiente de la aproximación lineal de la curva de potencia solar (pendiente = $P1/T1$).

a) Determinación de t_{OFF} y t_{ON} en función de t :

El valor de t_{OFF} puede determinarse a partir de la energía acumulada en los ultracondensadores como el área del trapecio formado entre $t-t_{OFF}$ y t .

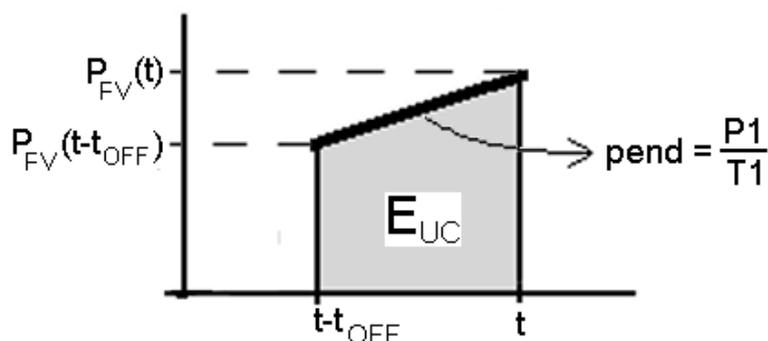


Fig: 3.26: Determinación de t_{OFF} .

$$E_{UC} = \frac{P_{FV}(t) + P_{FV}(t-t_{OFF})}{2} \cdot t_{OFF} \quad (3.3)$$

$$P_{FV}(t) = \frac{P1}{T1} \cdot t \quad (3.4)$$

$$P_{FV}(t-t_{OFF}) = \frac{P1}{T1} \cdot (t-t_{OFF}) \quad (3.5)$$

Combinando las expresiones anteriores se llega a la siguiente ecuación:

$$t_{OFF}^2 - 2 \cdot t \cdot t_{OFF} + \frac{2 E_{UC} T1}{P1} = 0 \quad (3.6)$$

Cuya solución (eligiendo la solución negativa, ya que $t-t_{OFF}$ siempre ha de ser mayor o igual que cero) es:

$$t_{OFF} = t - \sqrt{t^2 - \frac{2 E_{UC} T1}{P1}} \quad (3.7)$$

El valor de t_{ON} puede determinarse de forma similar:

$$E_{UC} = \frac{[P_{OPTIMA} - P_{FV}(t)] + [P_{OPTIMA} - P_{FV}(t+t_{ON})]}{2} \cdot t_{ON} \quad (3.8)$$

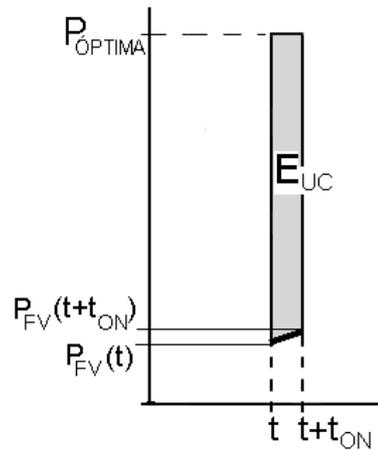


Fig: 3.27: Determinación de t_{ON} .

$$P_{FV}(t) = \frac{P_1}{T_1} \cdot t \quad (3.9)$$

$$P_{FV}(t+t_{ON}) = \frac{P_1}{T_1} \cdot (t+t_{ON}) \quad (3.10)$$

Combinando las expresiones anteriores se llega a la ecuación:

$$t_{ON}^2 - \left(\frac{2 \cdot T_1 \cdot P_{ÓPTIMA}}{P_1} - 2t \right) t_{ON} + \frac{2 E_{UC} T_1}{P_1} = 0 \quad (3.11)$$

Se resuelve la ecuación anterior eligiendo la solución negativa, resultado de aplicar las condiciones:

$$t + t_{ON} \leq T_1 \quad \text{y} \quad \frac{P_{ÓPTIMA}}{P_1} > 1 \quad (3.12)$$

Y la solución es:

$$t_{ON} = T_1 \frac{P_{ÓPTIMA}}{P_1} - t - \sqrt{\left(T_1 \frac{P_{ÓPTIMA}}{P_1} - t \right)^2 - \frac{2 T_1 E_{UC}}{P_1}} \quad (3.13)$$

La gráfica de la figura 3.28 muestra la evolución temporal de t_{ON} y t_{OFF} para un valor concreto de E_{UC} ($P_{ÓPTIMA} = 50\%$ de $P_{NOMINAL}$, $P_1 = 20\%$ de $P_{NOMINAL}$, $T_1 = 4500$ segundos):

El tiempo $t_{\text{OFF-máx}}$ es el que tardan los ultracondensadores en adquirir la energía E_{UC} (transferida en las conmutaciones) cuando la potencia empieza a crecer desde cero con una pendiente $P1/T1$. Por semejanza de triángulos (figura 3.29):

$$Px = t_{\text{OFF-máx}} \cdot \frac{P1}{T1} \quad (3.14)$$

A partir del área del triángulo formado se puede establecer:

$$E_{\text{UC}} = \frac{t_{\text{OFF-máx}} \cdot Px}{2} = \frac{t_{\text{OFF-máx}}^2 \cdot P1}{2 T1} \quad (3.15)$$

Por lo que:

$$t_{\text{OFF-máx}} = \sqrt{\frac{2 E_{\text{UC}} T1}{P1}} \quad (3.16)$$

Se puede expresar la energía E_{UC} como e , su valor *per-unit* utilizando como base la energía generada por P_{FV} entre 0 y $T1$:

$$E_{\text{BASE}} = \frac{T1 \cdot P1}{2} \quad (3.17)$$

$$e = \frac{E_{\text{UC}}}{E_{\text{BASE}}} = \frac{2 E_{\text{UC}}}{T1 \cdot P1} \quad (3.18)$$

La nueva expresión de $t_{\text{OFF-máx}}$ será:

$$t_{\text{OFF-máx}} = \sqrt{\frac{2 E_{\text{UC}} T1}{P1}} = T1 \sqrt{e} \quad (3.19)$$

Se determina ahora el valor de $t_{\text{ON-mín}}$ a partir de la expresión general (3.13) aplicada al instante $t = t_{\text{OFF-máx}}$:

$$t_{\text{ON-mín}} = t_{\text{ON}}|_{t=t_{\text{OFF-máx}}} = T1 \left[\frac{P_{\text{ÓPTIMA}}}{P1} - \sqrt{e} - \sqrt{\frac{P_{\text{ÓPTIMA}}}{P1} \left(\frac{P_{\text{ÓPTIMA}}}{P1} - 2\sqrt{e} \right)} \right] \quad (3.20)$$

c) Determinación del valor mínimo admisible para la energía transferida en cada conmutación.

Como se indicó anteriormente, el valor mínimo de t_{ON} está acotado por la tecnología del inversor que se utilice. La aplicación de ese límite determinará el valor mínimo de la energía transferida durante la conmutación del inversor y,

posteriormente, la capacidad mínima del banco de condensadores para su almacenamiento. Considerando t_m el valor mínimo admitido para t_{ON} e igualando ese valor a la expresión general de t_{ON-min} , se puede determinar el valor mínimo admisible de e , que se denominará e_{MIN} . De (3.20):

$$t_m = T1 \left[\frac{P_{ÓPTIMA}}{P1} - \sqrt{e_{MIN}} - \sqrt{\frac{P_{ÓPTIMA}}{P1} \left(\frac{P_{ÓPTIMA}}{P1} - 2\sqrt{e_{MIN}} \right)} \right] \quad (3.21)$$

Despejando e_{MIN} :

$$e_{MIN} = \left(\sqrt{\frac{2t_m}{T1} \frac{P_{ÓPTIMA}}{P1}} - \frac{t_m}{T1} \right)^2 \quad (3.22)$$

d) Determinación del valor mínimo de la capacidad de los ultracondensadores que conforman el sistema de almacenamiento.

La energía transferida durante los procesos de carga y descarga de los ultracondensadores será la que permita que su tensión oscile alrededor de la tensión del punto de máxima potencia de los módulos fotovoltaicos un intervalo de anchura fija y conocida:

$$V_{mp} \left(1 - \frac{\Delta V_{UC}}{100} \right) \leq V_{UC} \leq V_{mp} \left(1 + \frac{\Delta V_{UC}}{100} \right) \quad (3.23)$$

Donde: V_{UC} : Tensión de los ultracondensadores.

V_{mp} : Tensión del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.

ΔV_{UC} : Porcentaje de variación permitida para la tensión de los módulos alrededor del punto de máxima potencia.

La energía transferida cuando la tensión de los ultracondensadores pasa de $V_{mp} \left(1 - \frac{\Delta V_{UC}}{100} \right)$ a $V_{mp} \left(1 + \frac{\Delta V_{UC}}{100} \right)$ será:

$$E_{UC} = \frac{1}{2} C_{UC} V_{mp}^2 \left[\left(1 + \frac{\Delta V_{UC}}{100} \right)^2 - \left(1 - \frac{\Delta V_{UC}}{100} \right)^2 \right] = 0,02 \cdot C_{UC} \cdot V_{mp}^2 \cdot \Delta V_{UC} \quad (3.24)$$

Expresado en *per-unit*:

$$e = \frac{0,04 C_{UC} V_{mp}^2 \Delta V_{UC}}{T1 \cdot P1} \quad (3.25)$$

Cuando la energía a transferir sea la mínima imprescindible se necesitará el mínimo de capacidad: C_{UC-min} . Además, el peor caso ocurrirá cuando la tensión de los paneles, V_{mp} , también sea mínima:

$$e_{MIN} = \frac{0,04 C_{UC-min} V_{mp-min}^2 \Delta V_{UC}}{T1 \cdot P1} = \left(\sqrt{\frac{2 t_m P_{OPTIMA}}{T1 P1}} - \frac{t_m}{T1} \right)^2 \quad (3.26)$$

Luego:

$$C_{UC-min} = \frac{25 T1 \cdot P1}{V_{mp-min}^2 \Delta V_{UC}} \left(\sqrt{\frac{2 t_m P_{OPTIMA}}{T1 P1}} - \frac{t_m}{T1} \right)^2 \quad (3.27)$$

Operando sobre la ecuación anterior se puede expresar también como:

$$C_{UC-min} = \frac{25 P1 t_m}{V_{mp-min}^2 \Delta V_{UC}} \left(\sqrt{\frac{2 P_{OPTIMA}}{P1}} - \sqrt{\frac{t_m}{T1}} \right)^2 \quad (3.28)$$

Que será el valor mínimo de la capacidad de los ultracondensadores que se han de instalar para respetar el límite inferior de t_{ON} en función de las condiciones de la instalación.

Utilizando valores habituales:

$P1 = 0,2 \cdot P_{FV-MAX}$: 20% de la potencia nominal de los paneles.

$P_{OPTIMA} = 0,5 \cdot P_{FV-MAX}$: 50% de la potencia nominal.

$\Delta V_{UC} = 5$: Se permite una variación $\pm 5\%$ alrededor de V_{mp} .

$T1 = 4500$ seg.

$$C_{UC-min} = \frac{P_{FV-MAX} t_m}{V_{mp-min}^2} \left(2,236 - \sqrt{\frac{t_m}{4500}} \right)^2 \text{ (Faradios)} \quad (3.29)$$

A la hora de estimar V_{mp-min} se debe tener en cuenta que:

- La tensión del punto de máxima potencia (V_{mp}) disminuye a medida que se reduce la irradiancia.
- La tensión del punto de máxima potencia aumenta a medida que se reduce la temperatura de los módulos.

El periodo de trabajo del sistema MODEN coincide con situaciones de baja

irradiancia y temperatura próxima a la ambiente (ya que la producción de los módulos es pequeña y por tanto también lo es su calentamiento). Se podría estimar que durante su funcionamiento en modo MODEN, la tensión de seguimiento del punto de máxima potencia no se aleja más de un 5% respecto de su valor nominal en condiciones estándar, V_{mpSTC} .

De esta forma:

$$V_{mp-mín} \approx 0,95 \cdot V_{mpSTC} \quad (3.30)$$

$$V_{mp-máx} \approx 1,05 \cdot V_{mpSTC} \quad (3.31)$$

Aplicando esta suposición, la ecuación (3.29) quedaría:

$$C_{UC-mín} = \frac{P_{FV-MÁX} t_m}{(0,95 V_{mpSTC})^2} \left(2,236 - \sqrt{\frac{t_m}{4500}} \right)^2 \quad (3.32)$$

$$C_{UC-mín} = \frac{P_{FV-MÁX} t_m}{V_{mpSTC}^2} \left(2,354 - \sqrt{\frac{t_m}{4061,2}} \right)^2 \quad (3.33)$$

Expresión que permite establecer la capacidad mínima requerida por el sistema MODEM en función de las características principales de la instalación fotovoltaica.

3.7. PLANTEAMIENTO ECONÓMICO DE LA IDEA MODEN

Hasta ahora se ha justificado la viabilidad técnica y la perspectiva de mejora de la idea MODEN. En este apartado se trata de analizar la viabilidad desde el punto de vista económico de este sistema.

Desde el punto de vista de coste del sistema, el elemento más significativo es la batería de ultracondensadores. Hasta el momento, su elevado precio ha limitado sus posibilidades de aplicación, pero, fundamentalmente, con el fuerte empuje del desarrollo de vehículos eléctricos e híbridos se espera que su precio se reduzca significativamente.

En el análisis realizado en 2005 por el profesor A. Burke [13] se establecía como precio actual el de 2 o 3 centavos de dólar por faradio para una célula de 2,7 voltios, lo que supone entre 20 y 30 dólares por W·h almacenado.

Pero en el mismo artículo se incluía una proyección de precios de los ultracondensadores en función de la evolución esperada del importe de los

materiales empleados en su fabricación. Así, los precios de los ultracondensadores de doble capa (construidos a base de carbón) podrían reducirse hasta 0,2 centavos de dólar por faradio (unos 2 dólares por W·h). Por otro lado, se estima que el precio de los pseudo-condensadores carbón/PbO₂ pueda reducirse hasta unos 33 centavos de dólar por W·h.

Paralelamente, también en 2005, Maxwell Technology, empresa líder en el sector, presenta la célula ultracondensadora de doble capa MC2600 de 2600 F a 2,7 voltios, a un precio de 27\$ por unidad para grandes cantidades [14], aunque plantea reducir su coste a la mitad en los siguientes cinco años, lo que supondría un precio de 5,1 dólares por W·h, en un producto ya comercial.

Desafortunadamente, los precios a los que se pueden adquirir al día de hoy los ultracondensadores en el mercado distan mucho de las previsiones anteriores (esperamos que el desarrollo generalizado del vehículo eléctrico produzca la deseada reducción de precios). En pequeñas cantidades los ultracondensadores son comercializados entre 30\$ y 45\$ por W·h (22 a 32 €/W·h[®]), en vez de los 2 a 5 dólares por W·h de las previsiones. Evidentemente, el precio para cantidades medias o grandes es bastante más reducido.

Para valorar desde el punto de vista económico la viabilidad del sistema MODEN se comparará la mejora de producción obtenida en una instalación determinada frente al incremento del coste que supone la incorporación del equipo MODEN, en diferentes escenarios de precios. Es necesario, entonces, estimar el coste medio de una instalación fotovoltaica estándar. Se utilizarán para ello los datos suministrados por la Asociación de la Industria fotovoltaica (ASIF) [15] en su informe de 2006.

En dicho documento se ofrece como coste medio de una instalación fotovoltaica fija conectada a red (sin incluir precio del terreno, coste de conexión, impuestos y gastos extras) el siguiente:

POTENCIA DE LA INSTALACIÓN	5 KW _p	100 KW _p	2 MW _p
Precio €/W _p	6,70	6,00	5,70

Tabla 3.11: Estimación del precio de una instalación fotovoltaica.

Se tomará 6,00 €/W_p como precio representativo de un instalación fotovoltaica fija conectada a red. El análisis económico parte de la ecuación (3.33) deducida en el apartado anterior, que establece la capacidad de la batería de condensadores en

[®] Se considera el siguiente cambio de divisas: 1€ = 1,40\$

función de t_m (tiempo mínimo permitido para la fase de encendido del inversor).

Dicha expresión se reproduce a continuación:

$$C_{UC-\text{mín}} = \frac{P_{FV-\text{MÁX}} t_m}{V_{mpSTC}^2} \left(2,354 - \sqrt{\frac{t_m}{4061,2}} \right)^2 \quad (3.34)$$

donde: $C_{UC-\text{mín}}$: Capacidad mínima necesaria para garantizar t_m .

$P_{FV-\text{MÁX}}$: Potencia nominal del generador fotovoltaico.

V_{mpSTC} : Tensión del punto de máxima potencia (condiciones estándar).

Trabajando en modo MODEN, la tensión de los ultracondensadores oscilará alrededor de la tensión del punto de máxima potencia del generador que, en situaciones de baja irradiancia y aún a temperatura ambiente baja, no subirá más de un 5% respecto de su valor en condiciones estándar: $V_{mp-\text{máx}} \approx 1,05 V_{mpSTC}$.

Por otro lado, si se supone que la amplitud de la variación de tensión permitida es del 5%, alrededor del punto de máxima potencia en cada caso ($\Delta V_{UC} = 5$), significará eso que la máxima tensión absoluta que alcancen los ultracondensadores será:

$$V_{UC-\text{MÁX}} = 1,05 (1,05 \cdot V_{mpSTC}) = 1,1 \cdot V_{mpSTC} \quad (3.35)$$

La energía total que llegará a almacenar la batería de ultracondensadores en ese caso será:

$$E_{\text{MÁX [UC-mín]}} = \frac{1}{2} C_{UC-\text{mín}} (1,1 \cdot V_{mpSTC})^2 = 0,608 C_{UC-\text{mín}} V_{mpSTC}^2 \quad (3.36)$$

Operando sobre la ecuación (3.34):

$$C_{UC-\text{mín}} V_{mpSTC}^2 = P_{FV-\text{MÁX}} t_m \left(2,354 - \sqrt{\frac{t_m}{4061,2}} \right)^2 \quad (3.37)$$

Luego, a partir de (3.36) y (3.37):

$$E_{\text{MÁX [UC-mín]}} = 0,608 C_{UC-\text{mín}} V_{mpSTC}^2 = 0,608 P_{FV-\text{MÁX}} t_m \left(2,354 - \sqrt{\frac{t_m}{4061,2}} \right)^2 \quad (3.38)$$

Expresando dicha energía en W·h:

$$E_{M\acute{A}X [UC-m\acute{i}n]} = \frac{P_{FV-M\acute{A}X} t_m}{5924} \left(2,354 - \sqrt{\frac{t_m}{4061,2}} \right)^2 \text{ W}\cdot\text{h} \quad (3.39)$$

Que corresponde a la capacidad de almacenar energía que deberá tener la batería mínima de ultracondensadores para garantizar que la fase de encendido del inversor dura más de t_m segundos.

Se puede trasladar la relación anterior al ámbito económico definiendo las siguientes variables:

Precio de los ultracondensadores:

Sí se denomina $Pr c_{UC}$ al precio unitario de los ultracondensadores en €/W·h, el coste de la batería de ultracondensadores mínima necesaria será:

$$\text{Precio}_{UC} = Pr c_{UC} \cdot E_{M\acute{A}X [UC-m\acute{i}n]} \quad (\text{€}) \quad (3.40)$$

Precio de la instalación fotovoltaica:

Si se denomina $Pr c_{FV}$ al precio unitario de la instalación fotovoltaica en €/W_p, el precio completo de la instalación sería:

$$\text{Precio}_{FV} = Pr c_{FV} \cdot P_{FV-M\acute{A}X} \quad (\text{€}) \quad (3.41)$$

Sustituyendo $E_{M\acute{A}X [UC-m\acute{i}n]}$ y $P_{FV-M\acute{A}X}$ de las expresiones anteriores en la ecuación (3.39):

$$\frac{\text{Precio}_{UC}}{Pr c_{UC}} = \frac{\text{Precio}_{FV}}{Pr c_{FV}} \frac{t_m}{5924} \left(2,354 - \sqrt{\frac{t_m}{4061,2}} \right)^2 \quad (3.42)$$

Luego:

$$\text{Precio}_{UC} = \frac{Pr c_{UC}}{Pr c_{FV}} \frac{\text{Precio}_{FV} \cdot t_m}{5924} \left(2,354 - \sqrt{\frac{t_m}{4061,2}} \right)^2 \quad (3.43)$$

Finalmente, si se expresa el precio de los ultracondensadores como porcentaje del precio de la instalación fotovoltaica, la ecuación resultante será:

$$\text{Precio}_{UC} = 0,0169 \frac{Pr c_{UC}}{Pr c_{FV}} t_m \left(2,354 - \sqrt{\frac{t_m}{4061,2}} \right)^2 \quad (\%) \quad (3.44)$$

Para aclarar el procedimiento de análisis se desarrollará a continuación el siguiente ejemplo: Considérese una instalación fotovoltaica de 5KWp cuya tensión del trabajo (en condiciones estándar) es 350V. Se establece que el intervalo mínimo de funcionamiento del inversor sea 30 seg. (cuando la energía de los módulos fotovoltaicos es prácticamente cero).

La energía a transferir en funcionamiento MODEN compatible con ese valor de t_m vendrá dada por las ecuaciones (3.22) y (3.18). Suponiendo, como en otras ocasiones $P_1 = 0,2 \cdot P_{FV-MÁX}$, $P_{ÓPTIMA} = 0,5 \cdot P_{FV-MÁX}$, $T_1 = 4500$ seg.:

$$e_{MÍN} = 0,0286 \Rightarrow E_{UC} = 64.445,5 \text{ W}\cdot\text{s} \equiv 17,9 \text{ W}\cdot\text{h} \quad (3.45)$$

En ese mismo instante, la duración de la fase de apagado sería, según la ecuación (3.19):

$$t_{OFF-máx} = 761,6 \text{ seg.} \quad (3.46).$$

Luego en ese periodo, la conmutación del sistema MODEN duraría 13,2 minutos. A medida que crece la energía generada, el periodo de conmutación se estrecha pero aumenta el intervalo de tiempo en el que el inversor está funcionando.

La capacidad de la batería de ultracondensadores necesaria para asegurar ese funcionamiento sería, de acuerdo con la ecuación (3.33):

$$C_{UC-mín} = 6,3 \text{ F.} \quad (3.47)$$

Los ultracondensadores alcanzarían en su funcionamiento 385 V como tensión máxima, lo que corresponde a un energía almacenada de 129,7 W·h. Si se consiguen adquirir ultracondensadores a 10 €/Wh (14 \$/Wh), el precio de la batería de ultracondensadores sería de 1297 €.

Por otro lado, el precio de la instalación fotovoltaica de 5000 Wp, sería 33.500 €.

El porcentaje del precio del sistema MODEN frente al del resto de la instalación sería del 3,87%, que debe ser comparado con el margen de ganancia de producción esperado al introducir el MODEN y que se estimó en apartados anteriores entre el 1% y el 4,1%.

Los resultados obtenidos en este ejemplo lo sitúan en el límite de rentabilidad del equipo, sin embargo el sistema MODEN puede tener un margen de aplicación interesante si se actúa sobre alguno de los siguientes factores:

1.- Reducción del precio de los ultracondensadores de acuerdo con las previsiones.

Es sin duda el factor más importante en la viabilidad económica de la idea MODEN. Si como se espera, con el desarrollo de los vehículos eléctricos el precio de los ultracondensadores se reduce significativamente, la idea MODEN será perfectamente aplicable a sistemas comerciales.

En la siguiente gráfica se muestra el incremento de coste que supone el sistema MODEN (expresado en porcentaje respecto al coste de la instalación fotovoltaica) frente al precio unitario (€/Wh) de los ultracondensadores, para distintos valores de t_m (A medida que crece t_m , se necesita mayor capacidad en el elemento de almacenamiento, pero el sistema trabaja con menos conmutaciones). Se señala también en la gráfica la banda de posible mejora de producción debida a la introducción del sistema MODEN, expresada en porcentaje respecto de la producción del sistema sin equipo MODEN.

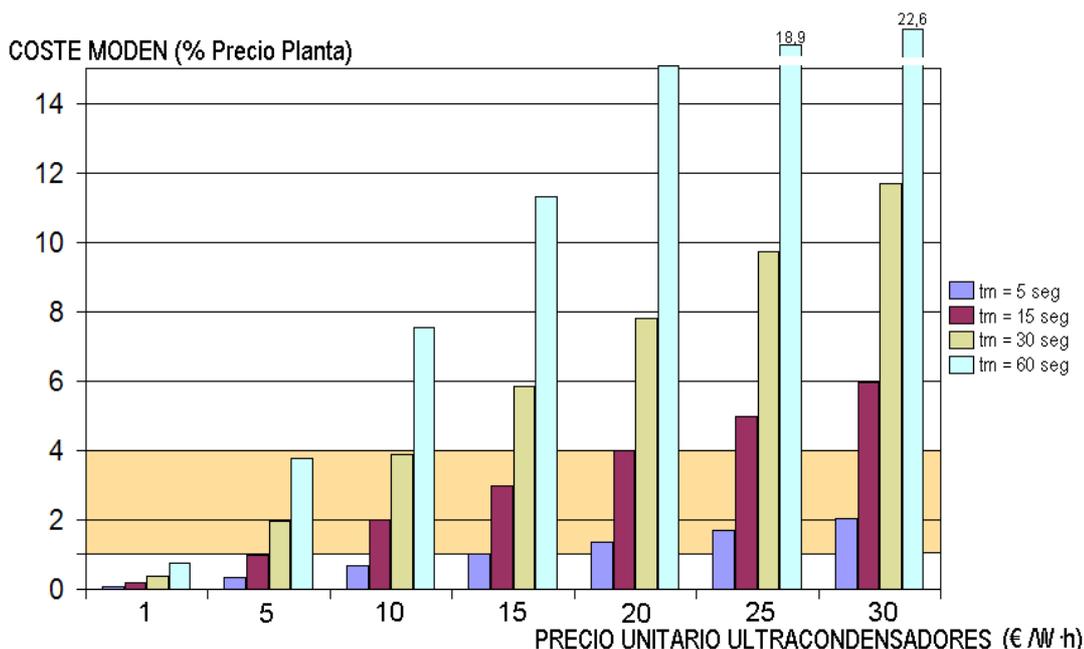


Fig: 3.30: Coste del equipo MODEN frente al precio unitario de los UC para distintos valores de t_m .

Se observa en la gráfica cómo, si el precio unitario de los ultracondensadores se reduce hasta 1,00 €/Wh el coste del sistema MODEN se sitúa por debajo del 1% del de la planta fotovoltaica, incluso para tiempos t_m superiores a 60 segundos.

Incluso con precios unitarios de 5,00 €/Wh el coste del equipo MODEN se sitúa por debajo del 1% si se utilizan tiempos de encendido inferiores a 15 segundos.

2.- Reducción del tiempo de encendido mínimo.

Si se permite que el inversor trabaje con una frecuencia de encendido-apagado más rápida, reduciendo el tiempo mínimo que ha de estar encendido, se necesitará menos capacidad en el banco de ultracondensadores y, consecuentemente, el precio del sistema MODEN se reducirá.

Se muestra esa relación en la siguiente gráfica, en la que se presenta el coste del sistema MODEN (en porcentaje sobre el precio de la instalación fotovoltaica) frente a t_m (seg.), para distintos valores de precio unitario de los ultracondensadores (aparece sombreado el intervalo de valores 1% a 4% correspondiente a la mejora prevista con el MODEN).

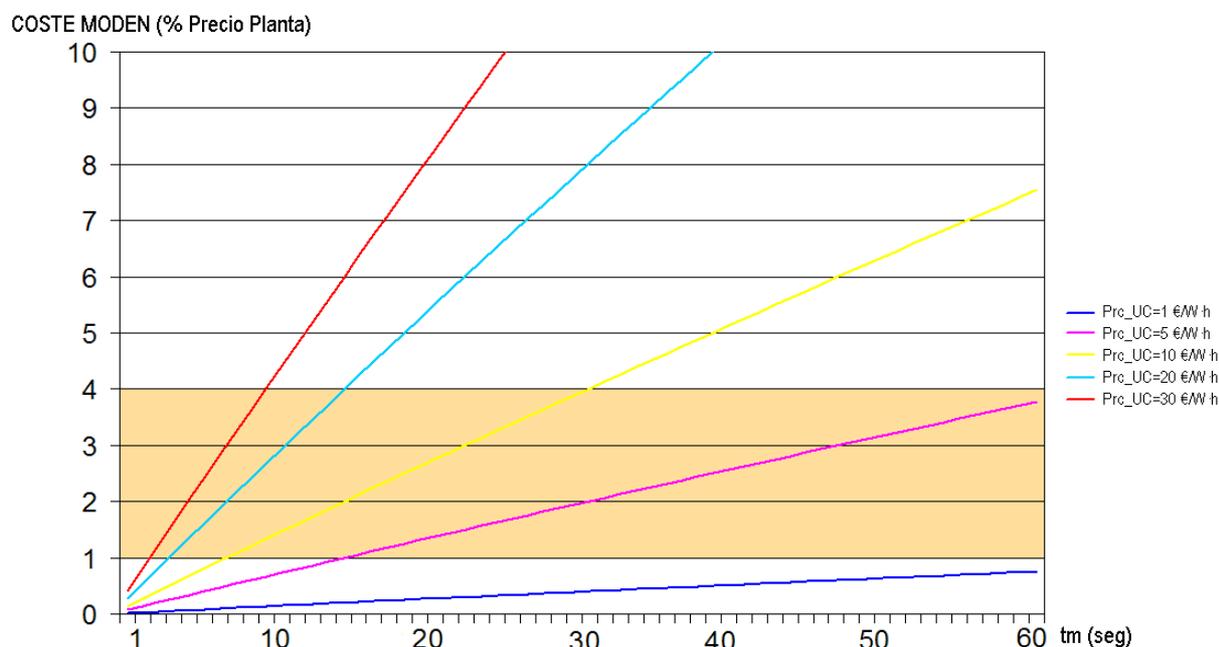


Fig. 3.31: Coste del equipo MODEN frente a t_m para distintos precios de los ultracondensadores

Quizás la implantación comercial del equipo MODEN requiera de inversores especializados para trabajar de esta forma frente a los inversores convencionales actuales.

3.8. CONCLUSIONES.

Este capítulo recoge la estimación, realizada al comienzo de la investigación, de las posibilidades que parecía ofrecer la idea propuesta en la tesis. Se evaluó la mejora que podría significar la inclusión del sistema MODEN en las instalaciones fotovoltaicas con la tecnología del momento (2006-2007). Se utilizaron para ello datos de fuentes confiables y se definieron situaciones realistas en las que el

sistema MODEN pudiera aportar un plus de eficiencia.

Se analizó matemáticamente el concepto MODEN para alcanzar ciertas relaciones que permitieran dimensionar el sistema en función de las características de la instalación en la que se implantaría. Los datos obtenidos hablan de posibles mejoras de rendimiento superiores al 3% en instalaciones convencionales previamente optimizadas, y superiores al 4% en el supuesto de instalaciones sobre fachada.

Una primera conclusión es que las mejoras aumentan a medida que se reduce el potencial fotovoltaico de la ubicación, pero es precisamente ese el destino de la idea MODEN, mejorar la eficiencia en aquellas instalaciones en las que gran parte de la energía se obtiene en condiciones de baja irradiancia. Los datos de Munich y Hamburgo resultan ser los más prometedores. Se han elegido esas ubicaciones en lugar de otras con la misma latitud por pertenecer a Alemania, que es históricamente el país del mundo con mayor implantación de la energía fotovoltaica, y que sigue incrementando a buen ritmo a pesar de no contar con unos recursos solares especialmente buenos. Además, las pequeñas instalaciones en edificios son en Alemania muy frecuentes, y son esas instalaciones en régimen de autoconsumo (con inyección a red de la energía sobrante) unas candidatas excelentes para la implantación del sistema MODEN, pues habitualmente la orientación e inclinación que adopta el sistema fotovoltaico no puede optimizarse por limitaciones arquitectónicas.

Después del análisis puramente técnico sobre las posibilidades de la idea, se realizó un estudio sobre la viabilidad económica de la implantación real del sistema MODEN. Con los precios del momento, debidamente justificados en el texto, se estableció un panorama de viabilidad económica con perspectivas favorables basadas en la previsible bajada del precio de los ultracondensadores derivada del desarrollo generalizado del vehículo eléctrico.

Al día de hoy en el que se presenta el trabajo realizado (2014), dos factores han modificado las bases del análisis económico que se realizó inicialmente:

- El coste medio de una instalación fotovoltaica se ha reducido drásticamente, hasta en un 80% respecto al precio que alcanzó en los momentos de máximo desarrollo en España en torno al 2008.
- El precio de los ultracondensadores también se ha reducido pero no al ritmo previsto, ya que la esperada generalización del uso del vehículo eléctrico no se ha producido. En un reciente artículo [16] el profesor Burke indicaba un precio actual para los condensadores de doble capa entre 10 y

20 \$/W-h, que si bien es significativamente menor que el precio que indicaba en 2005, no se ha reducido tanto como se esperaba.

En consecuencia, el análisis económico realizado en las etapas iniciales de la tesis ha quedado desfasado, si bien las estimaciones realizadas sobre la parte técnica de la propuesta, sustentadas en la mejora de eficiencia que puede obtenerse de la implantación del sistema MODEN en las instalaciones fotovoltaicas, son válidas. Desde el punto de vista económico, el sistema será viable si finalmente se reduce el precio de los ultracondensadores como se espera.

3.9. REFERENCIAS.

- [1] METEONORM. "Global meteorological database for applied climatology". METEOTEST. Suiza. (www.meteonorm.com).
- [2] TRANSYS. "The Transient Energy System Simulation Tool" Solar Energy Laboratory (SEL). University of Wisconsin. Madison (EEUU) (www.trnsys.com).
- [3] Nickel, J. "On the trail of Euro-Eta". Photon Internacional, núm. 6, pág: 50-53 (2004)
- [4] Alonso, M., Chelo, F. "Sistemas fotovoltaicos conectados a red: Estimación de la energía generada". Revista Era Solar, números 131,132 y 133 (2006).
- [5] PVSYST V4.0. GROUPE ENERGIE (CUEPE). University of Geneva (Suiza) <http://www.pvsyst.com/> .
- [6] N.J.C.H. van der Borg, A.R. Burgers. "Inverter undersizing in PV systems". 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, vol. 2, pág. 2066-2069 (2003).
- [7] Burger, B., Rüther, R. "Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristic and temperature". Solar Energy, núm. 80, pág. 32-45 (2006).
- [8] Macêdo, W.N., Zilles, R. "Operational results of grid-connected photovoltaic systems with different inverter's sizing factors (ISF)". Progress in Photovoltaics: Research and Applications, núm. 15, pág. 337-352 (2007).
- [9] Mondol, J.D., Yohanis, Y.G., Norton, B. "Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems". Solar Energy, núm. 80, pág. 1517-1539 (2006)
- [10] Peipoo, K., Lund, P.D. "Optimal sizing of grid-connected PV-systems for different climates and array orientations: a simulation study". Solar Energy Materials and Solar Cells, núm. 35, pág. 445-451 (1994).
- [11] Kil, A.J., Van der Weiden, T.C.J. "Performance of modular grid connected PV

systems with undersized inverters in Portugal and The Netherlands”. IEEE Photovoltaic Specialists Conference, vol. 1, pág. 1028-1031 (1994).

[12] Velasco, G., Guinjoan, F., Pique, R. y otros. “Inverter power sizing considerations in grid-connected PV systems”. European Conference on Power Electronics and Applications (EPE 2007), pág. 1-10 (2007).

[13] Burke, A. “The present and projected performance and cost of double-layer and pseudo-capacitive ultra capacitors for hybrid vehicle applications” 2005 IEEE Conference on Vehicle Power and Propulsion, pág. 11 (2005).

[14] Morrison, D. “Ultracapacitors boost performance and lower cost”. Power Electronics Technology, núm. June-2005. Disponible: <http://powerelectronics.com> (2005)

[15] ASIF. “Informe ASIF: Hacia una generación eléctrica competitiva”. ASIF-Asociación de la Industria Fotovoltaica. Disponible en: www.asif.org. (2006).

[16] Burke, A., Liu, Z. y Zhao, H. “Review of the present and future applications of supercapacitors in electric and hybrid vehicles”. Research Report – UCD – ITS – RR – 14 - 23. ITS – Institute of Transportation Studies. University of California, Davis (EEUU), 2014. Disponible en: www.its.ucdavis.edu.

CAPÍTULO 4:

METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS.

4.1. INTRODUCCIÓN

La estrategia propuesta para mejorar la eficiencia de los inversores solares cuando trabajan con baja irradiancia será evaluada utilizando un doble procedimiento. En un primer momento se diseñará un simulador (basado en el software MATLAB) para analizar su comportamiento y, en una segunda fase, se construirá un prototipo que trabajará en una planta real.

En este capítulo se establecen las condiciones en las que se realizará la simulación y, en concreto, se describen y justifican los modelos utilizados para los distintos elementos del sistema:

- Modelo meteorológico.
- Modelo del módulo fotovoltaico.
- Modelo del inversor solar.
- Modelo de pérdidas de la instalación fotovoltaica.
- Modelo de los ultracondensadores.

4.2. MODELO METEOROLÓGICO.

La simulación del comportamiento de una instalación fotovoltaica requiere disponer de información sobre los valores de irradiancia y temperatura esperados en el lugar donde se ubica.

Se utilizan para ello bases de datos meteorológicos generadas mediante procedimientos estadísticos a partir de la información recogida por diversas estaciones meteorológicas durante varios años.

Se suelen elaborar incluso estos datos promedio para lugares donde no existen estaciones meteorológicas. En este caso, se aplican procedimientos de extrapolación sobre los datos generados por las 2 o 3 estaciones más próximas al lugar a estudiar.

Los datos meteorológicos recogidos en distintas ubicaciones se presentan de diferentes formas:

- a) Promedios mensuales: 12 valores, uno por cada mes, hasta completar un año tipo. Corresponden a los promedios de las medidas realizadas durante varios años.
- b) Promedios diarios: 365 valores, uno por cada día del año tipo. Corresponden, de nuevo, a promedios de los valores obtenidos con esa cadencia durante varios años.
- c) Promedios horarios correspondientes a un día típico de cada mes. El año tipo completo se construye considerando que todos los días del mes se comportan como el día tipo. El periodo de los datos es de una hora y se obtienen como promedio de las medidas realizadas durante varios años.
- d) Promedio con frecuencias inferiores. Por ejemplo, el proyecto PVGIS del JRC^① ofrece valores promedio cada 15 minutos de un día típico de cada mes.
- e) Valores medidos cada minuto. Es lo menos habitual, pero el laboratorio de investigación en radiación solar BMS del NREL^② norteamericano ofrece medidas de radiación tomadas cada minuto desde el año 1981 para numerosas estaciones meteorológicas ubicadas en los Estados Unidos.

^① JRC: Joint Research Center. Centro de investigación de la Comisión Europea localizado en Ispra (Italia). (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>).

^② NREL: National Renewable Energy Laboratory. EE.UU. (www.nrel.gov).

A partir de los datos proporcionados por las estaciones meteorológicas se elaboran los denominados Años Meteorológicos Tipo (TMY) que presentan tal cual los datos con la periodicidad con la que fueron recogidos o con una periodicidad diferente, habitualmente horaria para todos los días del año, generados de manera sintética mediante elaborados procedimientos de interpolación. Los Años Meteorológicos Tipo son utilizados de forma intensiva en múltiples campos de actividad como agricultura, energías renovables (solar y eólica), arquitectura (diseño energético de los edificios), etc.

Muchas de estas bases de datos son de acceso público a través de internet y otras se presentan en forma de aplicación informática comercial. Las más completas son las siguientes:

- METEONORM [1]: Aplicación informática desarrollada por METEOTEST. Utiliza datos de más de 8000 estaciones repartidas por todo el mundo que recogen información de hasta 1961 para temperatura y 1981 para radiación solar.
- TMY2 y TMY3 [2]: Son colecciones de datos en forma de año meteorológico típico (TMY) confeccionadas por el NREL dependiente del Departamento de Energía (DOE) del gobierno de EE.UU. La base de datos TMY2 contiene 239 localidades y las del TMY3 son 1020. TMY3 utiliza datos recogidos entre 1961 y 2005 en localidades de los Estados Unidos (los datos de TMY2 solo alcanzan hasta 1994).
- PVGIS [3]: Es una base de datos accesible a través de un página web orientada fundamentalmente al diseño de sistemas fotovoltaicos. Desarrollada en el contexto de la acción SOLAREC que contribuye a la implementación de la energía renovable en la Unión Europea. Pertenece a la Unidad de Energías Renovables (RE) del JRC.
- SWERA [4]: Recopilación de bases de datos accesibles a través de internet elaboradas y mantenidas por el programa UNEP de Naciones Unidas con la colaboración de la Agencia Espacial NASA y el NREL norteamericano. Almacena datos de países emergentes (China, Brasil, etc) y de países en vías de desarrollo de África, Asia, América Central y Sudamérica.
- IWEC [5]: Base de datos de 227 localidades fuera de EE.UU. y Canadá recopilada por la asociación norteamericana ASHRAE [6] en su proyecto de investigación RP-1015. Se comercializa en forma de CD.
- WRDC [7]: Es una colección de datos de radiación solar medidos en cerca de 1000 estaciones elaborada por el *Main Geophysical Observatory* en

San Petesburgo (Rusia) y mantenido por el *Federal Service for Hydrometeorology and Enviromental Monitoring* del gobierno ruso.

- Satel-light [8]: Es un proyecto fundado por la Unión Europea en 1996 consistente en generar mapas europeos de irradiancia solar a partir de imágenes tomadas por el satélite METEOSAT. Los datos se recogen de manera continua con periodos de 30 minutos.
- NASA-SSE [9]: Es una base de datos accesible a través de una web mantenida por el programa *Earth Science Enterprise* de la Agencia NASA. Utiliza fotos de más de 200 satélites y promedia valores de 22 años.
- Otras Bases de Datos más locales:
 - CWEC: *Canadian Weather for Energy calculations*. Accesible a través de www.climate.weatheroffice.ec.gc.ca.
 - CSWD: *Chinesse Standard Weather Data* [10]. Elaborada por el *Department of Building Science and Technology* en la Universidad de Tsinghua en China.
 - ISHRAE: *Indian Weather Data from The Indian Society of heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers* (ISHRAE). Accesibles a través de www.ishrae.org.in.
 - INETI: *Synthetic Data for Portugal*. Desarrollada en el *Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação* – INETI (www.ineti.pt).
 - IGDG: *Italian Climatic Data Collectio "Giani di Giorgio"*. Desarrollada por el *Politécnico di Milano*.
 - RMY: *Australia Representative Meteorological Year Climates Files*. Desarrollado por *The Australia Greenhouse Office*.
 - SWEC: *Spanish Weather for Energy Calculations*. Desarrollado por el Grupo de Termotecnia de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Sevilla para el gobierno de España, con datos del antiguo Instituto Nacional de Meteorología español.

Desde el punto de vista de los sistemas fotovoltaicos, de todos los datos recogidos por las estaciones meteorológicas los más importantes son la irradiancia sobre superficie horizontal y la temperatura ambiente (también es interesante, aunque en menor medida, la velocidad del viento). A partir de ellos se puede determinar, aplicando diferentes modelos, la irradiancia que recibe una superficie inclinada arbitrariamente orientada (módulos fotovoltaicos de la instalación) y la

temperatura a la que trabajan los paneles fotovoltaicos.

4.2.1. DETERMINACIÓN DE LA IRRADIANCIA RECIBIDA POR LOS MÓDULOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

En general, los datos de radiación solar disponibles corresponden a la irradiación global sobre una superficie horizontal, con distinta periodicidad (normalmente promedios horarios, diarios o mensuales).

Para estimar la irradiancia que recibe una superficie inclinada con orientación arbitraria se ha de seguir un procedimiento que incluye dos pasos:

Paso 1: Determinar las componentes directa ($G_{H,b}$) y difusa ($G_{H,d}$) de la irradiancia horizontal (G_H).

Paso 2: Determinar la irradiancia sobre una superficie inclinada a partir de las componentes anteriores.

Se describe a continuación cómo implementar cada uno de los pasos anteriores.

PASO 1: DETERMINACIÓN DE LA COMPONENTE DIRECTA Y DIFUSA DE LA IRRADIANCIA SOLAR HORIZONTAL.

Se entiende que la irradiancia solar global que llega a una superficie horizontal colocada en una determinada ubicación está formada por la suma de dos componentes:

- a) Irradiancia Horizontal Directa ($G_{H,b}$), es aquella que recibe una superficie horizontal directamente del sol, sin haber sufrido ningún cambio de dirección por reflexión o difusión.
- b) Irradiancia Horizontal Difusa ($G_{H,d}$), es la que se recibe del sol después de haber sufrido cambios de dirección al atravesar la atmósfera (dispersión).

La relación entre las componentes es directamente:

$$G_H = G_{H,b} + G_{H,d} \quad (4.1)$$

Las estaciones meteorológicas miden siempre la irradiancia solar horizontal (G_H), mediante piranómetros colocados en un plano horizontal, y, en muchas ocasiones, también la irradiancia horizontal difusa mediante piranómetros sombreados. En ese caso, la determinación de la componente directa es inmediata.

Si no se dispone de datos medidos de la componente difusa, se ha de acudir a un modelo para estimar $G_{H,b}$ e $G_{H,d}$ a partir de la irradiancia global horizontal.

Todos los modelos estiman las componentes de la irradiancia horizontal a partir de la irradiancia total extraterrestre (G_{HO}), es decir, la irradiancia que recibiría del sol una superficie horizontal colocada en el límite de la atmósfera, y de un índice que caracteriza la atmósfera (Coeficiente de transmisividad atmosférico o índice de claridad).

La literatura ofrece numerosos modelos que permiten obtener las componentes difusas y directa de la irradiancia horizontal a partir de valores promedios medidos de esta última magnitud. Entre los más significativos se pueden citar los modelos de Liu-Jordan [11] (1960), Collares-Pereira [12] (1979), Erbs-Klein [13] (1982), Perez y Otros [14] (1990), Reindl [15] (1990) y Miguel-Bilbao [16] (2001). A modo de ejemplo, se incluye a continuación una breve descripción de los dos últimos modelos:

a) **Modelo de Reindl:**

Es un modelo del tipo Liu-Jordan, es decir, basado en el índice de claridad, k_t , definido como:

$$k_t = \frac{G_H}{G_{OH}} \quad (4.2)$$

donde: G_H = Irradiancia Global Horizontal.

G_{OH} = Irradiancia Horizontal Extraterrestre.

Pero a diferencia del modelo de Liu-Jordan, incluye un nuevo parámetro para describir la relación entre la irradiancia difusa horizontal y la irradiancia global horizontal: la altura solar (α_s). La forma de determinar esta relación mediante este modelo es:

Si $0 \leq k_t \leq 0,3$

$$\frac{G_{H,d}}{G_H} = 1,020 - 0,254 \cdot k_t + 0,0123 \text{ sen}(\alpha_s)$$

Si $0,3 < k_t < 0,78$

$$\frac{G_{H,d}}{G_H} = 1,400 - 1,749 \cdot k_t + 0,177 \text{ sen}(\alpha_s)$$

Si $k_t \geq 0,78$

$$\frac{G_{H,d}}{G_H} = 0,486 \cdot k_t + 0,182 \text{ sen}(\alpha_s) \quad (4.3)$$

Existe también una versión simplificada del modelo de Reindl que solo depende del índice de claridad (como lo hacía el modelo de Liu-Jordan en el que se inspira):

$$\begin{aligned} \text{Si } 0 \leq k_t \leq 0,3 &\Rightarrow \frac{G_{H,d}}{G_H} = 1,020 - 0,248 \cdot k_t \\ \text{Si } 0,3 < k_t < 0,78 &\Rightarrow \frac{G_{H,d}}{G_H} = 1,450 - 1,67 \cdot k_t \\ \text{Si } 0,78 \leq k_t &\Rightarrow \frac{G_{H,d}}{G_H} = 0,147 \end{aligned} \quad (4.4)$$

b) Modelo de Miguel – Bilbao - Aguiar:

Se basa también en el modelo original de Liu-Jordan pero con valores ajustados al área geográfica del Mediterráneo (Francia, Grecia, Italia, Portugal y España). Las ecuaciones del modelo son:

$$\begin{aligned} \text{Si } k_t \leq 0,13 &\Rightarrow \frac{G_{H,d}}{G_H} = 0,952 \\ \text{Si } 0,13 < k_t \leq 0,80 &\Rightarrow \frac{G_{H,d}}{G_H} = 0,868 + 1,335 \cdot k_t - 5,782 \cdot k_t^2 + 3,721 \cdot k_t^3 \\ \text{Si } 0,80 < k_t &\Rightarrow \frac{G_{H,d}}{G_H} = 0,141 \end{aligned} \quad (4.5)$$

En los dos casos estudiados, la componente horizontal directa se obtiene restando la componente difusa de la global:

$$G_{H,b} = G_H - G_{H,d} \quad (4.6)$$

PASO 2: DETERMINACIÓN DE LA IRRADIANCIA TOTAL SOBRE UNA SUPERFICIE INCLINADA A PARTIR DE LAS COMPONENTES DE LA IRRADIANCIA HORIZONTAL.

De nuevo se pueden encontrar en la literatura numerosos modelos que permiten realizar esta transformación. Entre ellos, los más significativos: Modelo Isotrópico de Liu-Jordan [17] (1963), modelo de Klucher [18] (1979), modelo de Hay [19] (1979), modelo de Reindl [20] (1990) y modelo de Perez [21],[22],[23] (1986, 1987, 1990).

En la irradiancia global sobre una superficie arbitrariamente orientada e inclinada (G_T) se pueden distinguir tres tipos de componentes o contribuciones: La

componente debida a la radiación solar directa ($G_{T,b}$), la componente debida a la radiación solar difusa procedente del cielo ($G_{T,d}$) y la componente debida a la radiación normalmente difusa, reflejada por el suelo circundante ($G_{T,r}$).

$$G_T = G_{T,b} + G_{T,d} + G_{T,r} \quad (4.7)$$

A) La irradiancia directa, $G_{T,b}$, se estima a partir de la irradiancia directa horizontal mediante la siguiente relación trigonométrica:

$$G_{T,b} = \frac{G_{H,b}}{\cos(\theta_{zs})} \cdot \text{máx}(0, \cos \theta) \quad (4.8)$$

donde:

θ_{zs} : es el ángulo cenital de la posición del observador, que corresponde al ángulo de incidencia de los rayos solares sobre una superficie horizontal situada en dicha posición. θ_{zs} se determina a partir de la latitud del observador, la declinación solar (depende del día del año) y el ángulo horario solar (depende de la hora del día), mediante la expresión [24]:

$$\cos(\theta_{zs}) = \text{sen} \phi \cdot \text{sen} \delta + \text{cos} \phi \cdot \text{cos} \delta \cdot \text{cos} \omega \quad (4.9)$$

ϕ = Latitud;	γ_s = Altura solar;
δ = Declinación solar;	θ_{zs} = Ángulo cenital;
ω = Ángulo horario solar;	ψ_s = Acimut solar.

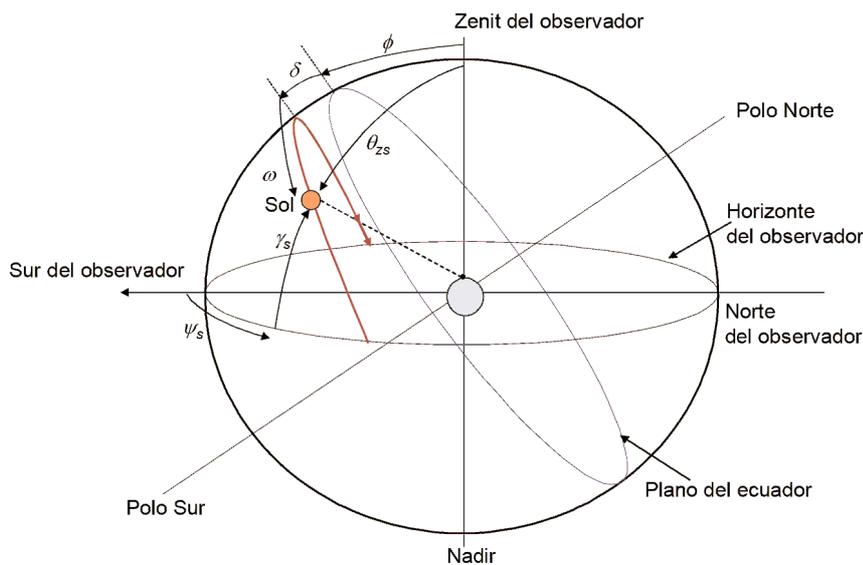


Fig. 4.1: Diagrama de los ángulos solares.

θ : es el ángulo de incidencia de la radiación sobre la superficie plana arbitrariamente orientada e inclinada. La evolución temporal del ángulo de

incidencia se determina a partir de los ángulos acimutal (ψ_s) y cenital (θ_{zs}) de la ubicación de la superficie, su orientación respecto al sur (α) y su inclinación (β) mediante la expresión:

$$\cos \theta = \cos \beta \cdot \cos \theta_{zs} + \sin \beta \cdot \cos(\psi_s - \alpha) \quad (4.10)$$

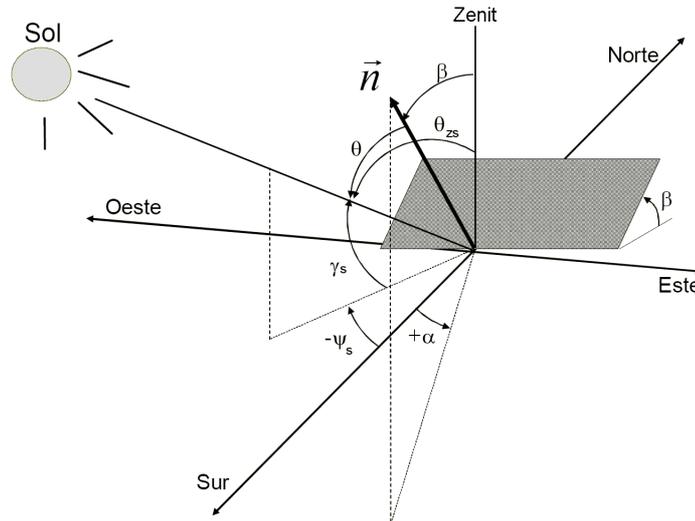


Fig: 4.2: Ángulo de incidencia solar sobre una superficie inclinada.

B) La irradiancia reflejada por el suelo, $G_{T,r}$, se determina a partir de la siguiente ecuación:

$$G_{T,r} = \frac{1}{2} \rho (1 - \cos \beta) G_H \quad (4.11)$$

donde: β = Ángulo de inclinación de la superficie,

G_H = Irradiancia global horizontal,

ρ = Reflectividad hemisférica total del suelo circundante (Albedo).

El coeficiente de Albedo depende de la naturaleza del suelo circundante y de que este refleje mayor o menor irradiancia solar. Un valor habitualmente aceptado como representativo de un suelo medio es $\rho = 0,2$.

C) La irradiancia difusa procedente del cielo, $G_{T,d}$, sobre la superficie inclinada es la componente más difícil de evaluar y donde radica la diferencia entre los diferentes modelos descritos en la literatura.

De forma general se puede decir que:

$$G_{T,d} = G_{H,d} \cdot F \quad (4.12)$$

donde F es un término definido de manera diferente por los modelos más

habituales, entre ellos:

a) MODELO ISOTRÓPICO DE LIU-JORDAN:

$$F = \frac{1 + \cos\beta}{2} \quad (4.13)$$

donde: β = Ángulo de inclinación respecto a la horizontal de la superficie.

Es el modelo más sencillo y considera que la radiación difusa procede por igual de todo el cielo (a excepción del disco solar). La principal crítica de este modelo se refiere a que, dependiendo de las características de la atmósfera en cada momento, la distribución de la radiación no es uniforme sino anisotrópica. Solo en el caso de días completamente cubiertos de nubes, en los que no se puede apreciar la posición del sol y la coloración del cielo sea uniforme, la radiación difusa es verdaderamente isotrópica.

b) MODELO DE HAY:

Considera el hemisferio celeste dividido en dos partes, desde el punto de vista de la contribución de radiación solar difusa:

- **Componente Circunsolar**, y
- **Componente Isótropa**, que abarca todo el hemisferio celeste excepto la radiación difusa circunsolar.

Define un índice de anisotropía (A_I) que representa la transmitancia a través de la atmósfera de la radiación directa:

$$A_I = \frac{G_{N,b}}{G_{O-N}} \quad (4.14)$$

donde: $G_{N,b}$ = Irradiancia directa normal (en la superficie terrestre).

G_{O-N} = Irradiancia normal extraterrestre.

El índice de anisotropía se utiliza para cuantificar la porción de la radiación difusa que se trata como circunsolar, considerando al resto radiación difusa isotrópica. De esta forma:

$$F = (1 - A_I) \frac{1 + \cos\beta}{2} + A_I \cdot R_b \quad (4.15)$$

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_{zs}} \quad (4.16)$$

c) MODELO DE REINDL:

Parte del modelo de Hay y añade un término más a la expresión de la radiación difusa que tiene en cuenta el brillo del horizonte.

$$F = (1 - A_1) \frac{1 + \cos \beta}{2} \cdot \left(1 + \sqrt{\frac{G_{H,b}}{G_H}} \cdot \sin^3 \frac{\beta}{2} \right) + A_1 \cdot R_b \quad (4.17)$$

d) MODELO DE PEREZ:

El modelo de Perez diferencia tres zonas en el cielo desde donde llega radiación difusa hasta el receptor: Una zona circunsolar (de la que llega radiación casi directa, que ha sufrido alguna ligera dispersión), una banda de horizonte y el resto de la bóveda celeste (que se supone que se comporta como un emisor isotrópico de radiación). El modelo de Perez es el más complejo y el que requiere mayor carga de computación.

$$F = (1 - F_1) \frac{1 + \cos \beta}{2} + F_1 \frac{a}{b} + F_2 \sin \beta \quad (4.18)$$

En esta expresión, F_1 es el coeficiente circunsolar y F_2 el coeficiente del brillo del horizonte (banda horizontal). Los términos a y b son factores que tienen en cuenta el ángulo de incidencia del sol en la superficie inclinada bajo estudio:

$$\begin{aligned} a &= \text{máx} (0, \cos \theta) \\ b &= \text{máx} (\cos 85^\circ, \cos \theta_{zs}) \end{aligned} \quad (4.19)$$

Los coeficientes F_1 y F_2 dependen de las condiciones del cielo definidas por los parámetros ε (claridad) y Δ (brillo) de acuerdo con las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} F_1 &= \text{máx} \left[0, \left(f_{11} + f_{12} \cdot \Delta + f_{13} \frac{\pi \cdot \theta_{zs}}{180} \right) \right] \\ F_2 &= f_{21} + f_{22} \cdot \Delta + f_{23} \frac{\pi \cdot \theta_{zs}}{180} \end{aligned} \quad (4.20)$$

donde: $\Delta = AM \frac{G_{H,d}}{G_{O-N}}$ (AM = "Air Mass").

f_{ij} = Coeficientes derivados de análisis estadísticos sobre datos

empíricos adquiridos en distintas localidades. Se han presentado dos conjuntos de coeficientes diferentes (Perez-1990 y Perez-1987).

La tabla de coeficientes del modelo Perez-1990 es la que se muestra a continuación:

ϵ	f_{11}	f_{12}	f_{13}	f_{21}	f_{22}	f_{23}
1,000 a 1,065	-0,008	0,588	-0,062	-0,06	0,072	-0,022
1,065 a 1,230	0,13	0,683	-0,151	-0,019	0,066	-0,029
1,230 a 1,500	0,33	0,487	-0,221	0,055	-0,064	-0,026
1,500 a 1,950	0,568	0,187	-0,295	0,109	-0,152	-0,014
1,950 a 2,800	0,873	-0,392	-0,362	0,226	-0,462	0,001
2,800 a 4,500	1,132	-1,237	-0,412	0,288	-0,823	0,056
4,500 a 6,200	1,06	-1,6	-0,359	0,264	-1,127	0,131
6,200 a ----	0,678	-0,327	-0,25	0,156	-1,377	0,251

Tabla 4.1: Coeficientes del modelo Perez-1990.

4.2.2. DETERMINACIÓN DE LA TEMPERATURA ALCANZADA POR LOS MÓDULOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

Al igual que la radiación solar, la temperatura a la que trabajan los módulos fotovoltaicos influye de manera muy importante sobre su producción de energía. Aún buscando el punto de máxima potencia, esta se reduce a medida que aumenta la temperatura de las células. Será necesario pues disponer de un modelo que permita estimar la temperatura de funcionamiento del módulo fotovoltaico en cada instante.

Como primera aproximación se puede decir que la temperatura de las células es la suma de dos componentes:

$$T_c = T_a + \Delta T \quad (4.21)$$

donde: T_a = Temperatura ambiente

ΔT = Incremento de temperatura respecto de la ambiente.

La evolución de la temperatura ambiente puede estimarse de acuerdo con modelos meteorológicos surgidos de la compilación de las medidas realizadas por numerosas estaciones meteorológicas, en la misma forma que los modelos de radiación.

Por su parte, la temperatura final que alcanza la célula sobre la ambiente

depende de condiciones meteorológicas (fundamentalmente radiación solar y viento), de factores constructivos del propio módulo e, incluso, del método de instalación utilizado en la planta fotovoltaica.

Se analizarán con algún detalle los dos términos de la ecuación de la temperatura de los módulos fotovoltaicos.

A.- DETERMINACIÓN DE LA TEMPERATURA AMBIENTE.

La variación de temperatura a lo largo del día está íntimamente ligada a la evolución de la radiación solar. Se puede establecer un perfil diario de temperatura a partir de los valores promedios registrados por las estaciones meteorológicas y los valores horarios de irradiancia solar.

El programa METEONORM [25] construye los perfiles de temperatura con periodicidad horaria a través de un procedimiento de tres pasos:

- 1) Genera valores medios diarios a partir de la temperatura promedio mensual, la radiación diaria y la distribución de temperaturas obtenida analizando estadísticamente numerosas series de medidas.
- 2) Calcula la temperatura mínima y máxima diaria a partir de los valores medios diarios anteriores y los valores diarios y mensuales de radiación solar.
- 3) Genera el perfil horario a partir de los valores de temperatura mínima y máxima y los valores horarios de radiación.

Para la elaboración el perfil horario utiliza un índice de radiación definido como el cociente entre la cantidad de radiación solar recibida por una superficie horizontal desde el amanecer y la cantidad de radiación solar que una superficie colocada perpendicularmente a los rayos solares en el límite de la atmósfera recibiría en el mismo periodo.

$$KX(t) = \frac{\int_{\text{amanecer}}^t G_H(t) dt}{\int_{\text{amanecer}}^t G_{O-N} dt} \quad (4.22)$$

donde: G_H = Irradiancia global horizontal.

G_{O-N} = Constante solar, 1367 W/m^2 (Irradiancia normal extraterrestre).

Durante las horas de luz, la variación horaria de la temperatura sigue la misma evolución que el índice KX. Se puede establecer entre ambas magnitudes una relación lineal con diferente pendiente (m) antes de que se alcance el máximo valor

de KX y después de este:

$$m_a = m|_{\text{antes de KX máx.}} = \frac{T_{a d, \text{máx}} - T_{a d, \text{mín}}}{KX_{\text{máx}}} \quad (4.23)$$

$$m_d = m|_{\text{después de KX máx.}} = 1,7 \cdot m_a \quad (4.24)$$

donde: $T_{a d, \text{máx}}$ = Temperatura máxima diaria.

$T_{a d, \text{mín}}$ = Temperatura mínima diaria.

De esta forma, los valores horarios de temperatura durante el día pueden obtenerse como:

$$t_{\text{amanecer}} < t \leq t_{\text{KX máx}} : T_a(t) = T_{a d, \text{mín}} + m_a \cdot KX(t) \quad (4.25)$$

$$t_{\text{KX máx}} < t \leq t_{\text{anochece}} : T_a(t) = T_{a d, \text{máx}} - m_d \cdot (KX_{\text{máx}} - KX(t)) \quad (4.26)$$

El profesor Lorenzo [26] propone un procedimiento más sencillo, pero que ofrece buenos resultados experimentales, para obtener la variación diaria de la temperatura. El modelo se basa en los siguientes principios:

- La máxima temperatura del día ($T_{a d, \text{máx}}$) se produce siempre dos horas después de mediodía ($w = 30^\circ$).
- La mínima temperatura del día ($T_{a d, \text{mín}}$) se registra al amanecer ($w = w_s$).
- Entre esos instantes, la temperatura ambiente evoluciona de acuerdo a dos semiciclos de una función coseno, en función del ángulo solar w .

Las siguientes ecuaciones, basadas en los principios anteriores, permiten determinar la temperatura ambiente en función del ángulo solar a lo largo de un día, a partir de las temperaturas máximas y mínimas de dicho día (j) y la temperatura mínima del día posterior ($j+1$).

- Entre el amanecer y el instante de $T_{a d, \text{máx}}$: $w_s \leq w < \frac{\pi}{6}$

$$T_a(w) = T_{a d, \text{mín}}(j) + \frac{T_{a d, \text{máx}}(j) - T_{a d, \text{mín}}(j)}{2} \left[1 + \cos \left(a \cdot \left(w - \frac{\pi}{6} \right) \right) \right] \quad (4.27)$$

donde: $a = \frac{\pi}{w_s - \frac{\pi}{6}}$

- Entre el instante de $T_{a d, \text{máx}}$ y el amanecer del día posterior:

$$\frac{\pi}{6} \leq w < \pi$$

$$T_a(w) = T_{a d, \text{máx}}(j) - \frac{T_{a d, \text{máx}}(j) - T_{a d, \text{mín}}(j+1)}{2} \left[1 + \cos \left(a \cdot \left(w - \frac{\pi}{6} \right) - \pi \right) \right] \quad (4.28)$$

$$\text{donde: } a = \frac{\pi}{2\pi + w_s - \frac{\pi}{6}}$$

B.- DETERMINACIÓN DEL INCREMENTO DE T_c SOBRE LA TEMPERATURA AMBIENTE.

El proceso de determinación de la temperatura que alcanzan las células fotovoltaicas (T_c) en su funcionamiento resulta bastante complejo por la multitud de factores que aparecen implicados.

En primer término, el calentamiento del material semiconductor se produce por la incidencia de fotones de los cuales algunos producen electricidad y otros únicamente calor (en función de su longitud de onda). La temperatura que alcanza el semiconductor depende además del proceso de transferencia del calor generado, bien por radiación o bien por convección, sobre el que influyen múltiples factores:

- Materiales empleados en la confección del módulo: Transmitancia del cristal, resistencia térmica de la capa posterior, etc.
- Condiciones ambientales: Temperatura ambiente, radiación solar, velocidad del viento y, en menor medida, la dirección del viento.
- Tipo de instalación: La capacidad de evacuación del calor se ve muy reducida, por ejemplo, en módulos instalados sobre fachada.

El procedimiento más habitual para determinar la temperatura de las células fotovoltaicas utiliza la denominada *Temperatura Nominal de Trabajo* (NOCT) [27], definida como la temperatura a la que trabaja un dispositivo en las condiciones NTE (NTE \equiv *Nominal Terrestrial Environment*):

- Irradiancia global: 800 W/m².
- Temperatura ambiente: 20°C.
- AM = 1,5.
- Velocidad media del viento: 1 m/s.

- Sin carga conectada (circuito abierto). Esto implica que no hay evacuación de energía en forma de electricidad).
- Montada en un bastidor abierto.

La definición de la T_{NOCT} considera que las dos caras del módulo “sienten” la misma temperatura ambiente (bastidor abierto) y se basan en el hecho de que la diferencia entre la temperatura de la célula y la temperatura ambiente, $T_C - T_a$, es prácticamente independiente de esta última y proporcional a la radiación solar incidente. Supone, además, que los coeficientes de transmisión de calor son invariantes con la temperatura.

Utilizando este parámetro, la temperatura de la célula puede determinarse como:

$$T_C = T_a + \frac{G_T}{800 \text{ W/m}^2} (T_{NOCT} - 20) \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.29)$$

Existen además numerosos modelos en la literatura que pretenden determinar con mayor exactitud la temperatura de la célula cuando las condiciones de trabajo no son estrictamente las NTE. A modo de ejemplo se incluyen los siguientes:

MODELO 1: [28]

$$T_C = T_a + \frac{G_T}{800} \frac{U_{L,NOCT}}{U_L} (T_{NOCT} - 20) \left(1 - \frac{\eta_C}{\tau \cdot \alpha} \right) \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.30)$$

donde:

U_L = Coeficiente de transmisión de calor combinado (conducción + convección) $\left[\frac{\text{W/m}^2}{^\circ\text{K}} \right]$. $U_{L,NOCT}$ corresponde a las condiciones NTE.

η_C = Eficiencia eléctrica de la célula $\left[\frac{P_{elec}}{\text{Área} \cdot G_T} \right]$

τ = Transmitancia del vidrio protector.

α = Absorbancia solar de la célula.

Tanto la eficiencia eléctrica (η_C) como el coeficiente de transmisión de calor (U_L) dependen a su vez de la temperatura de célula por lo que se debe utilizar un proceso iterativo para determinar T_C .

MODELO 2: [29]

$$T_C = T_a + \frac{\tau \cdot \alpha \cdot G_T - \frac{P_{elec}}{A_m}}{U_L} = T_a + \frac{\tau \cdot \alpha \cdot G_T}{U_L} \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau \cdot \alpha} \right) \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.31)$$

donde: P_{elec} = Potencia eléctrica del módulo/célula.

A_m = Área del módulo/célula.

Este modelo es utilizado por el componente *Type 70* de TRNSYS en modo 1.

El programa de simulación considera que el cociente $\frac{\tau \cdot \alpha}{U_L}$ es constante.

MODELO 3: [30]

$$T_C = T_a + \frac{G_T}{800} (T_{NOCT} - 20) \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau \cdot \alpha} \right) \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.32)$$

Definido para sustituir a la ecuación (4.29) cuando la velocidad del viento es superior a 1 m/s. El modelo supone que U_L es constante.

Todos los modelos que utilizan el parámetro NOCT suponen que los módulos se encuentran montados en un bastidor abierto y por tanto no serían apropiados para estimar la temperatura alcanzada por módulos montados en tejados o en fachadas de edificios. Algunos programas de simulación como PV Design Pro [31] y PVWATTS [32] utilizan una modificación del parámetro NOCT, denominado INOCT, que tiene en cuenta el sistema de instalación del módulo [33].

En el mismo sentido, en la referencia [34] se incluye un análisis de las diferentes condiciones térmicas en las que trabaja un módulo fotovoltaico en función de su instalación, en el contexto de un edificio fotovoltaico integrado (BIPV).

4.2.3. OPCIÓN ELEGIDA Y JUSTIFICACIÓN.

Para la simulación de las condiciones meteorológicas se ha optado por elegir los datos de irradiancia y temperatura ambiente proporcionados por la aplicación METEONORM 6.0 para las distintas ubicaciones estudiadas.

Las razones que avalan esta decisión han sido las siguientes:

1.- Contiene la base de datos meteorológica más completa:

- Más de 800 estaciones meteorológicas.
 - Datos para temperatura desde 1961.
 - Datos para irradiancia desde 1981.
 - Complementa los datos convencionales con otros obtenidos por satélites en aquellas áreas con baja densidad de estaciones.
- 2.- Para la elaboración de los datos de irradiancia utiliza los modelos de Hay y Perez que han sido validados en numerosos artículos técnicos [35],[36],[37],[38], obteniendo además muy buenos resultados en comparación con otros modelos [39],[40],[41],[42],[43].
- 3.- Ofrece datos de radiación con una periodicidad de un minuto, obtenidos mediante complejos algoritmos de interpolación. La evolución del sistema MODEN es suficientemente rápida como para que deba ser observada con un periodo de simulación de un minuto. Estudios realizados en el ISET[®] alemán [44] indican que la evaluación de un sistema fotovoltaico con datos meteorológicos con periodicidad horaria es insuficiente y recomiendan periodos inferiores a 5 minutos
- 4.- METEONORM tiene un gran reconocimiento a nivel internacional que queda demostrado por su continua presencia en artículos técnicos sobre el tema y porque es utilizado o admitido por las principales aplicaciones de simulación de elementos fotovoltaicos: PVSYST [45], TRNSYS [46], PV*Sol [47], PV-DesignPro, etc.

La estimación de la temperatura que alcanzan los módulos se realiza utilizando la ecuación clásica (4.28) que proporciona resultados suficientemente exactos a pesar de su sencillez [48].

4.3. MODELO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.

Una parte fundamental del modelo de la instalación fotovoltaica lo constituye el generador, es decir, la asociación particular de módulos fotovoltaicos, formados, a su vez, por una serie de células, o varias conectadas en paralelo.

Se presentarán en este apartado diferentes modelos recogidos de la literatura para simular el comportamiento de las células fotovoltaicas y su asociación hasta completar el generador fotovoltaico. Posteriormente se elegirá el que se utilizará en el presente trabajo y se justificará su elección.

[®] ISET: Institut für Solare Energieversorgungstechnik. Universidad de Kassel – Alemania.

4.3.1. MODELOS DE LA CÉLULA FOTOVOLTAICA.

La literatura técnica sobre el tema ofrece una gran variedad de modelos matemáticos que describen el comportamiento de la célula fotovoltaica.

Para acometer su análisis se ha comenzado por clasificarlos en dos categorías principales. Se habla así de **modelos teóricos**, derivados directamente del comportamiento físico de los semiconductores que integran la célula, y de **modelos aplicados**, que utilizan para su definición los parámetros con los que los fabricantes caracterizan las células fotovoltaicas: Corriente de cortocircuito, tensión de circuito abierto, etc. Se presentan a continuación los modelos más habituales.

A.- MODELOS TEÓRICOS:

Como se indicó, son modelos basados en las ecuaciones que definen el funcionamiento de la unión semiconductor que constituye la célula fotoeléctrica. Se basan en parámetros característicos de los semiconductores y la unión P-N que los conforman que, en general, son difíciles de estimar fuera del ámbito de un laboratorio, así como también es complejo establecer la dependencia de dichos parámetros con la temperatura.

Aún así, existen distintos grados de aproximación al comportamiento real del dispositivo fotoeléctrico, reflejados cada uno de ellos en circuitos equivalentes de distinta complejidad.

A.1.- MODELO BÁSICO: CÉLULA IDEAL.

Una célula solar ideal puede representarse como una fuente de corriente ideal en paralelo con un diodo rectificador, como se muestra en el circuito equivalente de la siguiente figura [49]:

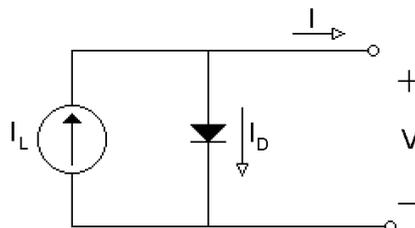


Fig: 4.3: Modelo de la célula ideal.

La relación I-V del dispositivo puede obtenerse a partir de la ecuación de Shockley como:

$$I = I_L - I_D = I_L - I_0 \left(e^{\frac{qV}{n k_B T_c}} - 1 \right) \quad (4.33)$$

donde: I_L = Corriente fotogenerada.

I_0 = Corriente de saturación inversa del diodo.

q = Carga del electrón

k_B = Constante de Boltzmann.

T_c = Temperatura de la célula.

n = Factor de de forma o factor de idealidad de la característica del diodo (entre 1 y 2 para el silicio cristalino).

La corriente de saturación inversa del diodo se calcula como [50]:

$$I_0 = D T_c^3 e^{\frac{-q \varepsilon_G}{n k_B T_c}} \quad (4.34)$$

donde: D = Factor de difusión del diodo.

ε_G = Energía del GAP del material semiconductor (1,12 eV - Si).

Generalmente I_0 se expresa únicamente en función de la temperatura a partir de su valor medido a una temperatura de referencia, mediante la siguiente ecuación:

$$I_0 = I_{0REF} \left(\frac{T_c}{T_{cREF}} \right)^3 e^{\left[\frac{q \varepsilon_G}{k_B n} \left(\frac{1}{T_{cREF}} - \frac{1}{T_c} \right) \right]} \quad (4.35)$$

La corriente fotogenerada (I_L) está relacionada con el flujo de fotones incidente en la célula y depende de la longitud de onda de los distintos componentes de la luz (respuesta espectral). Se define eficiencia cuántica de una célula solar como la relación entre el número de electrones producidos en el circuito externo y el número de fotones incidentes, para cada longitud de onda, y se representa por IQE(λ) donde λ designa la longitud de onda de cada componente de la radiación.

En función de su eficiencia cuántica, la corriente fotogenerada puede expresarse mediante la siguiente integral para todas las longitudes de onda que componen la radiación incidente:

$$I_L = q \int_{\lambda} \Phi(\lambda) [1 - R(\lambda)] IQE(\lambda) d\lambda \quad (4.36)$$

donde: $\Phi(\lambda)$ = Flujo de fotones incidentes de longitud de onda λ .

$R(\lambda)$ = Coeficiente de reflexión de la superficie de la célula.

Para el silicio cristalino, la corriente fotogenerada es independiente de la tensión de la célula.

En una célula ideal, y aplicando la ecuación del modelo propuesto, la corriente de cortocircuito (I_{sc}) y la tensión de circuito abierto (V_{oc}) se expresan como:

$$I_{sc} = I_L \quad (4.37)$$

$$V_{oc} = \frac{n k_B T_c}{q} \ln \left(1 + \frac{I_L}{I_0} \right) \quad (4.38)$$

La potencia eléctrica generada por la célula puede expresarse directamente como:

$$P_{FV} = I \cdot V \quad (4.39)$$

Las siguientes gráficas muestran la característica I-V de una célula solar teórica y la curva de potencia en función de la tensión de salida.

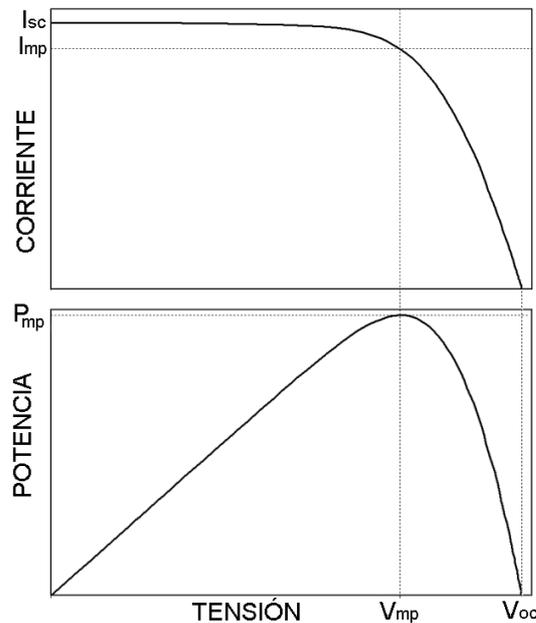


Fig: 4.4: Característica I-V y P-V para una célula solar típica.

La célula presenta un punto de máxima generación de potencia cuando trabaja a la tensión V_{mp} , a la que proporciona una corriente I_{mp} .

Para caracterizar el grado de idealidad de una célula solar se define el parámetro *Factor de llenado* (FF) como:

$$FF = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} = \frac{P_{mp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (4.40)$$

Para una célula ideal, el factor de forma suele designarse como FF_0 y depende solo de la relación R , definida como:

$$R = \frac{q \cdot V_{oc}}{k_B \cdot T_c} \quad (4.41)$$

A partir de esta relación, FF_0 puede determinarse de manera muy exacta mediante la siguiente expresión empírica [51]:

$$FF_0 = \frac{R - \ln(R + 0,72)}{1 + R} \quad (4.42)$$

A.2.- CÉLULA REAL: MODELO CON UN DIODO.

El comportamiento en la práctica difiere ligeramente del modelo teórico anterior. Esas diferencias pueden modelarse añadiendo al modelo teórico unos componentes resistivos, tanto en serie (R_s), como en paralelo (R_p), tal como muestra el nuevo circuito equivalente de la célula:

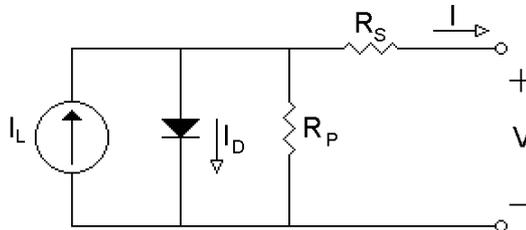


Fig: 4.5: Modelo de un diodo de una célula real.

La relación I-V de la célula fotovoltaica viene dada en este caso por la ecuación:

$$I = I_L - I_0 \left(e^{\frac{V + I \cdot R_s}{n v_T}} - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (4.43)$$

donde: $v_T = \frac{k_B \cdot T_c}{q}$ = Tensión térmica del diodo.

La ecuación anterior define la corriente de la célula de manera implícita respecto de la tensión y es imposible alcanzar una expresión explícita equivalente por lo que solo se puede utilizar mediante procedimientos iterativos de cálculo numérico, lo que supone una dificultad añadida en la programación del modelo.

La resistencia en paralelo, R_p , modela las fugas de corriente y suele tener un valor muy elevado por lo que, frecuentemente, en la literatura no se tiene en cuenta y se utiliza un modelo que incluye solo la resistencia en serie, como se muestra:

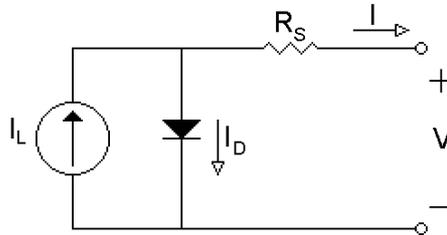


Fig: 4.6: Simplificación del modelo de un diodo de una célula real.

En este caso:

$$I = I_L - I_0 \left(e^{\frac{V + I \cdot R_s}{n v_T}} - 1 \right) \quad (4.44)$$

$$V = v_T \cdot \ln \left(\frac{I_L - I - I_0}{I_0} \right) - I R_s \quad (4.45)$$

Si bien la corriente mantiene una ecuación implícita en función de la tensión, en este modelo se puede expresar de forma explícita la tensión de la célula en función de su corriente.

A.3.- MODELO CON DOS DIODOS.

Algunos autores han propuesto, para mejorar la exactitud con la que el modelo describe el comportamiento de una célula real, construirlo con dos diodos (modelo de doble exponencial) de acuerdo al circuito equivalente de la figura 4.7.

El diodo D1 del modelo tendrá un factor de idealidad, n_1 , de valor 1 y una corriente de saturación térmica I_{01} . El diodo D2 tendrá un factor de idealidad, n_2 , con un valor distinto de 1 (típicamente 2) y una corriente de situación térmica I_{02} .

La expresión de la corriente de la célula en función de su tensión queda ahora:

$$I = I_L - I_{01} \left(e^{\frac{V + I \cdot R_s}{v_T}} - 1 \right) - I_{02} \left(e^{\frac{V + I \cdot R_s}{n_2 v_T}} - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (4.46)$$

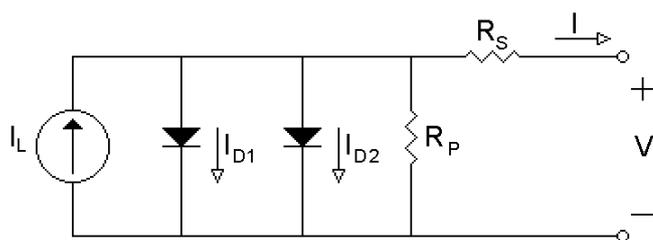


Fig: 4.7: Modelo de dos diodos de una célula real.

B.- MODELOS APLICADOS:

De los modelos teóricos presentados en el apartado anterior, los más utilizados en simulación son el de “4 parámetros” (figura 4.6) y el de “doble exponencial” (figura 4.7).

En el primero de ellos, los parámetros a los que hace referencia el nombre de “4 parámetros”, y que definen el modelo, son: $I_{L\text{ REF}}$, $I_{0\text{ REF}}$, R_s y n , donde:

- $I_{L\text{ REF}} = I_L$ para condiciones de irradiancia y temperatura de referencia.
- $I_{0\text{ REF}} = I_0$ para condiciones de irradiancia y temperatura de referencia.
- R_s es la resistencia serie del modelo, y
- n es el factor de idealidad del diodo del modelo.

El modelo de dos diodos o “doble exponencial”, queda definido por cinco parámetros: $I_{L\text{ REF}}$, $I_{01\text{ REF}}$, $I_{02\text{ REF}}$, R_s y n_2 .

Como se indicó, la determinación de los parámetros de los modelos anteriores a partir de la estructura de la célula, las propiedades de los semiconductores y sus condiciones de trabajo es extremadamente compleja, por lo que es necesario encontrar modelos más sencillos de aplicar en la simulación que se pretende realizar. Para poder utilizar en simulación el modelo que represente un dispositivo físico concreto se puede utilizar alguna de las siguientes alternativas a la hora de determinar sus parámetros:

- 1.- Utilizar para alguno de los parámetros los valores típicos que ofrece la bibliografía. Se trabajaría de esta forma con una célula típica que podría no representar de manera suficientemente exacta un dispositivo físico particular.
- 2.- Determinar los parámetros a partir de curvas I-V reales mediante procedimientos de ajuste de curvas (*curve fitting*). La referencia [52] utiliza el método de Levenberg – Marquardt para la determinación de los parámetros.

- 3.- Obtener los parámetros del modelo a partir de los valores característicos de una célula fotoeléctrica (I_{scSTC} , V_{ocSTC} , I_{mpSTC} , V_{mpSTC} , etc.) suministrados por el fabricante u obtenidos mediante ensayos de caracterización convencionales.

Esta última alternativa es la que utilizan los modelos aplicados que se presentan a continuación.

B.1.- MODELO APLICADO 1.

Fue desarrollado por Townsend [53] e introducido por Eckstein [54] como el modelo "Type 94" en el simulador TRNSYS-16. Corresponde a un modelo de "4 parámetros" cuyo circuito equivalente se presenta en la siguiente figura. Este modelo supone una razonable aproximación para células de silicio cristalino.

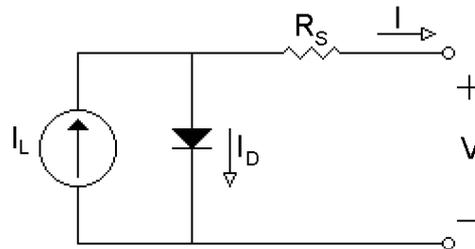


Fig. 4.8: Modelo de 4 parámetros.

Los parámetros del modelo (I_{LREF} , I_{0REF} , R_s y n) no se pueden determinar directamente a través de medidas físicas. Lo que pretende este procedimiento es calcular dichos valores a partir de los datos de catálogo del fabricante.

Para unas determinadas condiciones de funcionamiento G_T y T_c (G_T : Radiación global incidente, T_c : Temperatura de la célula), la ecuación corriente-tensión del modelo es:

$$I = I_L - I_0 \left(e^{\frac{q(V + I \cdot R_s)}{n k_B T_c}} - 1 \right) \quad (4.47)$$

- R_s y n tienen un valor constante y son característicos de la célula.
- El término I_L representa la fotocorriente que depende linealmente de la radiación incidente, de manera que puede determinarse como:

$$I_L = I_{LREF} \frac{G_T}{G_{TREF}} \quad (4.48)$$

donde I_{LREF} es la fotocorriente cuando la radiación incidente es G_{TREF} (1000 W/m^2).

- El término I_0 representa la corriente de saturación inversa del diodo del modelo y depende de la temperatura de la célula conforme a la siguiente ecuación:

$$I_0 = I_{0\text{REF}} \left(\frac{T_c}{T_{c\text{REF}}} \right)^3 \quad (4.49)$$

donde $I_{0\text{REF}}$ corresponde a la corriente de saturación inversa del diodo cuando la temperatura de la célula es $T_{c\text{REF}}$ (normalmente 298K).

De esta forma, conocidos los cuatro parámetros ($I_{L\text{REF}}$, $I_{0\text{REF}}$, R_s y n) se puede determinar, en cualquier condición de radiación y temperatura el punto de funcionamiento de la célula solar mediante un proceso iterativo (típicamente por el método de Newton-Raphson) ya que la ecuación resultante es implícita.

Queda únicamente establecer cómo determinar el valor de dichos parámetros a partir de los valores característicos de la célula solar suministrados por el fabricante. Los valores característicos necesarios corresponden a condiciones estándar ($G_T = G_{T\text{REF}} = 1000 \text{ W/m}^2$, $T_c = T_{c\text{REF}} = 298 \text{ K}$) y son:

$I_{sc\text{STC}}$: Corriente de cortocircuito.

$V_{oc\text{STC}}$: Tensión de circuito abierto.

$I_{mp\text{STC}}$: Corriente en el punto de máxima potencia.

$V_{mp\text{STC}}$: Tensión en el punto de máxima potencia.

μ_{Voc} : Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto.

μ_{isc} : Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito.

Para determinar los parámetros del modelo bastará con aplicar la ecuación general del modelo a las siguientes condiciones de trabajo:

- a) Célula en circuito abierto bajo condiciones estándar ($I=0$, $V=V_{oc\text{STC}}$, $G_T=G_{T\text{REF}}$, $T_c=T_{c\text{REF}}$):

$$0 = I_{L\text{REF}} - I_{0\text{REF}} \left(e^{\frac{q V_{oc\text{STC}}}{n k_B T_{c\text{REF}}}} - 1 \right) \quad (4.50)$$

- b) Célula en cortocircuito bajo condiciones estándar ($I=I_{sc\text{STC}}$, $V=0$, $G_T=G_{T\text{REF}}$, $T_c=T_{c\text{REF}}$):

$$I_{sc\text{STC}} = I_{L\text{REF}} - I_{0\text{REF}} \left(e^{\frac{q I_{sc\text{STC}} R_s}{n k_B T_{c\text{REF}}}} - 1 \right) \quad (4.51)$$

- c) Célula en el punto de máxima potencia bajo condiciones estándar ($I=I_{mpSTC}$, $V=V_{mpSTC}$, $G_T=G_{TREF}$, $T_c=T_{cREF}$):

$$I_{mpSTC} = I_{LREF} - I_{0REF} \left(e^{\frac{q(V_{mpSTC} + I_{mpSTC} R_s)}{n k_B T_{cREF}}} - 1 \right) \quad (4.52)$$

Se utilizan, además, las siguientes aproximaciones:

- La corriente I_0 es muy pequeña (del orden de 10^{-5} o 10^{-6} A) por lo que en general el término '1' en la ecuación del modelo (4.47) puede despreciarse.
- En cortocircuito, la corriente por el diodo del circuito equivalente es despreciable por lo que: $I_{LREF} \approx I_{scSTC}$.

Operando con las ecuaciones anteriores, y después de aplicar las simplificaciones descritas, se obtienen las siguientes expresiones que relacionan los parámetros a determinar con los valores característicos de la célula:

$$I_{LREF} = I_{scSTC} \quad (4.53)$$

$$I_{0REF} = \frac{I_{scSTC}}{e^{\frac{q V_{ocSTC}}{n k_B T_{cREF}}}} \quad (4.54)$$

$$n = \frac{q(V_{mpSTC} - V_{ocSTC} + I_{mpSTC} R_s)}{k_B T_{cREF} \ln\left(1 - \frac{I_{mpSTC}}{I_{scSTC}}\right)} \quad (4.55)$$

La cuarta ecuación necesaria se obtiene de calcular analíticamente el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto alrededor de T_{cREF} :

$$\left. \frac{\partial V_{oc}}{\partial T_c} \right|_{T_{cREF}} = \mu_{V_{oc}} = \frac{n k_B}{q} \left[\ln\left(\frac{I_{scSTC}}{I_{0REF}}\right) + \frac{T_{cREF} \cdot \mu_{I_{sc}}}{I_{scSTC}} - \left(3 + \frac{q \cdot \varepsilon_G}{n k_B T_{cREF}}\right) \right] \quad (4.56)$$

ε_G = Energía del GAP del semiconductor (1,12 eV).

Los parámetros se calculan entonces utilizando estas cuatro ecuaciones en un proceso iterativo hasta su convergencia.

B.2.- MODELO APLICADO 2.

Fue propuesto por Andreas Wagner [55]-[56] y constituye la base del equipo trazador de curvas para módulos fotovoltaicos PVPM de "pve-Photovoltaic

Engineering” [57]. Aunque utiliza el circuito equivalente del modelo convencional de 4 parámetros (figura 4.9), el componente R_{PV} no representa en este caso la resistencia en serie sino un componente ficticio denominado “resistencia fotovoltaica” que se trata como una resistencia eléctrica aunque puede tomar valores negativos.

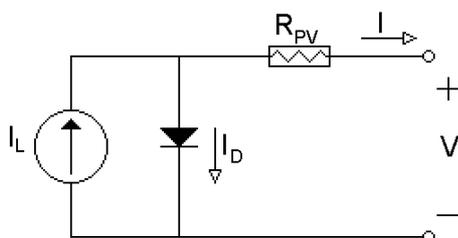


Fig: 4.9: Modelo de Wagner.

La ecuación del modelo será:

$$I = I_L - I_0 \left(e^{\frac{V + I \cdot R_{PV}}{v_T}} - 1 \right) \quad (4.57)$$

Nótese que en este caso no se utiliza el coeficiente n (factor de idealidad del diodo) y a cambio el término v_T es uno de los parámetros del modelo.

La exactitud de este modelo supera a la obtenida con el modelo convencional de “4 parámetros” y se aproxima a la del modelo de doble exponencial (dos diodos) pero con una configuración mucho más sencilla. Según el autor, se puede conseguir una exactitud del 1%, respecto de la potencia máxima, utilizando solo ecuaciones explícitas en el modelo.

Aún así, la principal ventaja de este procedimiento de modelado es que se pueden obtener las curvas I-V de la célula para cualquier condición de irradiancia y temperatura a partir, únicamente, de los valores característicos de la célula en condiciones estándar (STC) suministrados por el fabricante. Además, la determinación de los parámetros se puede hacer de manera directa (sin algoritmos iterativos) mediante un sencillo proceso que ofrece aún así una exactitud del 1%.

Se describe a continuación el procedimiento de modelado:

PASO 1: DATOS DE PARTIDA.

Para ingresar en el algoritmo será necesario partir únicamente de los valores característicos de la célula solar determinados en condiciones estándar (STC: $G_T=1000 \text{ W/m}^2$, $T_c=25 \text{ }^\circ\text{C}$, $AM=1,5$): I_{scSTC} , V_{ocSTC} , I_{mpSTC} y V_{mpSTC} .

PASO 2: DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DEL MODELO EN CONDICIONES ESTÁNDAR

A partir de la información anterior se determinan los parámetros del modelo que describen su funcionamiento en condiciones estándar ($I_{L\text{ REF}}$, $I_{0\text{ REF}}$, $V_{T\text{ REF}}$, $R_{PV\text{ REF}}$) mediante la siguiente secuencia de operaciones:

$$M_{oc} = \frac{V_{ocSTC}}{I_{scSTC}} \left(k1 \frac{I_{mpSTC} \cdot V_{mpSTC}}{I_{scSTC} \cdot V_{ocSTC}} + k2 \frac{V_{mpSTC}}{V_{ocSTC}} + k3 \frac{I_{mpSTC}}{I_{scSTC}} + k4 \right) \quad (4.58)$$

donde: $k = (k1; k2; k3; k4) = (-5,411; 6,450; 3,417; -4,422)$.

$$R_{PV\text{ REF}} = -M_{oc} \frac{I_{scSTC}}{I_{mpSTC}} + \frac{V_{mpSTC}}{I_{mpSTC}} \left(1 - \frac{I_{scSTC}}{I_{mpSTC}} \right) \quad (4.59)$$

$$V_{T\text{ REF}} = -(M_{oc} + R_{PV\text{ REF}}) I_{scSTC} \quad (4.60)$$

$$I_{0\text{ REF}} = I_{scSTC} e^{\frac{-V_{ocSTC}}{V_{T\text{ REF}}}} \quad (4.61)$$

$$I_{L\text{ REF}} = I_{scSTC} \quad (4.62)$$

M_{oc} representa la pendiente de la curva I-V de la célula en circuito abierto (STC):

$$\left(M_{oc} = \frac{dI}{dV} \Big|_{I=0} \right) \quad (4.63)$$

Si se pudiera obtenerse M_{oc} de la información inicial del fabricante con suficiente exactitud, se emplearía en el algoritmo en lugar de la determinación aproximada que se ha propuesto.

PASO 3: DETERMINACIÓN DE LA ECUACIÓN DE LA CURVA I-V EN CONDICIONES ESTÁNDAR.

$$I = I_{L\text{ REF}} - I_{0\text{ REF}} \left(e^{\frac{V + I \cdot R_{PV\text{ REF}}}{V_{T\text{ REF}}}} - 1 \right) \quad (\text{ecuación implícita}) \quad (4.64)$$

o bien:

$$V = V_{T\text{ REF}} \cdot \ln \left(\frac{I_{L\text{ REF}} - I + I_{0\text{ REF}}}{I_{0\text{ REF}}} \right) - I \cdot R_{PV\text{ REF}} \quad (\text{ecuación explícita}) \quad (4.65)$$

PASO 4: DETERMINACIÓN DE LA ECUACIÓN DE LA CURVA I-V PARA CUAQUIER VALOR DE IRRADIANCIA Y TEMPERATURA.

El procedimiento es similar al descrito para condiciones estándar salvo que en este caso los datos de partida deberán ser los valores característicos de la célula en condiciones no estándar: I_{sc} , V_{oc} , I_{mp} y V_{mp} correspondientes a las condiciones G_T y T_c cualesquiera. Dichos valores pueden obtenerse a partir de la información del fabricante en condiciones estándar mediante las siguientes ecuaciones de transformación:

$$I_{sc} = I_{scSTC} \frac{G_T}{G_{TREF}} \quad (4.66)$$

$$I_{mp} = I_{mpSTC} \frac{G_T}{G_{TREF}} \quad (4.67)$$

$$V_{mp} = \frac{V_{mpSTC}}{1 + \mu_P (T_{cREF} - T_c)} + V_{TREF} \frac{T_c}{T_{cREF}} \ln \left(\frac{G_T}{G_{TREF}} \right) - I_{mpSTC} R_{PVREF} \left(\frac{G_T}{G_{TREF}} - 1 \right) \quad (4.68)$$

$$V_{oc} = V_{ocSTC} \frac{V_{mp}}{V_{mpSTC}} \quad (4.69)$$

donde μ_P es el coeficiente de temperatura de la potencia de la célula que habitualmente es determinado por el fabricante. En todo caso, puede emplearse el siguiente valor típico para el silicio cristalino: $\mu_P = -0,0044 \text{ K}^{-1}$.

4.3.2. MODELOS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO.

Hasta ahora se han presentado modelos matemáticos que permiten reproducir el funcionamiento de una célula fotovoltaica, ideal o real, con cierto grado de aproximación. Sin embargo, el elemento unitario en el diseño de instalaciones fotovoltaicas no es la célula sino el módulo fotovoltaico, formado por la asociación en serie y/o en paralelo de múltiples células empaquetadas en una misma estructura con dos únicos terminales de salida (Figura 4.10).

Los módulos incluyen además unos diodos de protección, colocados en paralelo con cada grupo de 18 o 20 células en serie, que actúan de *by-pass* en el caso de que, por alguna causa, el grupo de células deje de generar (rotura, sombreado, punto caliente, etc).

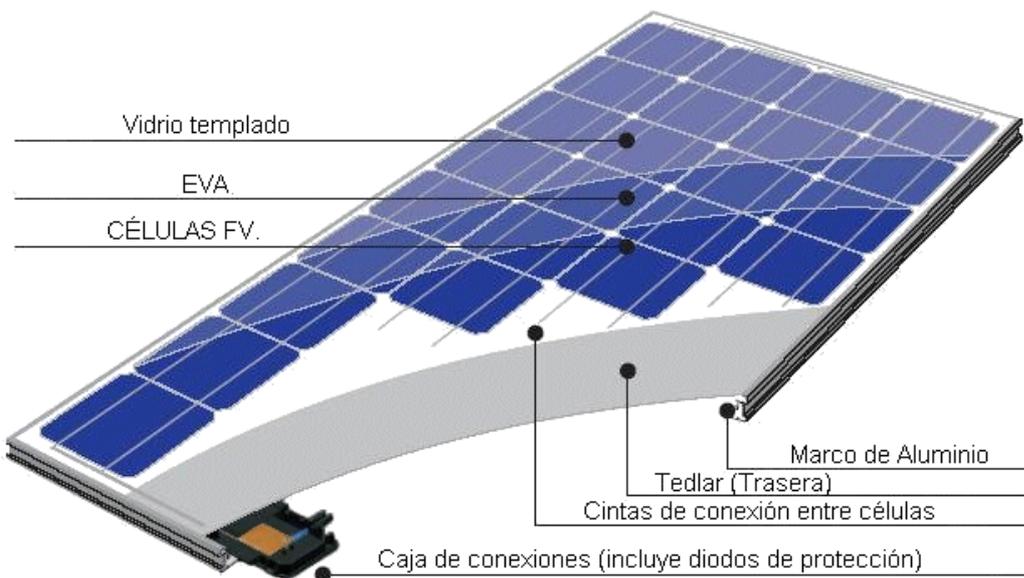


Fig: 4.10: Esquema general de un módulo fotovoltaico.

Habitualmente se emplean dos formas de abordar el modelado de los paneles fotovoltaicos:

OPCIÓN 1:

Se considera que los módulos están formados por células perfectamente iguales sometidas, todas ellas, a la misma irradiancia y temperatura.

De esta forma, el modelo del panel es equivalente al de las células aplicando los necesarios multiplicadores en función del número de células conectadas en serie y en paralelo para formar el módulo fotovoltaico.

Partiendo del modelo de célula de “4 parámetros” (4.44), el modelo de un módulo formado por la conexión en paralelo de N_p ramas de N_s células en serie cada una, quedaría:

$$I_{MOD} = N_p \left[I_L - I_0 \left(e^{\frac{q \left(\frac{V_{MOD}}{N_s} + \frac{I_{MOD} \cdot R_s}{N_p} \right)}{n k_B T_c}} - 1 \right) \right] \quad (4.70)$$

donde: I_{MOD} = Corriente del módulo.

V_{MOD} = Tensión del módulo.

En el caso de incluir la resistencia en paralelo en el modelo de la célula (ecuación 4.43), la expresión de la corriente del módulo fotovoltaico quedaría:

$$I_{MOD} = Np \left[I_L - I_0 \left(e^{\frac{q \left(\frac{V_{MOD}}{Ns} + \frac{I_{MOD} \cdot R_s}{Np} \right)}{n k_B T_c}} - 1 \right) - \frac{V_{MOD} + I_{MOD} \cdot R_s}{R_p} \right] \quad (4.71)$$

OPCIÓN 2:

Se trata en este caso de aplicar los modelos de la célula a todo el módulo fotovoltaico. Para ello se han de determinar los valores característicos del módulo completo, en condiciones estándar, mediante ensayos de caracterización adecuados (simulador solar, etc) y aplicar la ecuación del modelo de la célula al módulo completo.

Se pueden utilizar para ello los *modelos aplicados* analizados en el apartado anterior. En este caso, las ecuaciones empleadas serían las mismas pero los parámetros de modelo se calcularían a partir de los valores característicos del módulo.

Por ejemplo, en el modelo de Wagner:

$$I_{MOD} = I_L - I_0 \left(e^{\frac{V_{MOD} + I_{MOD} \cdot R_{PV}}{v_T}} - 1 \right) \quad (4.72)$$

Los parámetros del modelo del módulo solar se determinarían a partir de los valores característicos del módulo (I_{sc} , V_{oc} , I_{mp} , V_{mp}) del mismo modo que en el caso de la célula:

$$R_{PV} = -M_{oc} \frac{I_{sc}}{I_{mp}} + \frac{V_{mp}}{I_{mp}} \left(1 - \frac{I_{sc}}{I_{mp}} \right) \quad (4.73)$$

$$v_T = -(M_{oc} + R_{PV}) I_{sc} \quad (4.74)$$

$$I_0 = I_{sc} e^{\frac{-V_{oc}}{v_T}} \quad (4.75)$$

$$I_L = I_{sc} \quad (4.76)$$

Las dos opciones de modelado de los módulos fotovoltaicos analizadas requieren que todas las células trabajen a la misma temperatura y que reciban la misma irradiancia. En la práctica, el requisito de irradiancia común se cumple fácilmente, pero el de temperatura común es más difícil de satisfacer y pueden encontrarse diferencias de hasta 5 o 6 grados entre las células de un módulo correcto, más aún con la presencia de viento.

No obstante, para realizar una estimación previa de resultados mediante simulación, los modelos propuestos ofrecen un grado de aproximación suficiente.

4.3.3. MODELOS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.

El objetivo último que se pretende es modelar el generador fotovoltaico completo que alimenta la instalación analizada. Para ello, las posibilidades de modelado pasan por las siguientes opciones:

OPCIÓN 1: Considerar que todos los módulos son iguales y se comportan de acuerdo con sus valores nominales, proporcionados por el fabricante en su hoja de características.

Las ecuaciones del modelo del generador se obtienen a partir de las del módulo aplicando los necesarios multiplicadores en función de sus conexiones serie/paralelo. El modelo determinado de esta forma sería muy fácil de implementar pero estaría afectado de limitaciones evidentes que comprometerían su exactitud:

- a) La tolerancia de los valores característicos ofrecidos por los fabricantes es, en general, del 5%, y en la práctica, los valores reales estimados mediante ensayos indican con frecuencia diferencias todavía superiores a esa cota [58].
- b) Las características de los módulos que integran un generador real son diferentes entre si y esas diferencias pueden llegar a ser significativas, sobre todo si el generador está formado por un número elevado de módulos (*mismatch*).
- c) En una instalación real no todos los módulos trabajan a la misma temperatura, bien porque generen distinta potencia (la diferencia de características entre ellos hace que no todos trabajen en el mismo punto de la curva I-V) o bien porque su ubicación en la estructura del generador condicione sus posibilidades de evacuación de calor (generalmente los módulos en los extremos del bastidor disipan mejor que los módulos centrales y los módulos superiores mejor que los inferiores, debido al viento).

Aún así, como el propósito del estudio es comparar una instalación convencional con otra modificada, es decir, se trata de obtener resultados relativos sin que los absolutos tengan demasiada importancia, el hecho de utilizar el mismo modelo de generador en ambos casos haría que las conclusiones fueran válidas aunque los resultados absolutos no tuvieran demasiada exactitud.

OPCIÓN 2: Frecuentemente, los fabricantes acompañan a los módulos fotovoltaicos con un informe que recoge, para cada uno de ellos, los resultados de un “*flash-test*” realizado a la salida de la fábrica. Podría modelarse cada uno de los módulos con esos valores característicos particulares y determinar la tensión y la corriente del generador completo en función de la asociación serie/paralelo de dichos módulos.

La principal dificultad de esa forma de hacer radica en la complejidad del cálculo asociado al modelo, sobre todo cuando el número de módulos es elevado. La determinación del punto de máxima potencia del conjunto de los módulos del generador, que se supone que será el punto en el que trabaje el inversor en función de su algoritmo MPPT, requeriría, en el caso de la simulación, la ejecución de un procedimiento iterativo anidado por encima de los procesos iterativos asociados al modelo particular de cada uno de los módulos para determinar su posible punto de funcionamiento.

Por otra parte, las características de los módulos fotovoltaicos obtenidas en los simuladores solares tipo *flash* no representan totalmente su funcionamiento a sol real [59], por lo que la mejora de exactitud no sería sustancial comparado con el aumento del tiempo de procesado.

OPCIÓN 3: Se puede partir de los valores característicos de un dispositivo fotovoltaico (I_{sc} , V_{oc} , I_{mp} , V_{mp}) determinados mediante ensayos *outdoor* (sol real) para el generador fotovoltaico completo y aplicar sobre ellos uno de los modelos prácticos analizados en apartados anteriores.

Esta opción ofrecería un modelo de fácil implementación cercano a la instalación real que se pretende simular, si bien no está exento de inexactitudes motivadas por:

- a) La temperatura de todos los módulos durante el ensayo no es la misma, luego el proceso de extrapolación a condiciones estándar de los valores medidos estará afectado por un cierto error.
- b) Las curvas obtenidas corresponden a la contribución aditiva de las curvas de los módulos reales que forman el generador, que no son exactamente iguales, por lo que la característica resultante puede no responder exactamente a la definida por el modelo.
- c) El proceso de ensayo con luz natural y la posterior extrapolación a condiciones estándar conlleva errores superiores al 1%, que puede llegar hasta el 5% en función de la separación existente entre las condiciones de ensayo y las condiciones estándar ($G_T = 1000\text{W/m}^2$, $T_c = 25\text{ }^\circ\text{C}$, $AM = 1,5$).

De cualquier manera, como se comentó al hilo de la opción 1, los resultados absolutos no tienen tanta importancia como la comparación del funcionamiento de las dos instalaciones que utilizan el mismo generador fotovoltaico.

4.3.4. OPCIÓN ELEGIDA Y JUSTIFICACIÓN.

Se ha decidido reproducir en el modelo utilizado en la simulación las características de funcionamiento de la instalación real que se utilizará para la verificación del prototipo. En esta, el generador fotovoltaico está formado por dos ramas de 18 módulos solares de $150 W_p$, hasta completar un total de $5400 W_p$ nominales. Los valores característicos de los módulos empleados, según la hoja de datos del fabricante, son:

Potencia máxima	$P_{FV-MÁX}$	$150 W_p \pm 5\%$
Corriente de máxima potencia	I_{mpSTC}	8,7 A
Tensión de máxima potencia	V_{mpSTC}	17,3 V
Corriente de cortocircuito	I_{scSTC}	9,3 A
Tensión de circuito abierto	V_{ocSTC}	21,6 V

Tabla 4.2: Valores característicos de los módulos empleados.

Se ha decidido utilizar la opción 3 de las descritas en el apartado anterior para generar un modelo que se aproxime suficientemente a la planta real. Para ello se solicitó a CIEMAT que ensayara el generador fotovoltaico y con los valores característicos reales se construyó el modelo utilizando el método de Wagner (Modelo Aplicado 2). Los resultados del ensayo de CIEMAT [60] sobre el generador fotovoltaico fueron:

Potencia máxima	$P_{FV-MÁX}$	5072 W_p
Corriente de máxima potencia	I_{mpSTC}	16,66 A
Tensión de máxima potencia	V_{mpSTC}	304,3 V
Corriente de cortocircuito	I_{scSTC}	19,00 A
Tensión de circuito abierto	V_{ocSTC}	387,7 V

Tabla 4.3: Valores característicos de la planta prototipo: Reales.

Si se hubiera modelado el generador considerando todos los módulos iguales con sus valores nominales, los resultados habrían sido los mostrados en el siguiente cuadro:

Potencia máxima	$P_{FV-MÁX}$	5400 W _P
Corriente de máxima potencia	I_{mpSTC}	17,40 A
Tensión de máxima potencia	V_{mpSTC}	311,4 V
Corriente de cortocircuito	I_{scSTC}	18,60 A
Tensión de circuito abierto	V_{ocSTC}	388,8 V

Tabla 4.4: Valores característicos de la planta prototipo: Extrapolados.

Para comprobar la calidad del modelo se simuló la curva I-V del generador en condiciones estándar y se comparó con la curva extrapolada incluida en el informe de CIEMAT. La siguiente gráfica superpone ambas características para su comparación:

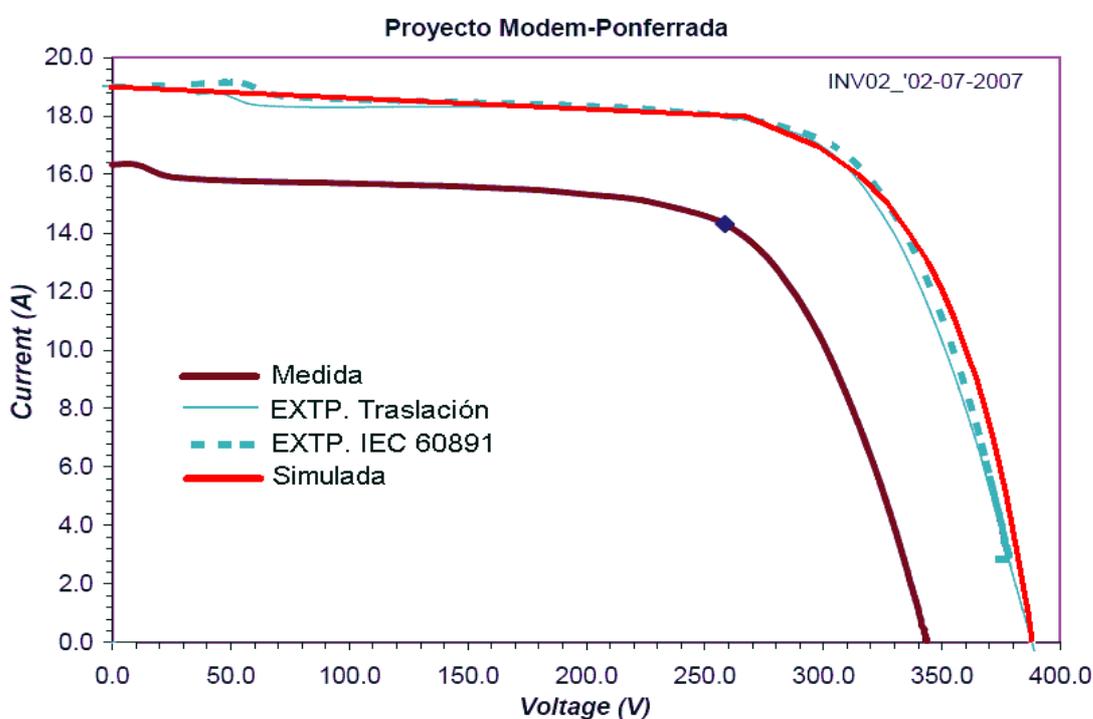


Fig: 4.11: Comparación curvas real-simulada del generador fotovoltaico.

Se muestran en la gráfica las siguientes curvas:

MEDIDA: Valores medidos durante la realización del ensayo.

EXTP. TRASLACIÓN: Extrapolación de los valores medidos a condiciones STC mediante el método de traslación de puntos.

EXTP. IEC60891: Extrapolación de los valores medidos a condiciones STC mediante el método de la norma IEC-60891.

SIMULADA: Curva construida con el modelo diseñado a partir de los valores STC del generador.

En la gráfica se observa que el modelo reproduce suficientemente bien el comportamiento del generador fotovoltaico y será el que se utilice en la simulación del sistema.

4.4. MODELO DEL INVERSOR.

La instalación que se pretende simular dispondrá de un inversor encargado de transformar la energía en continua generada por los módulos fotovoltaicos a potencia alterna inyectada en la red. Habitualmente la conversión se realiza en dos etapas:

- Una primera etapa ejecutada por un convertidor CC/CC cuya principal misión es llevar al generador fotovoltaico al punto en el que su potencia sea máxima (funcionamiento MPPT) mientras ofrece a la segunda etapa un nivel de tensión adecuado.
- Una segunda etapa realizada con un convertidor CC/CA (o inversor propiamente dicho) que es el encargado de inyectar la energía a la red en forma de potencia alterna.

Entre ambas etapas se colocará un “link” de continua formado por un condensador para responder a los transitorios del sistema.

La conversión de energía estará caracterizada por la eficiencia instantánea del convertidor, definida como la relación entre la potencia alterna inyectada en la red y la potencia continua procedente del generador fotovoltaico en cada instante:

$$\eta_{\text{CONV}} = \frac{P_{\text{AC}}}{P_{\text{CC}}} \quad (4.77)$$

La eficiencia de un inversor práctico no adopta un valor constante sino que varía de manera no lineal con la potencia a convertir. La gráfica de la figura 4.12 representa una curva de rendimiento típica de un inversor comercial.

Es habitual modelar las pérdidas de los inversores como la suma de tres componentes [61]:

- Las pérdidas de vacío: K_0 .
- Las pérdidas lineales con la corriente (caídas de tensión en diodos, transistores, ...): $K_1 \cdot P_{\text{AC}}$.
- Las pérdidas cuadráticas con la corriente (resistencias, etc.): $K_2 \cdot P_{\text{AC}}^2$.

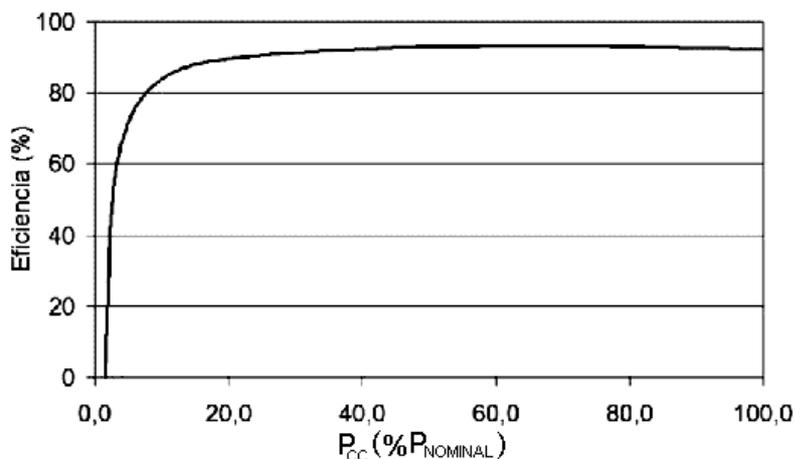


Fig: 4.12: Curva típica de eficiencia de un inversor comercial.

De esta forma se puede escribir:

$$P_{CC} = P_{AC} + (K_0 + K_1 \cdot P_{AC} + K_2 \cdot P_{AC}^2) \quad (4.78)$$

Expresando las potencias en valor relativo frente a la potencia nominal del inversor (P_{INV}) la expresión anterior queda:

$$P_{in} = P_{out} + k_0 + k_1 \cdot P_{out} + k_2 \cdot P_{out}^2 \quad (4.79)$$

donde:

$$P_{in} = \frac{P_{CC}}{P_{INV}}; \quad P_{out} = \frac{P_{AC}}{P_{INV}} \quad (4.80)$$

$$k_0 = \frac{K_0}{P_{INV}}; \quad k_1 = K_1; \quad k_2 = K_2 \cdot P_{INV}^2 \quad (4.81)$$

La eficiencia instantánea de un inversor puede expresarse entonces como:

$$\eta_{CONV} = \frac{P_{out}}{P_{out} + k_0 + k_1 \cdot P_{out} + k_2 \cdot P_{out}^2} \quad (4.82)$$

que corresponde a la expresión de Schmidt [62]. Los coeficientes k_0 , k_1 y k_2 son adimensionales y se pueden calcular experimentalmente midiendo la eficiencia del inversor para un conjunto de valores diferentes de la potencia de entrada. A modo de valores típicos se pueden utilizar: $k_0 = 0,02$; $k_1 = 0,025$ y $k_2 = 0,08$.

Se podría expresar también la eficiencia del inversor en función de la potencia de entrada en vez de la potencia de salida:

$$\eta_{\text{CONV}} = 1 - \frac{P_L}{P_{\text{in}}} = \frac{P_{\text{in}} - P_L}{P_{\text{in}}} \quad (4.83)$$

donde: P_L = Pérdidas normalizadas del inversor ($P_{\text{PÉRDIDAS}}/P_{\text{INV}}$).

Las pérdidas P_L pueden expresarse de nuevo en función de 3 coeficientes relacionados con las pérdidas de vacío, las lineales y las cuadráticas:

$$P_L = k'_0 + k'_1 \cdot P_{\text{in}} + k'_2 \cdot P_{\text{in}}^2 \quad (4.84)$$

cuyos valores correspondientes a los considerados como típicos anteriormente serían: $k'_0 = 0,02$; $k'_1 = 0,029$ y $k'_2 = 0,059$.

Alternativamente, para un inversor concreto se puede obtener experimentalmente su curva de eficiencia en función de la potencia de entrada y utilizar esa característica empírica mediante una aproximación polinómica adecuada o mediante una aproximación lineal por tramos. Se consigue de esta forma una mejor similitud entre el modelo y el convertidor real ya que se utilizan más puntos de referencia para elaborarlo.

El modelo del convertidor que se utilizará en la simulación en posteriores capítulos se construyó utilizando una aproximación por tramos rectos de la curva de eficiencia obtenida en el laboratorio para el inversor real utilizado en la planta prototipo. Los puntos de referencia se tomaron por simple observación de la curva real con el fin de obtener suficiente similitud entre esta y la aproximación lineal por tramos. La curva y los puntos empleados se muestran en la siguiente figura.

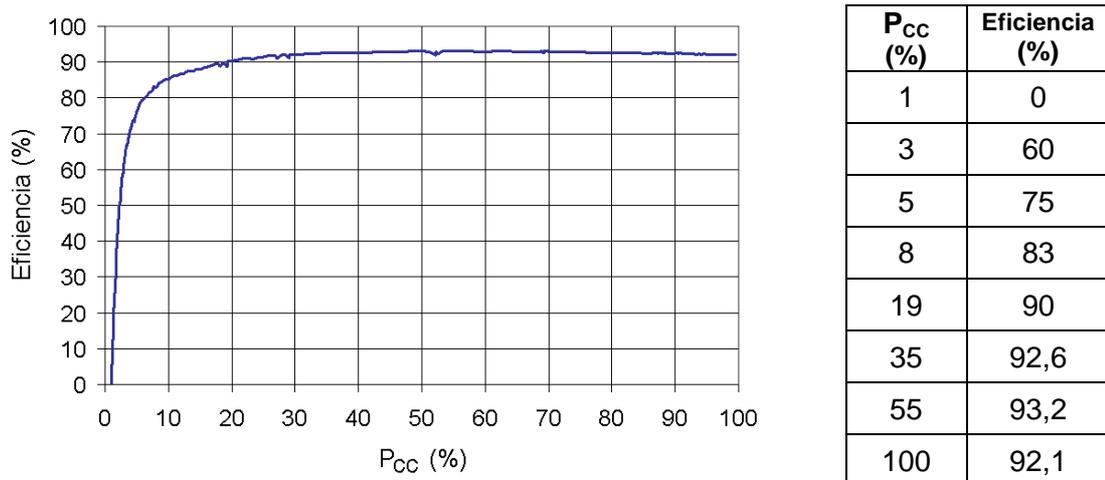


Fig. 4.13: Curva empírica de eficiencia del inversor de la planta prototipo.

Tomando como referencia los puntos anteriores, correspondientes a la curva real, se han trazado los tramos lineales que la aproximan, representados en rojo en la siguiente figura:

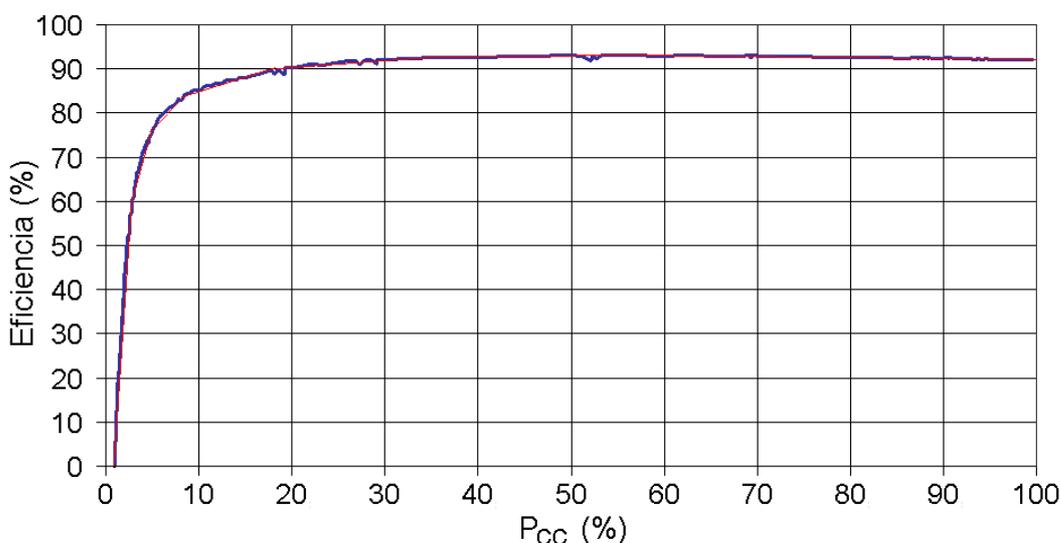


Fig: 4.14: Aproximación lineal por tramos de la curva empírica de eficiencia del inversor del prototipo.

En la siguiente tabla se incluye las ecuaciones que permiten obtener la potencia alterna de salida del inversor en función de la potencia de entrada para cada uno de los tramos.

TRAMO:	P _{CC} (%) entre:		$P_{AC} (%) = P_{CC} (%) \cdot \frac{\eta(%)}{100}$
1	0 %	1 %	$P_{AC} = 0$
2	1 %	3 %	$P_{AC} = 0,3 P_{CC}^2 - 0,3 P_{CC}$
3	3 %	5 %	$P_{AC} = 0,075 P_{CC}^2 + 0,375 P_{CC}$
4	5 %	8 %	$P_{AC} = 0,0267 P_{CC}^2 + 0,6167 P_{CC}$
5	8 %	19 %	$P_{AC} = 0,00636 P_{CC}^2 + 0,779 P_{CC}$
6	19 %	35 %	$P_{AC} = 1,625 \cdot 10^{-3} P_{CC}^2 + 0,869 P_{CC}$
7	35 %	55 %	$P_{AC} = 3 \cdot 10^{-4} P_{CC}^2 + 0,9155 P_{CC}$
8	55 %	100%	$P_{AC} = -2,44 \cdot 10^{-4} P_{CC}^2 + 0,9454 P_{CC}$
9	superior a 100%		$P_{AC} = 0,921 \cdot P_{INV}$

Tabla 4.5: Ecuaciones de la aproximación lineal de la curva de eficiencia.

Si la potencia de entrada al inversor fuera superior a la nominal, este ofrecería a su salida un valor constante correspondiente a la potencia de entrada nominal. En estos casos, los inversores dejan de ejecutar el algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia y limitan su valor de salida. Si el exceso fuera muy importante incluso el inversor se desconectaría por seguridad, como ocurre en el dispositivo utilizado en la planta prototipo.

4.5. MODELO DE PÉRDIDAS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

Como otro paso previo a la simulación es necesario modelar las pérdidas asociadas a los distintos elementos del sistema. Se presentan a continuación los principales factores de pérdidas energéticas y se valora su peso sobre la producción.

4.5.1. FACTORES DE PÉRDIDAS EN UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

Se enumeran a continuación los factores más importantes que provocan la disminución de la producción teórica de una instalación solar fotovoltaica [63] y cuyo peso conjunto puede alcanzar el 20 o el 30% de la producción total estimada:

a) Pérdidas por la tolerancia de la potencia nominal.

Los valores de potencia pico de los módulos fotovoltaicos comerciales no son exactos sino que presentan una dispersión que el fabricante valora en un $\pm 3\%$ o un $\pm 5\%$, típicamente, derivado del mismo proceso de fabricación. Es habitual [64] que al ensayar series de módulos de algunos fabricantes, todos ellos, o al menos la inmensa mayoría de los módulos, presenten valores de potencia dentro de la banda de tolerancia pero por debajo del valor nominal, cuando no, ligeramente por debajo del límite inferior del intervalo de tolerancia. Es decir, la potencia real de un campo fotovoltaico se sitúa, en general, por debajo de su valor nominal, luego su producción será más reducida que la esperada a partir de los valores nominales.

b) Pérdidas por “mismatch” o de conexionado.

Teóricamente, todos los módulos de un campo fotovoltaico deberían trabajar en su punto de máxima potencia en cada situación, pero debido a la dispersión de sus parámetros, no todos ellos tienen su punto de máxima potencia para los mismos valores de tensión y de corriente. Esto hace que, cuando se conectan en series en las que todos los módulos ofrecen la misma corriente, no todos trabajan en su punto de máxima potencia, luego su producción es inferior a la esperada. Otro tanto puede decirse respecto a la tensión, ya que todas las series conectadas en paralelo deben trabajar a la misma tensión, determinada por el inversor.

Este efecto es tanto más significativo cuanto mayor es la potencia del campo fotovoltaico que se conecta a un único inversor, como es el caso de las

instalaciones con inversores centrales de 50KW, 100KW o incluso superiores.

c) **Pérdidas por polvo y suciedad.**

Se refiere a la pérdida de producción debida al depósito de polvo o suciedad en la superficie de los módulos fotovoltaicos. Se incluye en este apartado tanto la presencia de una suciedad uniforme que reduce la eficiencia energética de los módulos, como la suciedad localizada (como puede ser el caso de excrementos de aves) que pueden dar lugar a la aparición de puntos calientes, con la correspondiente pérdida de producción del módulo y su efecto sobre el resto de la serie.

d) **Pérdidas angulares.**

Cuando los rayos solares no inciden perpendicularmente sobre los módulos fotovoltaicos, se producen fenómenos de reflexión y absorción en las capas por encima de las células solares (vidrio, encapsulante y capa antireflectante) que reducen la incidencia final de la radiación solar y, por tanto, su transformación en energía eléctrica. Las pérdidas angulares se incrementan, además, con el grado de suciedad.

e) **Pérdidas espectrales.**

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico se establece en condiciones estándar que incluyen una distribución normalizada del espectro de la luz solar (AM 1,5), pero durante su periodo de trabajo normal la composición espectral de la luz del sol cambia con las condiciones de la atmósfera. Por otro lado, los dispositivos fotovoltaicos son espectralmente selectivos, es decir, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro de la radiación incidente. Por lo tanto, la variación del espectro solar respecto del normalizado hace que la eficiencia de la conversión energética se reduzca respecto a lo esperado a tenor de los valores nominales del módulo.

Este efecto es especialmente importante en los módulos de silicio amorfo, más que en los de silicio cristalino, ya que los primeros tienen una respuesta espectral más estrecha.

f) **Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado.**

Se refiere a las pérdidas energéticas producidas por efecto Joule en los conductores que transportan la corriente eléctrica generada, tanto en su forma continua (desde el generador fotovoltaico al inversor) como en su forma alterna (desde el inversor hasta el contador de salida). Un correcto

dimensionado de la longitud y sección de estos conductores reducirá estas pérdidas a valores aceptables.

g) **Pérdidas por temperatura.**

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico se determina cuando sus células se encuentran a 25 °C. En la práctica, la temperatura de trabajo de las células será bastante superior, por lo que la potencia producida se reducirá respecto de su valor pico. Típicamente la potencia se reduce en un 0,4% por cada grado en que la temperatura de la célula supere los 25 °C.

h) **Pérdidas por el rendimiento del convertidor CC/CA.**

Como ya se indicó, el rendimiento del inversor no es del 100%, lo que implica la existencia de determinadas pérdidas asociadas a la conversión de la energía eléctrica.

i) **Pérdidas por la eficiencia del algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia.**

En las plantas fotovoltaicas conectadas a la red los inversores disponen de un algoritmo que modifica la tensión de su entrada (y consecuentemente la tensión de las series del campo fotovoltaico) para buscar aquel punto de funcionamiento que haga máxima la potencia producida por el generador fotovoltaico. Dicho punto de funcionamiento cambia con la irradiancia y la temperatura por lo que el algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia (MPPT) es ejecutado de forma continua por el inversor. Ahora bien, no en todos los inversores comerciales el algoritmo es igual de eficiente y lleva al generador fotovoltaico a su verdadero punto de máxima potencia en cada situación, sobre todo en horas de baja irradiancia (amanecer y anochecer) y días con nubosidad variable.

j) **Pérdidas por sombreado del generador fotovoltaico.**

Ocurre con cierta frecuencia que para optimizar la densidad de potencia fotovoltaica instalada en una determinada parcela se admite la existencia de pequeñas sombras (típicamente en las primeras o últimas horas del día) sobre los módulos del generador fotovoltaico provocadas por algún elemento circundante a la instalación o bien por otros módulos de la misma instalación. Esta situación es más habitual cuando la instalación fotovoltaica se ubica en la cubierta de un edificio en un entorno urbano.

Las sombras no solo producen una reducción de irradiancia sobre el módulo

afectado, sino también efectos de *mismatch* en toda la serie, incluso en todo el campo.

4.5.2. ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS EN LA SIMULACIÓN.

Se indica en ese apartado cómo se contabilizarán los distintos factores de pérdidas en las simulaciones a realizar sobre el sistema.

- Las pérdidas por tolerancia en la potencia nominal y por *mismatch* ya están contempladas en el modelo utilizado para el generador fotovoltaico ya que este se construyó a partir de valores reales del campo fotovoltaico, afectados ya por estos factores de pérdidas. Deberían haberse tenido en cuenta si el modelo del generador fotovoltaico se hubiera elaborado a partir de los valores nominales incluidos en las hojas de características de los fabricantes.
- Las pérdidas por temperatura ya se contemplan en el modelo meteorológico que ofrece la temperatura ambiente y la temperatura de la célula en función de esta y la irradiancia, y en el modelo del generador fotovoltaico que establece su curva de funcionamiento I-V en función de la irradiancia y la temperatura de la célula.
- Las pérdidas por el rendimiento del convertidor se incluyen en el modelo del inversor.
- Las pérdidas por suciedad (L_{SUC}) pueden estimarse entre un 1,5% y un 2,5% en condiciones normales, salvo defectos puntuales (puntos calientes en algún módulo). En el modelo de pérdidas se incluirán con un peso del 2%.
- Las pérdidas por reflexión en una instalación fija con orientación sur e inclinación óptima pueden estimarse entre el 3% y el 4% [65], y las debidas al efecto espectral entre el 1% y el 2%. En el modelo de pérdidas se incluirán de un modo conjunto (L_{RE}) con un peso del 5%.
- Las pérdidas por caídas óhmicas en el cableado de continua (L_{RCC}) deben ser inferiores al 1% de acuerdo con las indicaciones del Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE) [66], por lo que se estimarán como un 0,5%.
- El rendimiento del algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia puede tener en inversores comerciales valores muy diferentes [67]. Los valores típicos están en el rango del 96%, en días despejados, al 94% en días con nubes y claros. En el modelo de pérdidas se estimará esta

componente (L_{MPPT}) en un 5%, constante para todos los días.

- Las pérdidas por sombreado, en principio, no se incluirán en el modelo de pérdidas utilizado en la simulación ya que la instalación utilizada como prototipo no está afectada por este problema.

Todos los componentes de pérdidas anteriores se aplicarán sobre la energía procedente del generador fotovoltaico (P_{CC-gen}) para determinar la energía que llega al inversor (P_{CC-inv}).

$$P_{CC-inv} = P_{CC-gen} \left(1 - \frac{L_{SUC}}{100}\right) \left(1 - \frac{L_{RE}}{100}\right) \left(1 - \frac{L_{RCC}}{100}\right) \left(1 - \frac{L_{MPPT}}{100}\right) \quad (4.85)$$

donde:

$$L_{SUC} = 2\%;$$

$$L_{RE} = 5\%;$$

$$L_{RCC} = 0,5\%;$$

$$L_{MPPT} = 5\%;$$

4.6. MODELO DE LOS ULTRACONDENSADORES.

La literatura ofrece numerosos modelos para describir el comportamiento de los ultracondensadores o condensadores electroquímicos de doble capa (EDLC), incluyendo modelos físicos basados en la estructura del dispositivo y modelos basados en su comportamiento eléctrico.

El modelo teórico propuesto por Belhachemi, Raël y Davat [68] describe el ultracondensador como una línea de transmisión con capacidades variables con la tensión, de acuerdo al esquema de la figura 4.15. El valor de las resistencias en el modelo dependen de factores constructivos tales como:

- Resistencia del material de los electrodos.
- Resistencia del electrolito.
- Anchura de los poros.
- Porosidad de la membrana.
- Calidad de la conexión electrodo-colector.

El modelo permite describir fenómenos característicos de los EDLC como son

su comportamiento no lineal (cuando son cargados con corrientes constantes, su tensión no sigue una evolución perfectamente lineal) y la redistribución de carga, que condiciona su comportamiento dinámico.

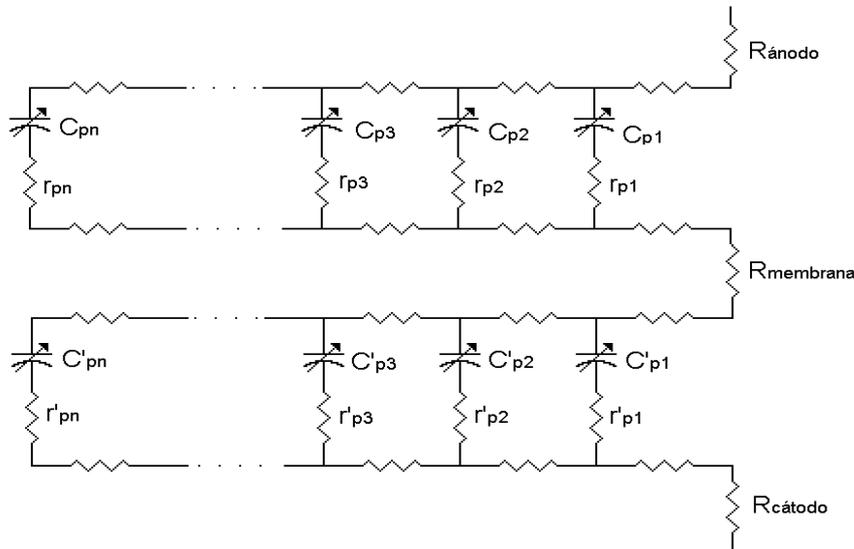


Fig: 4.15: Modelo físico del ultracondensador de Doble Capa.

Los principales inconvenientes del modelo anterior son:

- Utiliza muchos parámetros.
- Los valores de los componentes del modelo son difíciles de determinar para un dispositivo concreto.
- El modelo es poco práctico a la hora de la simulación, sobre todo si se emplean varios ultracondensadores en conexiones serie/paralelo.

Por esas razones se han propuesto otros modelos más sencillos que hagan viable la simulación de estos componentes, sobre todo formando parte de otros sistemas superiores.

El modelo más sencillo, mostrado en la figura 4.16, incluye los parámetros más importantes desde el punto de vista de su aplicación en ingeniería [69]:

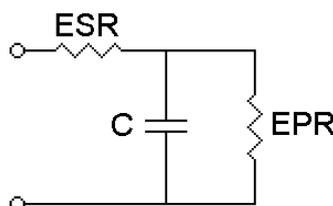


Fig: 4.16: Modelo básico del ultracondensador de Doble Capa.

- Resistencia serie equivalente, ESR.
- Resistencia equivalente en paralelo, EPR.
- Capacidad global, C.

La resistencia serie es importante durante la carga y descarga porque modela las pérdidas que causarán el calentamiento interno del condensador. Será también la causa de la caída de tensión interna del condensador durante su descarga. La resistencia en paralelo influirá sobre todo en el mantenimiento de la carga a largo plazo. Los parámetros de este modelo son los que ofrecen los fabricantes en las hojas características de sus ultracondensadores.

Sin embargo, el modelo anterior no contempla la no linealidad del proceso de carga ni los fenómenos de redistribución. Para describir de manera más aproximada el comportamiento de los condensadores de doble capa se han propuesto numerosos modelos de complejidad intermedia, como los expuestos a continuación.

a) Modelos basados en líneas de transmisión RC.

La idea general del modelo se recoge en el siguiente circuito equivalente:

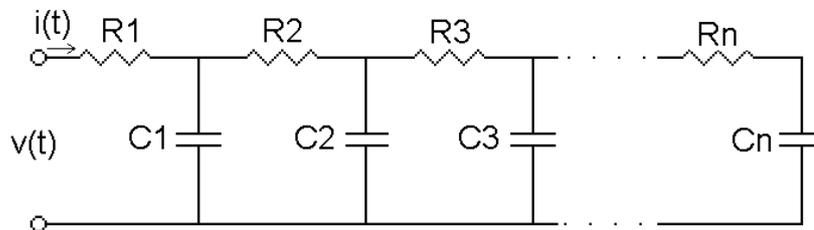


Fig. 4.17: Modelo de línea de transmisión RC del ultracondensador de Doble Capa.

Las constantes de tiempo RC más pequeñas se sitúan en las proximidades de los terminales del condensador y van creciendo a medida que se separan de estos. Este modelo refleja el comportamiento real de los ultracondensadores: Cuando se aplica corriente de carga, la tensión de sus terminales crece rápidamente, pero una vez que la corriente de carga se retira, la tensión en sus terminales cae ligeramente, lo que correspondería a una distribución de carga desde las primeras capacidades a las más alejadas [70].

De acuerdo con esta filosofía, en la literatura aparecen modelos basados en tres ramas, cada una de ellas con su constante de tiempo particular [71]-[72]. El modelo será válido en el periodo en que las constantes de tiempo no contempladas en el modelo (resto de las ramas) tengan poco peso en su comportamiento.

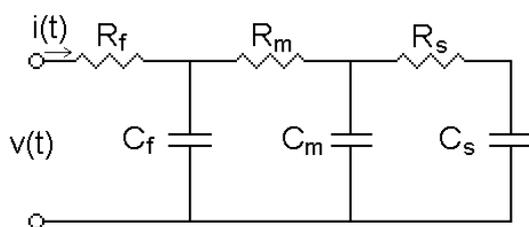


Fig: 4.18: Modelo de línea de transmisión de tres ramas.

Los subíndices f, m y s se refieren, respectivamente, a rápido, medio y lento, y aluden al peso de las constantes de tiempo en el modelo. La función de transferencia del circuito equivalente tiene la forma:

$$\frac{V(s)}{I(s)} = \frac{As^3 + Bs^2 + Cs + 1}{Ds^3 + Es^2 + Fs} \quad (4.86)$$

En la referencia [73] se incluyen los coeficientes de este modelo para un ultracondensador comercial de 2500 F (ESR = 0,68 mΩ):

RAMA RÁPIDA		RAMA MEDIA		RAMA LENTA	
Rf	0,68 mΩ	Rm	0,8 Ω	Rs	2,9 Ω
Cf	2600 F	Cm	250 F	Cs	560 F
τ _f	1,768 s	τ _m	200 s	τ _s	1624 s

Tabla 4.6: Parámetros del modelo de tres ramas para un condensador comercial.

Es evidente a la vista de los parámetros que el peso fundamental del modelo recae en la rama rápida, que presenta valores similares al condensador modelado, y el resto de las ramas se utilizan para modelar efectos de segundo orden.

b) Modelos con capacidades variables.

Una alternativa a la utilización de líneas de transmisión para el modelado de ultracondensadores es la utilización de capacidades cuyos valores dependen de la tensión en extremos del condensador.

El modelo de la figura permite describir el comportamiento no lineal de la carga del condensador mediante la expresión adecuada de la variación de la capacidad con la tensión.

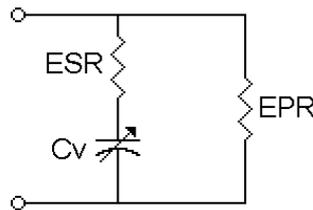


Fig: 4.19: Modelo de ultracondensador con capacidades variables.

c) **Modelos mixtos.**

Los modelos que con mayor frecuencia aparecen en la literatura combinan las dos filosofías anteriores y utilizan líneas de transmisión RC de diferente número de ramas con alguna de sus capacidades variables con la tensión. Es el caso del modelo de dos ramas propuesto por Faranda y otros [74] cuyo circuito equivalente se muestra en la figura 4.20. Utiliza una capacidad variable, lineal con la tensión, en la primera rama y una constante en la segunda. La capacidad de la primera rama es la responsable principal del almacenamiento y su componente variable simula el comportamiento no lineal de la carga del condensador. La segunda rama, más lenta, modela el fenómeno de redistribución.

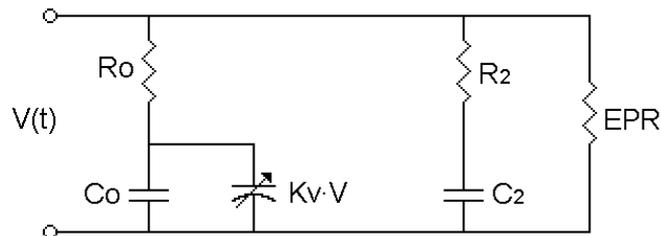


Fig: 4.20: Modelo de ultracondensador de dos ramas con capacidad variable.

En la siguiente figura se muestra la evolución de la tensión del condensador ante un pulso de corriente de carga, utilizando el modelo anterior.

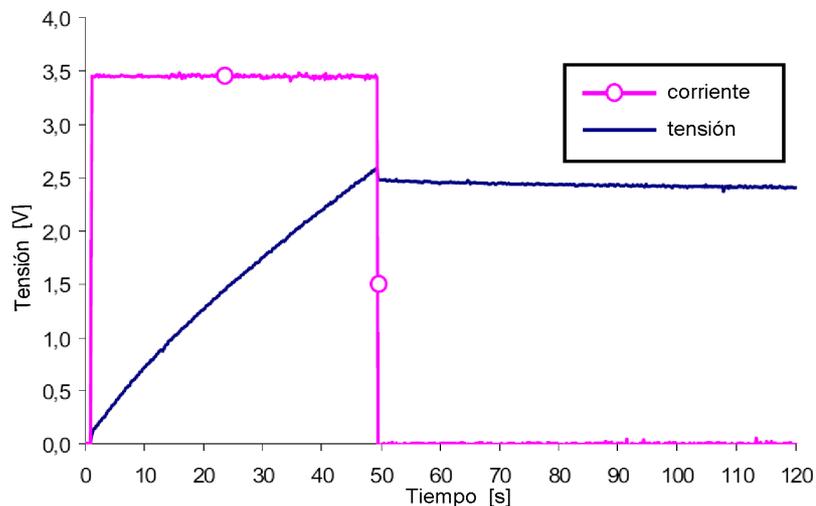


Fig: 4.21: Tensión del condensador ante un pulso de corriente de carga.

En ella se observa la evolución no lineal de la tensión durante la carga y la caída de tensión debido a la redistribución de carga cuando la corriente de carga se anula.

Los parámetros del modelo se pueden determinar mediante un sencillo procedimiento matemático a partir de las curvas de carga del dispositivo real. Para el caso del ultracondensador comercial Maxwell de 350 F (ESR = 3,2 mΩ) los valores correspondientes a los parámetros del modelo fueron:

R_o	4,46 mΩ	R₂	7,83 Ω
C_o	234,8 F	C₂	30,6 F
K_v	82,2 F/V	EPR	2500 Ω

Tabla 4.7: Parámetros del modelo Maxwell de 350 F.

Los siguientes circuitos equivalentes corresponden a otros modelos alternativos [75],[76],[77]:

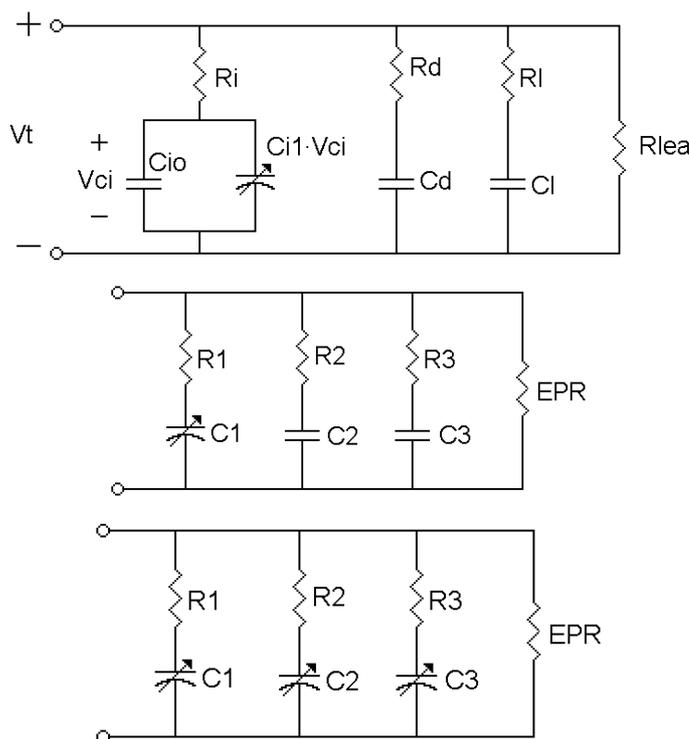


Fig: 4.22: Otros modelos mixtos de ultracondensador.

4.6.1. OPCIÓN ELEGIDA Y JUSTIFICACIÓN.

Los ultracondensadores serán utilizados en los sistemas MODEN en modo flotación, con cargas y descargas continuas de pequeña profundidad. Los periodos

de carga y descarga pueden llegar a ser de solo unos pocos minutos.

Durante su funcionamiento, las tensiones de los condensadores se mantendrán en la parte alta de su rango de funcionamiento, en una región en la que la dependencia de la capacidad con la tensión es muy poco significativa [78]. Además, los procesos de carga y descarga se realizarán a corrientes moderadas, limitadas por los módulos o el inversor en cada caso. De esta forma los ultracondensadores no aumentarán significativamente su temperatura, por lo que tampoco se producirá la variación de sus parámetros por esta causa.

El periodo de la simulación del sistema completo será de 1 minuto y la simulación abarcará el comportamiento del sistema durante un año. Por otra parte, la constante de tiempo principal de los ultracondensadores comerciales se sitúa en torno a 1 segundo [79], mucho más pequeño que el periodo de simulación. Los transitorios de los ultracondensadores no tendrán importancia desde el punto de vista de los resultados ofrecidos por la simulación.

El modo de trabajo de los ultracondensadores en el sistema y las condiciones de la simulación motivan que se haya elegido el modelo básico para representar el funcionamiento aproximado de la batería de ultracondensadores.

No se considera tampoco la resistencia de pérdidas (EPR) porque en la aplicación los condensadores no deben mantener su carga durante un tiempo elevado, por lo que la variación de tensión por esa causa es despreciable.

El circuito equivalente del modelo utilizado es el siguiente:

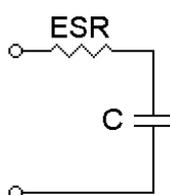


Fig: 4.23: Modelo de ultracondensador utilizado en la simulación.

La batería de ultracondensadores utilizada en la planta prototipo se ha construido a partir de módulos BPAK0350-15EA de *MAXWELL-Technologies* cuyas características más relevantes son:

Capacidad nominal:	58 F \pm 20%
Tensión nominal:	15 V
ESR:	19 m Ω \pm 25%

Resistencia Térmica:	1,8 °C/W
Corriente de pérdidas:	1 mA

Tabla 4.8: Características de los módulos ultracondensadores utilizados en la planta prototipo.

Se han dispuesto 24 módulos de este tipo en serie. Los módulos incorporan un sistema de balanceado activo de carga lo que implica que todos los ultracondensadores se comportan de una manera uniforme. En principio, los parámetros empleados en el modelo de la batería de ultracondensadores serán:

- $C = 2,42 \text{ F}$.
- $V_{UC-NOM} = 360 \text{ V}$.
- $ESR = 0,456 \Omega$.

si bien, durante el proceso de simulación podrán utilizarse otras configuraciones para la batería de ultracondensadores.

4.7. CONCLUSIONES.

A lo largo del capítulo se han analizado multitud de alternativas para modelar los distintos componentes que integran la instalación que se pretende simular. Los modelos presentados incluyen la irradiancia recibida por los módulos, su temperatura en funcionamiento, el generador fotovoltaico, el inversor y los ultracondensadores, así como un modelo sobre las pérdidas esperadas en el conjunto de la instalación fotovoltaica.

En todos los casos se optado por una de las alternativas expuestas y se ha justificado el porqué. A partir de los modelos elegidos se realizará la simulación de las diferentes propuestas presentadas para mejorar la eficiencia de la conversión fotovoltaica en situaciones de baja irradiancia.

4.8. REFERENCIAS.

- [1] METEONORM. "Global meteorological database for applied climatology". METEOTEST. Bern, Suiza. (www.meteonorm.com).
- [2] TMY3 DATA SET. Typical Meteorological Year. NREL-National Renewable Energy Laboratory. (http://rredc.nrel.gov/solar/old_data/nsrdb/1991-2005/tmy3). EE.UU.
- [3] PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). Programa del JRC (Joint Research Center). Ispra (Italia). (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>).

-
- [4] SWERA: Solar and Wind Energy Resource Assessment. Programa UNEP de la ONU. (<http://swera.unep.net>).
- [5] IWECC: International Weather for Energy Calculations. ASHRAE: RP-1015. (www.ashrae.org).
- [6] ASHRAE: American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers. (www.ashrae.org).
- [7] WRDC: World Radiation Data Center. *Federal Service for Hydrometeorology and Environmental Monitoring*. Rusia. (www.meteorf.ru)
- [8] Satel-light: The European Database of daylight and Solar Radiation (www.satel-light.com/core.htm).
- [9] NASA-SSE: Surface Meteorology and Solar Energy. Earth Science Enterprise. NASA. (<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>).
- [10] CSWD: *China Standard Weather Data for Analyzing Building Thermal Conditions*. Beijing: China Building Industry Publishing House, ISBN 7-112-07273-3 (2005).
- [11] Liu, B.Y.H., Jordan, R.C. "The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation". *Solar Energy*, vol. 4 - nº 3, pág. 1-19 (1960)
- [12] Collares-Pereira, M., Rabl, A. "The average distribution of solar radiation – Correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values". *Solar Energy*, vol. 22, pág. 155-164 (1979).
- [13] Erbs, D.G., Klein, S.A., Duffie, J.A. "Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly average global radiation". *Solar Energy*, vol. 28, núm. 4, pág. 293-302 (1982).
- [14] Perez, R., Ineichen, P., Maxwell, E. y otros. "Dynamic models for hourly global to direct irradiance conversion". *Proceedings of the Biennial congress of the International solar energy society (Solar World Congress – 1991)*, vol. 1, parte II, (1991).
- [15] Reindl, D.T., Beckman, W.A., Duffie, J.A. "Diffuse fraction correlations". *Solar Energy*, vol. 45, núm. 1, pág. 1-7 (1990).
- [16] Miguel, A., Bilbao, J., Aguiar, R. y otros. "Diffuse solar radiation model evaluation in the North Mediterranean belt area". *Solar Energy*, vol. 70, pág. 143-153 (2001).
- [17] Liu, B.Y.H., Jordan, R.C. "A rational procedure for predicting the long-term average performance of flat plate solar energy collectors". *Solar Energy*, vol. 7, núm. 2, pág. 53-74 (1963)

- [18] Klucher, T.M. "Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces". Solar Energy, vol. 23, núm. 3, pág. 111-114 (1979)
- [19] Hay, J.E. "Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces". Solar Energy, vol. 23, pág. 301-307 (1979)
- [20] Reindlt, D.T, Beckmann, W.A., Duffie, J.A. "Evaluation of hourly tilted surface radiation models". Solar Energy, vol. 45, núm. 1, pág. 9-17 (1990)
- [21] Perez, R., Stewart, R. y otros. "An anisotropic hourly diffuse radiation model for sloping surfaces: Description, performance validation, site dependency evaluation". Solar Energy, vol. 36, núm. 6, pág. 481-497 (1986)
- [22] Perez, R., Seals, R. y otros. "A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces". Solar Energy, vol. 39, núm. 3, pág. 221-232 (1987)
- [23] Perez, R., Ineichen, P. y otros. "Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance". Solar Energy, vol. 44 - núm. 5, pág. 271-289 (1990)
- [24] Braun, J.E., Mitchell, J.C. "Solar geometry for fixed and tracking surfaces". Solar Energy, vol. 31, núm. 5, pág. 439-444 (1983)
- [25] METEONORM Versión 6.0 "Handbook part II: Theory", METEOTEST (2008).
- [26] Lorenzo, E. "Solar Electricity: Engineering of photovoltaics systems". Ed. PROGENSA. ISBN: 8486505550. 1994.
- [27] Stultz, J.W. "Thermal and other test of modules performed in natural sunlight". DOE/JPL-1012-78/9, Jet Propulsion Laboratory, NASA – Pasadena (California). EE.UU. (1978). Disponible en <http://www2.jpl.nasa.gov/>.
- [28] Skoplaki, E., Palyvos, J.A. "Operating temperature of photovoltaic modules: a survey of pertinent correlations". Renewable Energy, vol. 34, pág. 23-29. (2009).
- [29] TRNSYS. "Type 70: Photovoltaic cell/module/array model". Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin. Madison – EE.UU. Disponible en: http://sel.me.wisc.edu/trnsys/downloads/trnsedapps/demos/pub_array.htm
- [30] ASTM Standard E1036. "Method for determining the nominal operating cell temperature (NOCT) of an array or module"
- [31] MAUI Solar Energy Software Corporation. Solar Design Studio, versión 5.0 – PV-DesignPro (<http://www.maui-solar-software.com>).
- [32] PVWATTS. Renewable Resource Data Center. NREL. Golden CO. – EE.UU. (www.nrel.gov/rredc/pvwatts).
- [33] Fuentes, M.K. "A simplified thermal model for flat-plane photovoltaic arrays".

Report SAND-85-0330, Sandia National Labs, Albuquerque. EE.UU. (1987).

[34] Bloem, J.J. "Evaluation of a PV-Integrated Building application in a well-controlled outdoor test environment". *Building and Environment*, vol. 43, pág. 205-216 (2008).

[35] Deb Modol, J., Yohanis, Y.G., Norton, B. "Comparison of measured and predicted long term performance of a grid connected photovoltaic system". *Energy Conversion and Management*, vol. 48, pág. 1065-1080 (2007).

[36] Loutzenhiser, P.G., Hanz, H. y otros. "Empirical validation of models to compute solar irradiance on inclined surfaces for building energy simulation". *Solar Energy*, vol. 81, pág. 254-267 (2007).

[37] Cucumo, M., De Rosa, A. y otros. "Experimental testing of model for the estimation of hourly solar radiation on vertical surfaces at Aravaca di Rende". *Solar Energy*, vol. 81, pág. 692-695 (2007).

[38] Myers, D.R. "Solar radiation modeling and measurement for renewable energy applications: Data and models quality". *Energy*, núm. 30, pág. 1517-1531 (2005).

[39] Soga, K. Akasaka, H., Nimiya, H. "A comparison of methods for estimate hourly total irradiance on tilted surfaces from hourly global irradiation on a horizontal surface". IBPSA: International Building Performance Simulation Association. *Building Simulation (BS-99)*, cód. A-28 (1999).

[40] Noorian, A.M., Moradi, I., Kamali, G.A. "Evaluation of 12 models to estimate hourly diffuse irradiation on inclined surfaces". *Renewable Energy*, vol. 33, pág. 1406-1412 (2008).

[41] Bilbao, J., De Miguel, A. y otros. "Iso-radiation maps for tilted surfaces in the Castile and Leon region, Spain". *Energy Conversion and Management*, vol. 44, pág. 1575-1588 (2003).

[42] Utrillas, M.P., Martínez-Lozano, J.A. "Performance evaluation of several versions of the Perez tilted diffuse irradiance model". *Solar Energy*, vol. 53, núm. 2, pág. 155-162 (1994).

[43] Chwieduk, D.A. "Recommendation on modeling of solar energy incident on a building envelope". *Renewable Energy*, vol. 34, pág. 736-741 (2009).

[44] Ransome, S., Funtan, P. "Why hourly averaged measurement data is insufficient to model PV System performance accurately". 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pág. 2752-2755 (2005).

[45] PVSYST V4.0. GROUPE ENERGIE (CUEPE). University of Geneva (Switzerland).

- [46] TRANSYS. "The Transient Energy System Simulation Tool" Solar Energy Laboratory (SEL). University of Wisconsin. Madison, EE. UU. (www.trnsys.com).
- [47] PV*SOL. Version R3. Valentin EnergieSoftware GMBH. Berlin, Alemania. www.valentin.de.
- [48] Mattei, M., Notton, G., Cristofari, C. y otros. "Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance". Renewable Energy, núm. 31, pág: 553-567 (2006).
- [49] Castañer, L., Markvart, T. "Solar cells: Materials, Manufacture and Operation". Ed: Elsevier. ISBN: 1-85617-475-3. 2006.
- [50] Chenni, R., Makhlouf, M y otros. "A detailed modeling method for photovoltaic cells." Energy, núm. 32, pág. 1724-1730 (2007).
- [51] Castañer, L., Silvestre, S. "Modelling Photovoltaic systems using PSPICE". Ed: John Wiley and Sons, Ltd. ISBN: 0-470-84527-9. 2002.
- [52] Gow, J.A., Manning, C.D. "Development of a photovoltaic array model for use in power electronics simulation studies". IEEE Proceedings of Electric Power Applications, vol 146, núm. 2, pág. 193 - 200 (1999).
- [53] Townsend, T.U. "A Method for estimating the long-term performance of direct-coupled photovoltaics". MS Thesis, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison (EE.UU.) 1989.
- [54] Eckstein, J.H. "Detailed modeling of photovoltaic components". MS Thesis, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison (EE.UU.) 1990.
- [55] Kunz, G., Wagner, A. "Internal series resistance determined of only one I-V curve under illumination". 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, paper nº 5BV.2.70, pág. 1-4 (2004).
- [56] Wagner, A. "Peak power and internal series resistance measurement under natural ambient conditions". Proceedings Eurosun 2000, Copenhagen (Dinamarca), (2000).
- [57] PVPV 1000C "Peak power measuring device for PV-Modules: User Manual". PV-Engineering GmbH, versión 03. (Alemania) 2004.
- [58] FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEM (ISE). "Annual report 2007: Achievements and results". (Alemania) 2008.
- [59] Lorenzo, E., Moretón, R. y otros. "Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (XII): ¿Qué indican realmente los *flash-list*?". Era solar, núm. 146, pág. 22-35 (2008).
- [60] CIEMAT. "Informe de medidas de las curvas I-V de los generadores

fotovoltaicos: Proyecto MODEN - Ponferrada”. Dto. de Energías Renovables. Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica. Agosto - 2007.

[61] Lorenzo, E. “Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (V): De la AIE a los inversores”. Era Solar, núm. 126, pág. 52-58 (2005).

[62] Jantsch, M., Schmidt, H., Schmid, J. “Results on the concerted action on power conditioning and control”. 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pág. 1589-1592 (1992).

[63] Alonso, M., Chenlo, F. “Sistemas fotovoltaicos conectados a red: Estimación de la energía generada (1)”. Era Solar, núm. 131, pág. 36-47 (2006).

[64] LACECAL. “Resumen de resultados de ensayos fotovoltaicos”. Documento interno. 2008.

[65] Caamaño, E., Egido, M.A. “Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: Características y posibilidades energéticas”. Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid (1998).

[66] IDAE “Pliego de condiciones técnicas de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red”. PCT-C Revisión Octubre 2002. Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía – IDAE.

[67] Salas, V., Olías, E. y otros. “Analysis of the maximum power point tracking in the photovoltaic grid inverters lower than 5 KW”. Proceedings of ISES World Congress – 2007. vol. I-V, pág. 1376-1380. Ed. Springer, ISBN: 978-3-540-75996-6 (2009).

[68] Belhachemi, F., Raël, S., Davat, B. “A physical based model of power electric double-layer supercapacitors”. Record of the Industry Applications Conference - 2000, vol. 5, pág. 3069-3076 (2000).

[69] Spyker, R.L., Nelms, R.M., Merryman, S.L. “Evaluation of double layer capacitors or power electronic applications”. Proceedings of Applied Power Electronics Conference and Exposition: APEC'96, vol. 2, pág. 725-730 (1996).

[70] Dougal, R.A., Gao, L., Liu, S. “Ultracapacitors model with automatic order selection and capacity scaling for dynamic system simulation”. Journal of Power Sources, núm. 126, pág. 250-257 (2004).

[71] Wang, Y., Carletta, J.E. y otros. “An ultracapacitor model derived using Time-Dependence current profiles”. 51st Midwest Symposium on Circuits and Systems: MWSCAS-08, pág. 726-729 (2008).

[72] New, D.A., Kassakian, J.G. y otros. “Double Layer Capacitors: Automotive applications and modeling”. MIT/Industry Consortium on Advanced Automotive Electrical/Electronic Components and Systems. Consortium Project Report (2003).

[73] Miller, J., Miller, J.N. y otros. "MAXWELL Technologies – White Paper: Energy Buffers". Disponible a través de www.maxwell.com. Maxwell Technologies Inc.

[74] Faranda, R., Gallina, M., Son, D.T. "A new simplified model of Double-Layer Capacitors". International Conference on Clean electrical Power: ICCEP-07, pág. 706-710 (2007).

[75] Zubieta, L., Bonert, R. "Characterization of Double-Layer Capacitor for power electronics applications". IEEE Transaction on Industry Applications, vol. 36, núm 1, pág. 199-205 (2000).

[76] Miller, J.M., Nebrigg, D., Everett, M. "Ultracapacitor distributed model equivalent circuit for power electronic circuit simulation". ANSOFT Leading Insight (www.ansoft.com).

[77] Miller, J.R. "Development of equivalent circuit models for batteries and electrochemicals capacitors". 40th Annual Battery Conference on Applications and Advances, pág. 107-109 (1999).

[78] Rose, M.F., Merryman, S.A. "Electrochemical capacitor technology for actuator applications". Proceedings of the 31st Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, IECEC-96, vol. 1, pág. 245-250 (1996).

[79] Burke, A.F. "Ultracapacitor Technologies and Applications in Hybrid and Electric Vehicles". Institute of Transportation Studies, University of California – Davis. Research Report UCD-ITS-RR-09-23 (2009).

CAPÍTULO 5:

SISTEMAS PROPUESTOS: ANÁLISIS MEDIANTE SIMULACIÓN.

5.1. INTRODUCCIÓN

A lo largo de la investigación, se han propuesto distintas soluciones para mejorar la eficiencia de los convertidores fotovoltaicos en situaciones de baja irradiancia. La línea principal del trabajo ha sido la filosofía MODEN consistente, como ya se indicó, en utilizar elementos de almacenamiento temporal (ultracondensadores) que permitan regular la potencia que llega al inversor, de manera que en ciertos intervalos sea nula (inversor apagado) y en otros se aplique una potencia suficiente como para hacer trabajar al inversor en su zona de máximo rendimiento.

Con esta filosofía nacieron varias estrategias (MODEN II, MODEN III, MODEN

IV, ...) de las que únicamente se han incluido en este trabajo los sistemas MODEN III y MODEN V por sus mejores características.

En este apartado se recoge el análisis realizado mediante simulación de ambas estrategias. Se describen los simuladores desarrollados y los resultados de las simulaciones. A partir de ellas se ha determinado la influencia de los distintos parámetros del sistema (capacidad de los ultracondensadores, rango de variación de su tensión, etc.) sobre la mejora conseguida y se ha propuesto un procedimiento para optimizar la configuración de los sistemas MODEN. Finalmente se ha extendido el análisis a diferentes localizaciones para comprobar las posibilidades del sistema MODEN en la mejora de la eficiencia de los inversores fotovoltaicos.

5.2. EL SISTEMA MODEN V.

La filosofía MODEN se basa en la introducción en el sistema fotovoltaico de un elemento de almacenamiento transitorio de energía que la recoja del generador fotovoltaico cuando esta se produzca a una potencia tan pequeña que su conversión inmediata se desarrollaría con rendimientos muy bajos en el inversor. El inversor trabajará entonces de forma intermitente para convertir la energía almacenada a un nivel de potencia en la que su rendimiento sea óptimo.

El esquema general del sistema MODEN se muestra en la siguiente figura:

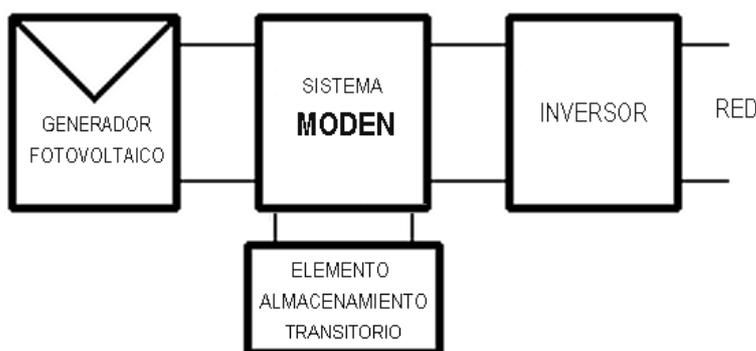


Fig: 5.1: Esquema general del sistema MODEN.

El sistema tiene dos modos de funcionamiento:

Modo MODEN: En situaciones de baja irradiancia el inversor trabajará de manera intermitente:

- Inversor Apagado (OFF): La energía generada por los módulos fotovoltaicos es recogida por los elementos de almacenamiento transitorio.

- Inversor Encendido (ON): Se hace trabajar al inversor en el modo de potencia constante ajustando su referencia a un valor próximo al 50% de su valor nominal en el que su rendimiento sea óptimo.

En este modo de funcionamiento, el sistema MODEN es el encargado de hacer trabajar al generador fotovoltaico alrededor de su punto de máxima potencia para optimizar la generación de energía.

Modo NORMAL: Cuando la energía extraída del generador fotovoltaico supere un umbral, el controlador MODEN desconecta los elementos de almacenamiento y el sistema fotovoltaico trabaja de forma convencional. En este modo se programa al inversor para que realice la búsqueda del punto de máxima potencia en el generador fotovoltaico.

El funcionamiento del sistema MODEN V coincide en líneas generales con el descrito anteriormente. En la siguiente figura se muestra un diagrama de bloques del sistema:

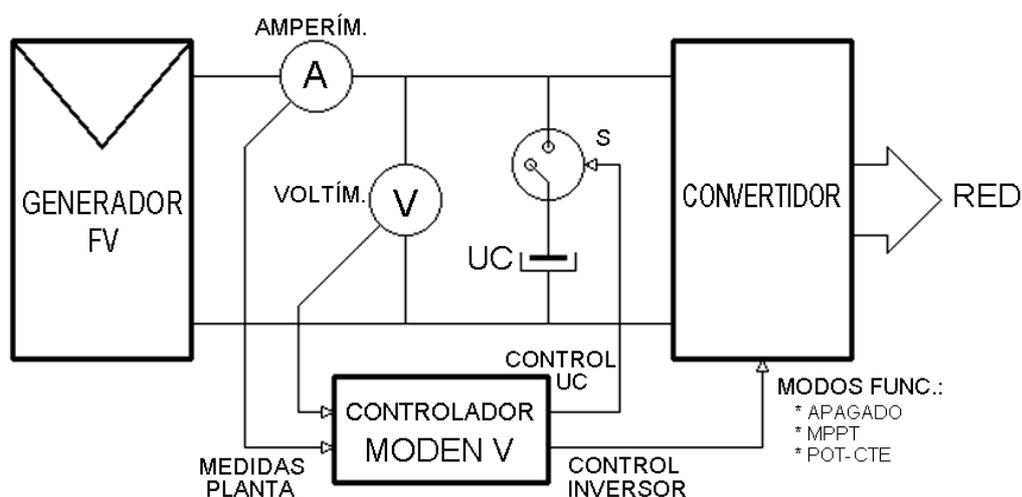


Fig. 5.2: Esquema general del sistema MODEN V.

El controlador MODEN V monitoriza la corriente y la tensión del generador fotovoltaico para decidir la forma de funcionamiento del sistema completo. Sus salidas controlan la conexión/desconexión de los ultracondensadores, utilizados como elementos de acumulación de energía, y el modo de funcionamiento del inversor (APAGADO, MPPT y POT-CTE).

5.2.1. MODOS DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA MODEN V.

Modo NORMAL:

El sistema se mantiene en ese modo de funcionamiento cuando la potencia generada por los módulos fotovoltaicos es superior a un umbral: $P_{LÍMITE}$. (El sistema

incluye una histéresis programable para el umbral $P_{LÍMITE}$ a fin de que no se produzcan continuas conmutaciones del modo de funcionamiento alrededor de dicho valor).

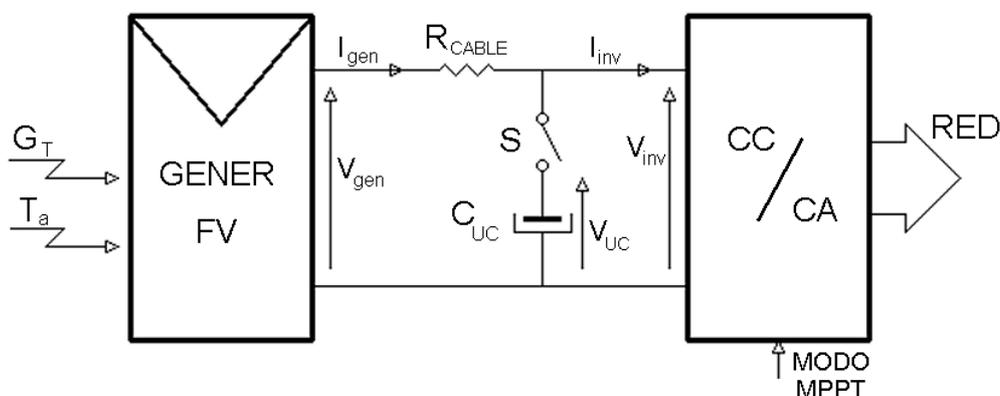


Fig: 5.3: Configuración del sistema MODEN V en modo NORMAL.

Cuando el sistema MODEN trabaja en modo NORMAL la operación del inversor corresponde al modo MPPT. En esta opción, el inversor implementa su algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia de manera que fija el punto de funcionamiento (V_{gen} , I_{gen}) del generador fotovoltaico.

La energía se transfiere directamente del generador fotovoltaico al inversor, y de este a la red, de acuerdo con el siguiente diagrama:

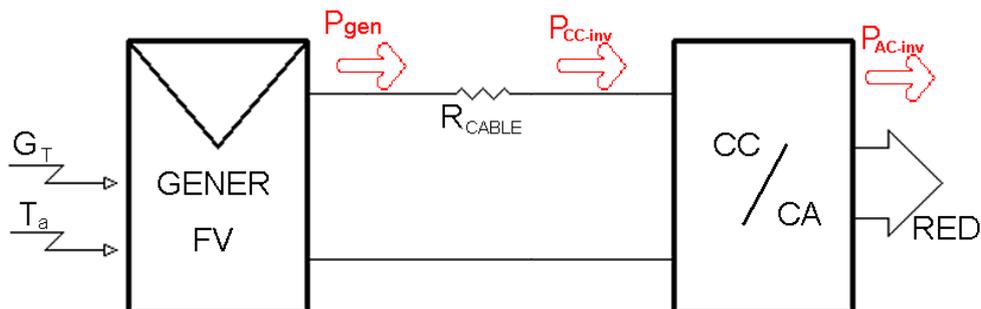


Fig: 5.4: Flujo de energía en el sistema MODEN V en modo NORMAL.

Modo MODEN-ON:

El modo MODEN se activa cuando la potencia fotovoltaica es inferior al umbral $P_{LÍMITE}$. El funcionamiento en modo MODEN presenta dos variantes en función del estado del inversor:

- MODEN-ON: El inversor trabaja en modo de potencia constante.
- MODEN-OFF: El inversor está apagado.

En modo MODEN se conectan los ultracondensadores entre el generador fotovoltaico y el inversor.

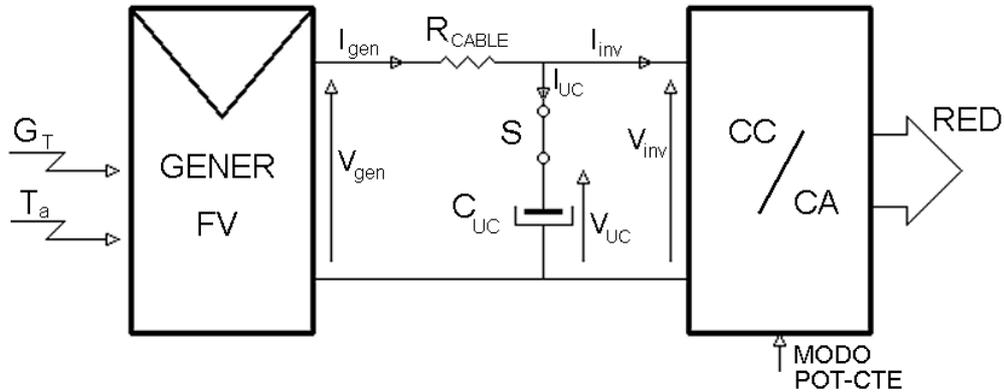


Fig: 5.5: Configuración del sistema MODEN V en modo MODEN-ON.

El inversor se pone en funcionamiento (MODEN-ON) cuando la tensión que alcanzan los ultracondensadores supera un determinado umbral: $V_{UC-m\acute{a}x}$. El inversor recogerá la energía tanto del generador fotovoltaico como de los ultracondensadores y la convertirá a un régimen de potencia constante que corresponde a aquel en el que el inversor presenta un rendimiento óptimo.

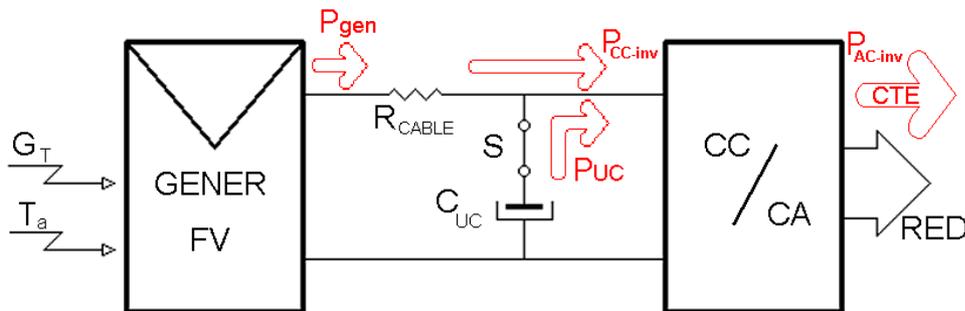


Fig: 5.6: Flujo de energía en el sistema MODEN V en modo MODEN-ON.

El inversor seguirá funcionando hasta que la tensión de los ultracondensadores descienda por debajo del umbral V_{UC-min} . El rango de tensiones de los ultracondensadores en el que el inversor trabaja en modo de potencia constante irá variando en función de las condiciones de irradiancia y temperatura ambiente a las que se encuentre el generador fotovoltaico con el objeto de que este se mantenga siempre alrededor de su punto de máxima potencia.

Modo MODEN-OFF:

En este modo de funcionamiento el inversor se encuentra conectado a la red y en sincronismo con esta pero no transfiere energía (Modo APAGADO).

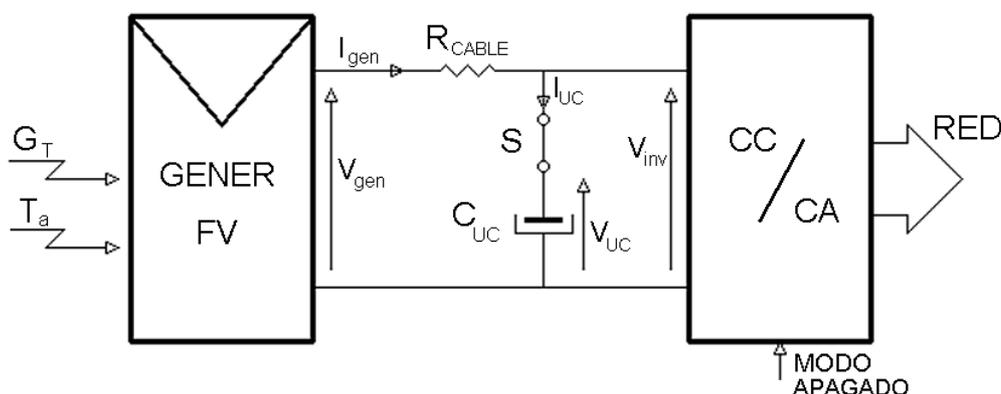


Fig: 5.7: Configuración del sistema MODEN V en modo MODEN-OFF.

La energía fotovoltaica es almacenada en los ultracondensadores que aumentan su tensión. Este modo de funcionamiento se mantiene hasta que la tensión de los ultracondensadores alcanzan el valor $V_{UC-m\acute{a}x}$.

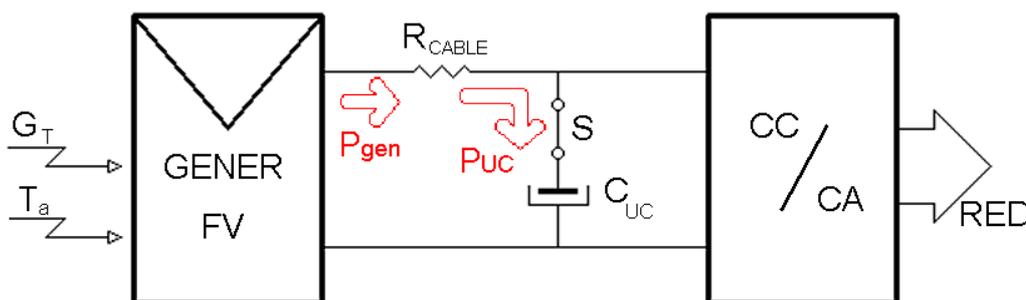


Fig: 5.8: Flujo de energía en el sistema MODEN V en modo MODEN-OFF.

5.2.2. DIAGRAMA DEL SIMULADOR.

Se ha diseñado un simulador que permita concretar la estrategia de funcionamiento del sistema MODEN y evaluar su comportamiento.

El simulador incluye un sistema MODEN y un sistema convencional de las mismas características, lo que permitirá cuantificar la mejora que supone la utilización de esta estrategia.

El simulador dispone de los datos de irradiancia y temperatura ambiente suministrados por METEONORM para la ubicación que se pretende simular. Dichos datos se refrescan con un periodo de un minuto. Se pueden simular días particulares de un año, periodos de varios días o, incluso, el año completo. El periodo utilizado en la simulación es de 1 segundo.

Cada iteración del algoritmo de simulación se desarrolla de acuerdo a la siguiente secuencia de pasos:

- Lectura de los valores actuales de irradiancia y temperatura ambiente.
- Determinación de los valores característicos del generador fotovoltaico en las condiciones de irradiancia y temperatura anteriores. Determinación de los parámetros de Wagner del generador fotovoltaico en esas condiciones.
- Para el sistema CONVENCIONAL:
 - Determinación del punto de funcionamiento del generador fotovoltaico. El inversor trabajará en modo MPPT (búsqueda del punto de máxima potencia). El simulador incluye como parámetro el grado de eficiencia del algoritmo.
 - Determinación de la potencia/energía entregada a la red en función de la curva de rendimiento del inversor.
- Para el sistema MODEN:
 - Determinación del modo de funcionamiento del sistema MODEN (Normal, MODEN-ON, MODEN-OFF). Se utilizará para ello la potencia del generador y la tensión de los ultracondensadores.
 - Cálculo de las variables de funcionamiento (corrientes, tensiones potencias) de los distintos elementos del sistema en función del modo de trabajo.
 - Determinación de la potencia/energía entregada a la red.
- Comparación de los resultados ofrecidos por cada sistema.
- Presentación en pantalla de los resultados de la simulación, numéricos y gráficos.

En la figura 5.9 se muestra el diagrama de flujo del simulador del sistema MODEN V.

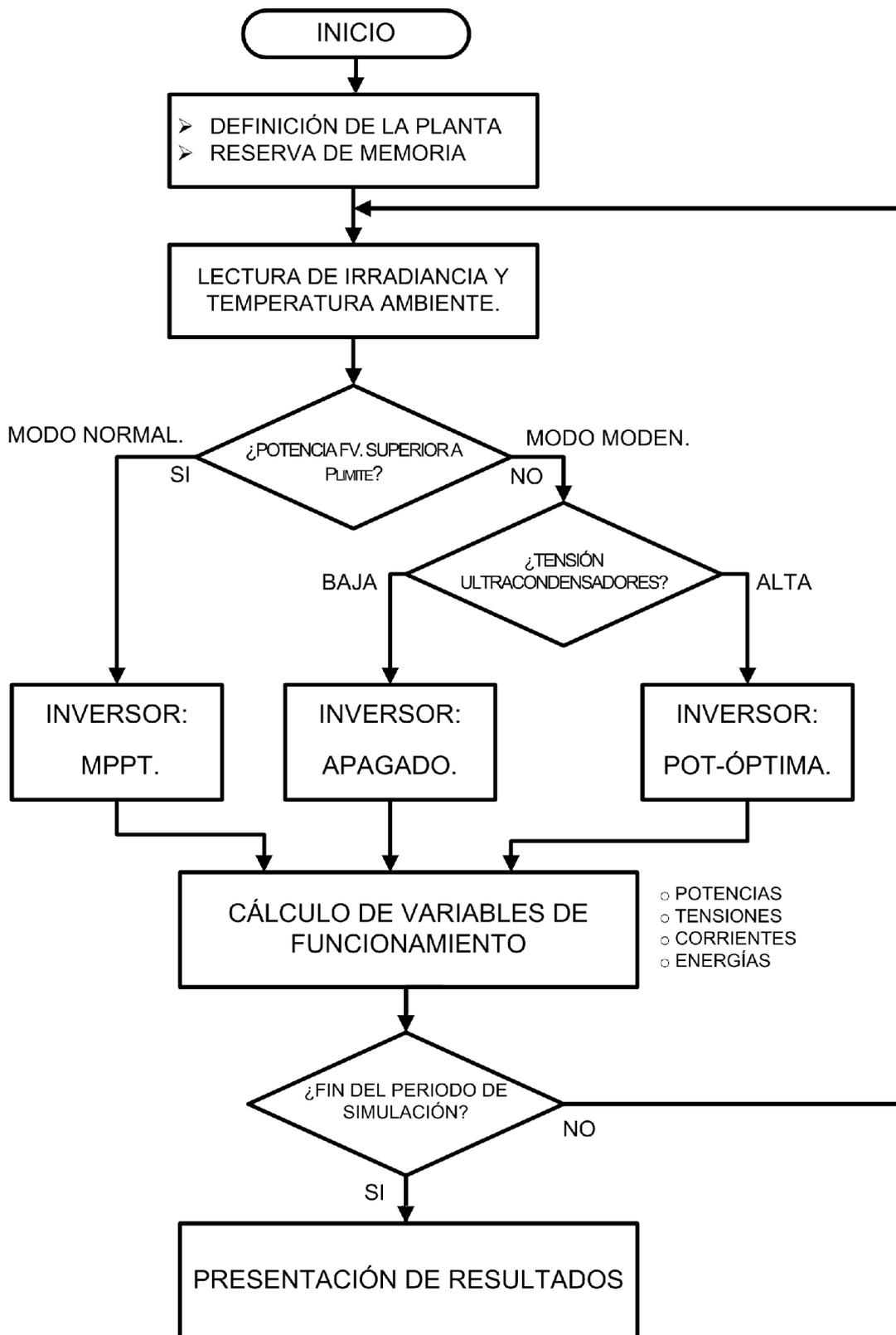


Fig: 5.9: Diagrama de flujo del simulador del sistema MODEN V.

5.2.3. ALGORITMO DE BÚSQUEDA DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA EN MODO MODEN.

Se incluye en el simulador el algoritmo que utiliza el sistema MODEN V para localizar el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico cuando trabaja en modo MODEN. Se describe a continuación el funcionamiento de dicho algoritmo.

Durante el funcionamiento en modo MODEN, la tensión de los ultracondensadores varía continuamente en el interior de un intervalo:

- Aumenta cuando el inversor está apagado, ya que la energía fotovoltaica se almacena en los ultracondensadores.
- Disminuye cuando el inversor trabaja en modo de potencia constante ya que los ultracondensadores aportan la energía complementaria al generador fotovoltaico para alcanzar el régimen de potencia óptima del inversor.

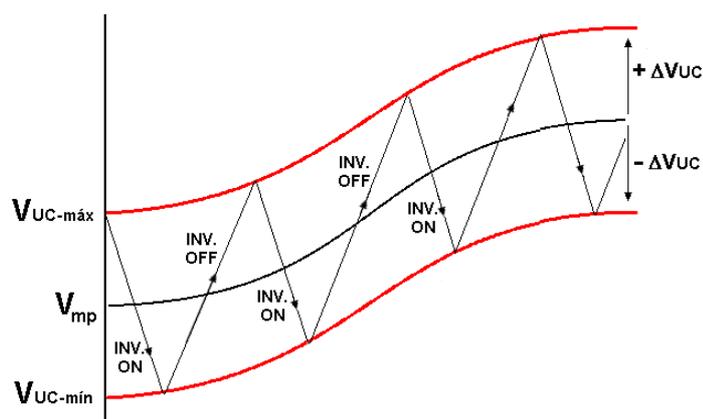


Fig: 5.10: Banda de variación de la tensión de los ultracondensadores.

El valor de tensión de los ultracondensadores coincide prácticamente (con la diferencia de la caída en los conductores de continua) con la tensión del generador fotovoltaico, de manera que su punto de funcionamiento varía continuamente en la misma forma.

Durante esa excursión del punto de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos, el sistema MODEN comprueba continuamente la potencia generada y determina el valor de tensión para el cual dicha potencia es máxima. Tomando ese punto como referencia se establece la banda de variación de la tensión de los ultracondensadores para la siguiente iteración. De nuevo, en la siguiente iteración, se determina del mismo modo el nuevo punto de máxima potencia y el intervalo de variación de la tensión de los ultracondensadores.

La anchura de dicho intervalo deberá ser lo suficientemente pequeña para que, en su funcionamiento, el generador fotovoltaico no se aleje demasiado de su punto de máxima potencia. Por otro lado, a medida que la banda se hace más estrecha, aumenta el número de conmutaciones del estado del inversor (Apagado/Potencia Constante).

La curva característica potencia/tensión de los módulos fotovoltaicos presenta en la inmediaciones del punto de máxima potencia un intervalo de tensiones en el que la pendiente es suficientemente pequeña como para que la variación de potencia respecto de su valor máximo sea poco significativa (figura 5.11).

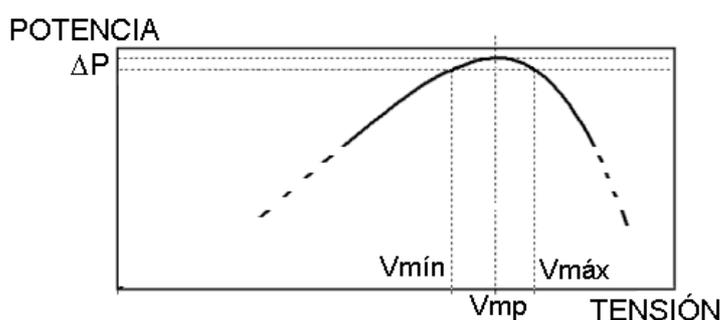


Fig: 5.11: Variación de potencia con la variación de tensión.

Se estima, y así se comprobará con las simulaciones, que una variación del $\pm 5\%$ de la tensión del generador alrededor del punto de máxima potencia produce disminuciones de potencia respecto a su máximo inferiores al 1%.

5.2.4. FUNCIONAMIENTO INTERMITENTE DEL INVERSOR.

La filosofía MODEN requiere que el inversor del sistema fotovoltaico trabaje de forma intermitente durante los periodos de baja irradiancia. Es necesario, por tanto, que el modelo de inversor utilizado disponga de esta posibilidad, es decir, pueda mantenerse conectado a la red sin transmitir energía y, con un transitorio lo más corto posible, comience a trabajar a un régimen de potencia constante aproximadamente al 50% de su potencia nominal.

Durante el funcionamiento en modo MODEN, los periodos de conversión y no-conversión del inversor (ON / OFF) pueden llegar a ser de unos pocos segundos (en función de la capacidad de los ultracondensadores) sin que esto deba suponer un problema en la fiabilidad del inversor ni una reducción en la calidad de la onda generada.

En el caso de plantas fotovoltaicas grandes, el sistema MODEN está concebido para una instalación con numerosos inversores de potencia media/baja conectados a cada una de las fases de la red. En teoría, si las características de

todos los sistemas GENERADOR+INVERSOR+MODEN son las mismas, todos funcionarían de forma síncrona, en función de la radiación solar incidente, y la entrega de energía a la red se produciría a golpes, que es una situación indeseable. En la práctica, aunque coincidan las características nominales de todos los sistemas, la dispersión de sus parámetros es suficiente para que no se produzca el funcionamiento síncrono de todos los inversores. Aún así, se podría reforzar esa diferencia previendo que los equipos MODEN conectados a la misma fase incluyeran valores de capacidad en sus ultracondensadores ligeramente diferentes. De esta forma la energía entregada a la red en cada fase será la suma de numerosas contribuciones en forma pulsante pero no sincronizadas, y presentará un aspecto promediado con pequeñas variaciones temporales.

En el caso de plantas pequeñas, la potencia intermitente aportada a la red no debería provocar en esta ninguna alteración.

5.2.5. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.

Se pretende obtener con la simulación información sobre el funcionamiento del sistema y relacionar las distintas variables de dimensionamiento del equipo con las mejoras de eficiencia producidas.

Tanto las condiciones de dimensionado del equipo como los resultados obtenidos dependerán de la localización del sistema fotovoltaico, por lo que la simulación deberá indicar en qué casos el sistema propuesto es especialmente recomendable y cómo se ha de dimensionar en función de la ubicación de la instalación.

Para ello se ha modelado una planta patrón sobre la que se aplicará el sistema MODEN. Se evaluará la influencia de las distintas variables de dimensionado en los resultados de eficiencia del sistema. En todos los casos, se comparará la producción de la instalación patrón con y sin MODEN para evaluar la mejora.

Este análisis se realizará con la planta ubicada en distintas localizaciones y con distintos valores en la orientación e inclinación de los módulos del generador fotovoltaico (inclinación optimizada a la latitud de la ubicación, instalación en fachada de edificios, etc.).

Se ha elegido como planta patrón un modelo lo más parecido posible (características de los módulos, características del inversor, etc.) a la instalación prototipo construida en Ponferrada (León - España). De esta forma se podrán contrastar los resultados de la simulación de la planta patrón con datos

meteorológicos de su emplazamiento real, con los valores obtenidos empíricamente en la propia instalación y validar así el proceso de simulación.

Una vez aprobado el sistema de simulación quedarán validados, de manera indirecta, los resultados de la simulación en otras ubicaciones con diferentes perfiles meteorológicos.

A.- INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PATRÓN:

Se utiliza como instalación patrón en la simulación una réplica de la instalación fotovoltaica situada en Ponferrada (León) sobre la que se han realizado los ensayos en campo.

Dicha instalación está formada por dos series de 18 módulos solares de 150 Wp cada uno, montados sobre un bastidor fijo orientado al sur e inclinado 30° respecto a la horizontal.



Fig. 5.12: Instalación patrón.

Las características del generador fotovoltaico, determinadas de forma empírica son las siguientes (en condiciones estándar):

Potencia máxima	$P_{FV-MÁX}$	5070 W _p
Corriente de máxima potencia	I_{mpSTC}	16,66 A
Tensión de máxima potencia	V_{mpSTC}	304,3 V
Corriente de cortocircuito	I_{scSTC}	19,00 A
Tensión de circuito abierto	V_{ocSTC}	387,7 V
TONC	T_{ONC}	47°C

Tabla 5.1: Parámetros característicos (STC) del generador patrón.

La instalación dispone de un inversor de 5KW nominales cuyo *firmware* ha sido adaptado parcialmente por el fabricante a los requerimientos del sistema MODEN. Su comportamiento se ha descrito mediante la curva de rendimiento obtenida experimentalmente:

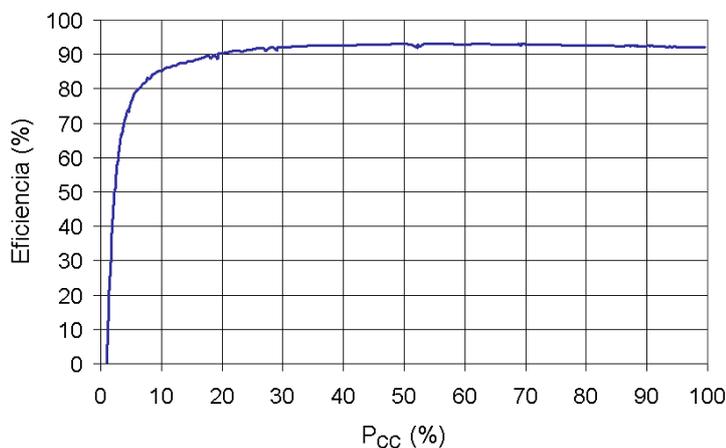


Fig: 5.13: Curva empírica de eficiencia del inversor.

La salida del inversor se acopla a la red de alterna a través de un transformador toroidal de relación de transformación unitaria. Para otros aspectos del modelo de la planta (pérdidas del sistema, parámetros de los ultracondensadores, etc.) se utilizan valores determinados empíricamente en la planta real utilizada en los ensayos.

B.- RESULTADOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PATRÓN UBICADA EN PONFERRADA (LEÓN):

Se exponen a continuación los resultados obtenidos al simular la instalación fotovoltaica patrón en su ubicación real (Ponferrada - León). Se presentan para su comparación los resultados de la instalación convencional y los obtenidos para esa misma instalación a la que se le ha añadido el sistema MODEN V. Se incluyen resultados globales correspondientes a un año completo y también un análisis comparativo del funcionamiento de ambas instalaciones durante días característicos:

- Día nublado de invierno.
- Día soleado de invierno.
- Día nublado de verano.
- Día soleado de verano.
- Día con nubosidad variable.

B.1: Instalación convencional:

- **Resultados de producción:** La siguiente tabla recoge los datos de producción por meses de la planta patrón:

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL
Producc. AC (KW·h)	265,0	378,0	581,4	586,4	625,1	640,0	677,9
% Anual	4,5%	6,4%	9,9%	10,0%	10,7%	10,9%	11,6%

	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
Producc. AC (KW·h)	631,8	543,8	410,0	294,9	232,3	5876
% Anual	10,8%	9,3%	7,0%	5,0%	4,0%	100%

Tabla 5.2: Resultados de producción de la simulación de la planta convencional (León-España).

- **Índices de rendimiento:**

- Productividad de Referencia^①, $Y_R = 1625,2$ h.
- Productividad Final^②, $Y_F = 1173$ KW·h/KW_{pico}.
- Rendimiento Global del Sistema^③, $PR = 0,722$

B.2: Instalación con el sistema MODEN V:

Los siguientes resultados corresponden a la planta patrón a la que se ha añadido el sistema MODEN V con las siguientes características:

- * Capacidad de los ultracondensadores: 2,42 F.
- * Rango de variación de la tensión de los ultracondensadores: $\pm 5\%$.
- * Potencia límite del modo MODEN: 20% de $P_{NOMINAL}$.

^① La Productividad de Referencia o *Reference Yield*, Y_R , se define como la relación entre la irradiación solar anual incidente en el plano del generador fotovoltaico, en KW·h/m², y la radiación nominal, 1 KW/m².

^② La Productividad Final o *Final Yield*, Y_F , se define como el cociente entre la energía útil producida por el sistema fotovoltaico durante un año y la potencia nominal instalada. Se expresa en KW·h/ KW_{pico}.

^③ El Rendimiento Global del Sistema o *Performance Ratio*, PR, se define como el cociente entre la Productividad Final (Y_F) y la Productividad de Referencia (Y_R). Trata de valorar las pérdidas que se producen en una instalación debido al rendimiento del inversor, eficiencia del seguimiento del punto de máxima potencia, calentamiento de las células, pérdidas resistivas, etc.

* Potencia de rendimiento óptimo: 50% $P_{NOMINAL}$.

• **Resultados de producción:**

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL
Producc. AC (KW·h)	274,0	385,3	588,2	594,5	634,7	648,4	685,8
% Anual	4,6%	6,5%	9,9%	10,0%	10,6%	10,9%	11,5%

	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
Producc. AC (KW·h)	639,2	551,0	418,1	303,3	241,0	5964
% Anual	10,7%	9,2%	7,0%	5,1%	4,0%	100%

Tabla 5.3: Resultados de producción de la simulación de la planta MODEN V (León-España).

• **Índices de rendimiento:**

- Productividad de Referencia, $Y_R = 1625,2$ h.
- Productividad Final, $Y_F = 1193$ KW·h/KW_{pico}.
- Rendimiento Global del Sistema, $PR = 0,734$.

B.3: Comparación entre ambas instalaciones:

La siguiente gráfica muestra la mejora de producción que supone en la instalación patrón ubicada en Ponferrada la incorporación del sistema MODEN V con las características que se indicaron anteriormente:

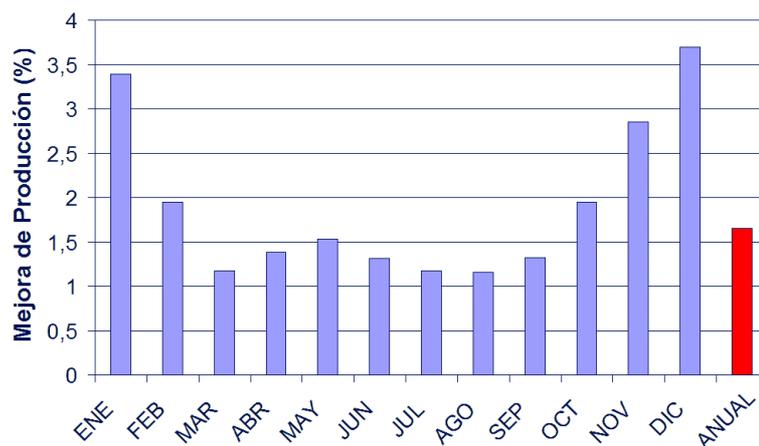


Fig. 5.14: Mejora de producción debida al sistema MODEN V.

Las siguientes gráficas comparan el funcionamiento de la instalación convencional y la instalación MODEN en distintos días característicos. Se muestran para cada día los perfiles de irradiancia en el plano del generador

fotovoltaico, la temperatura ambiente, la potencia de salida del inversor y el perfil de energía generado durante el día.

- **Día nublado de invierno:** Corresponde al día 27 de enero de la simulación. Durante dicho día el sistema MODEN V consigue una mejora en la producción de energía entregada a la red del 18,9%. El sistema funciona en modo MODEN durante todo el día debido al bajo nivel de irradiancia.

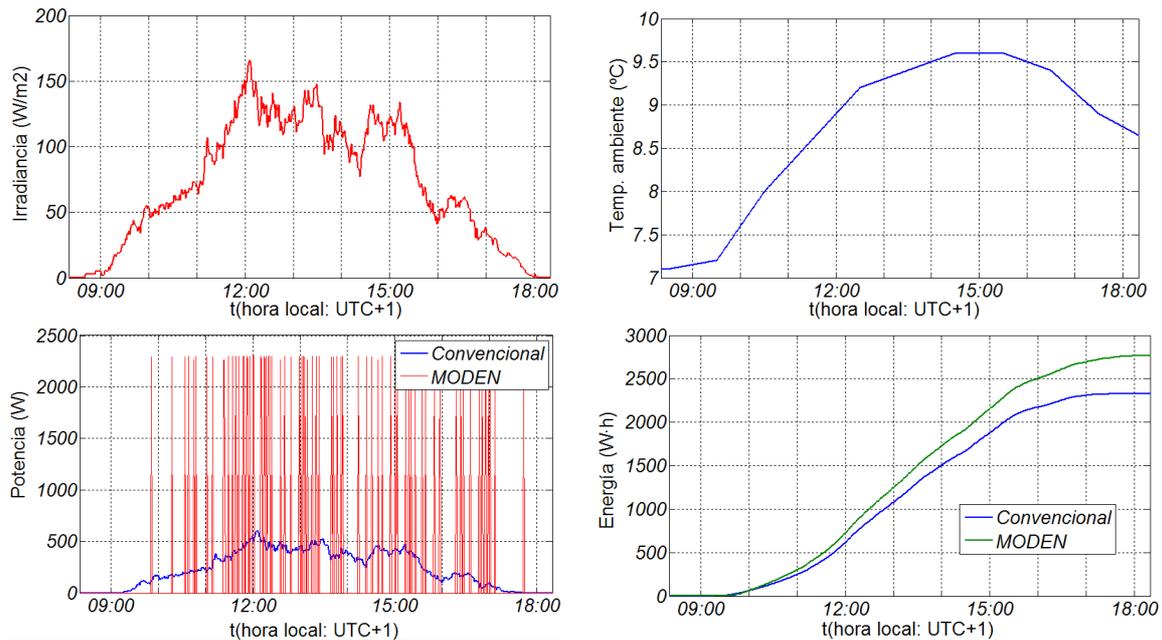


Fig: 5.15: Comparación durante un día nublado de invierno.

El modo MODEN se caracteriza por el funcionamiento intermitente del inversor lo que se aprecia en la gráfica de potencias. Debido al mejor rendimiento del inversor de esta forma se consigue entregar más energía a la red, hasta un 18,9% en este día.

En la siguiente gráfica se muestra cómo la tensión en los ultracondensadores, que durante el funcionamiento en modo MODEN coincide prácticamente con la tensión del generador fotovoltaico, oscila alrededor del valor de tensión del punto de máxima potencia de este, para optimizar la energía generada en este modo de funcionamiento.

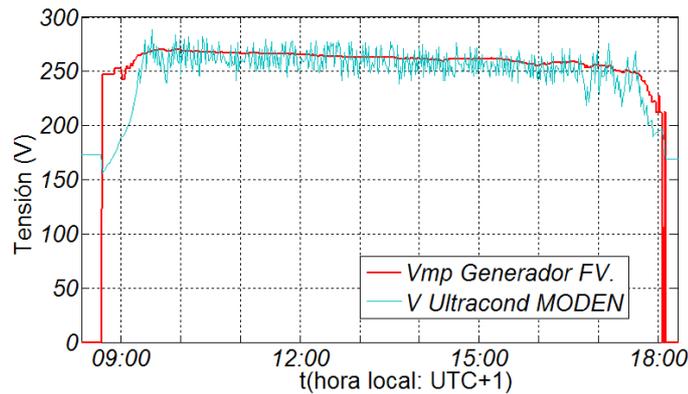


Fig: 5.16: Variación de tensión en los ultracondensadores durante el funcionamiento en modo MODEN.

- Día soleado de invierno:** Corresponde al día 12 de febrero de la simulación. El sistema MODEN entra en funcionamiento durante un breve intervalo de tiempo coincidente con el amanecer y el atardecer. La diferencia de potencia debida a la introducción del sistema MODEN es poco significativa, únicamente del 0,32%, ya que la planta trabaja la mayor parte del tiempo en modo convencional

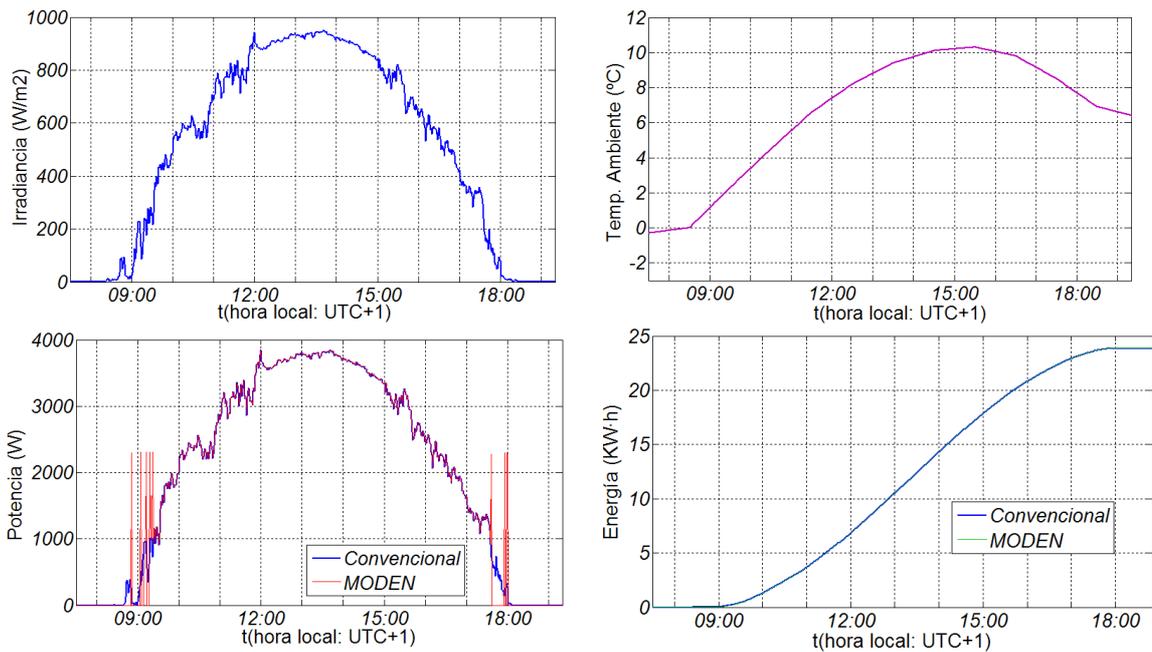


Fig: 5.17: Comparación durante un día soleado de invierno.

- Día nublado de verano:** Corresponde al día 7 de agosto de la simulación. De nuevo en este caso, el sistema trabaja la mayor parte del tiempo en modo MODEN, y se logra una mejora de producción del 7,05%. El índice de mejora es inferior al ejemplo de invierno pero se aplica sobre una producción mayor.

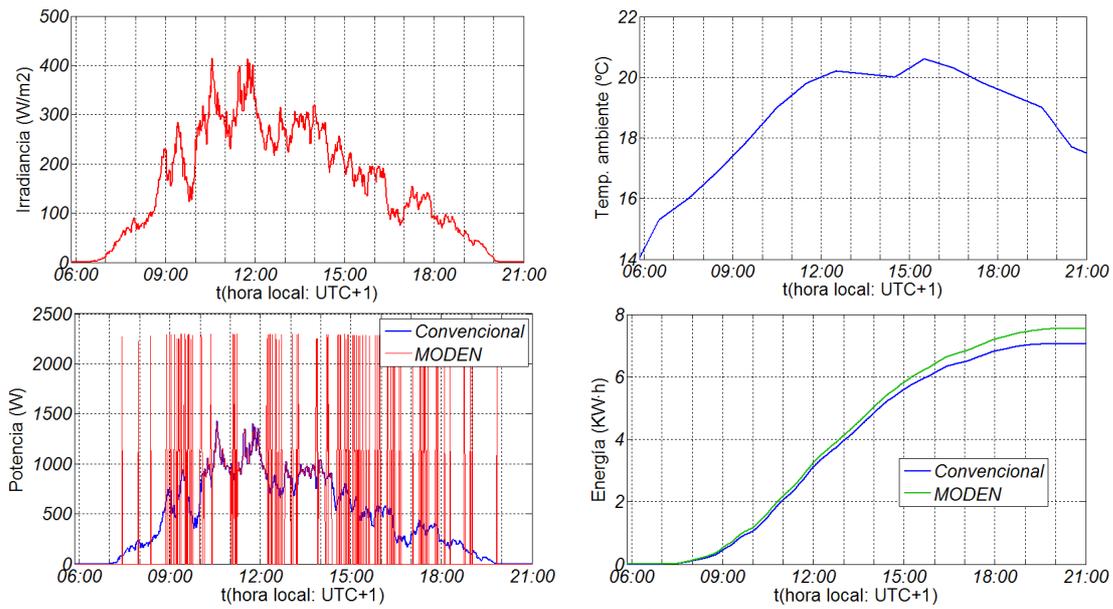


Fig: 5.18: Comparación durante un día nublado de verano.

- Día soleado de verano:** Corresponde al día 8 de julio de la simulación. Como en el ejemplo de invierno, el sistema MODEN trabaja durante un periodo de tiempo pequeño por lo que su incidencia en la producción es poco significativa. La simulación ofrece una mejora en la producción de sólo el 0,74%. El índice de mejora es superior al correspondiente de invierno ya que tanto el periodo de amanecer como el del atardecer se prolonga durante más tiempo. La pendiente de la irradiancia es pequeña en estos periodos.

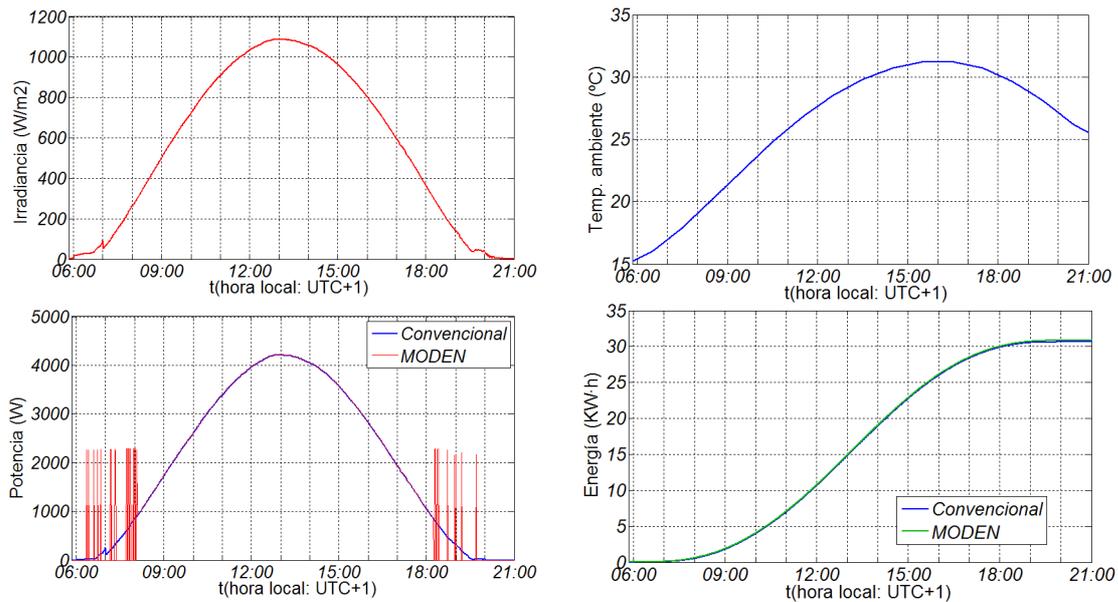


Fig: 5.19: Comparación durante un día soleado de verano.

- **Día con nubosidad variable:** Se incluye en la comparación un día que representa una situación habitual en el que el índice de nubosidad varía a lo largo del día. El elegido corresponde al día 3 de abril de la simulación.

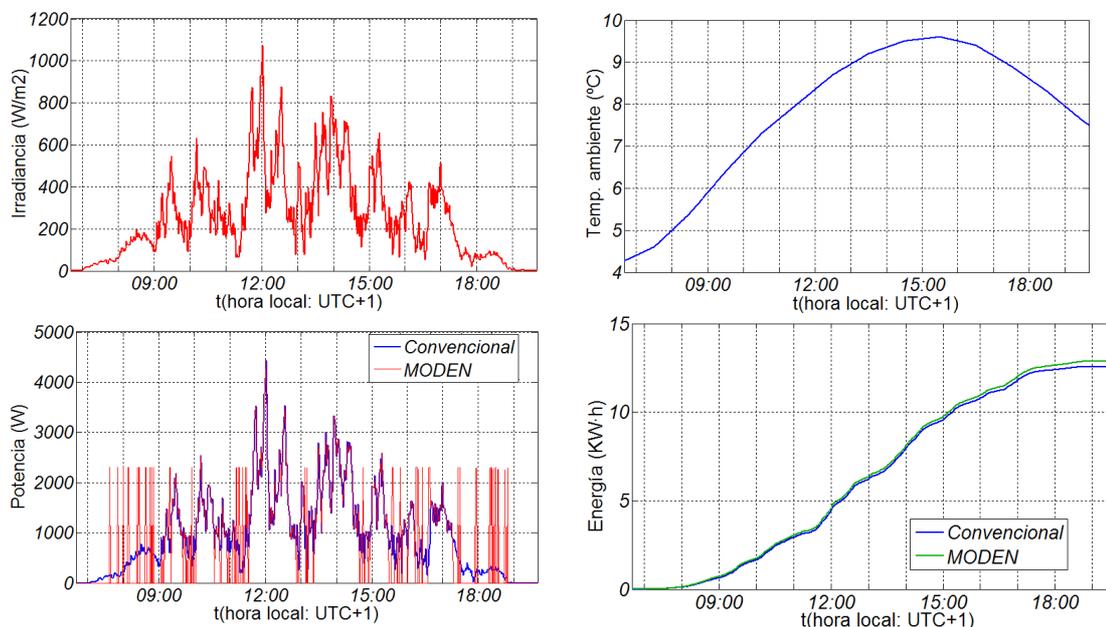


Fig. 5.20: Comparación durante un día con nubosidad variable.

El día elegido representa una situación intermedia entre los días nublado y soleado mostrados anteriormente. El sistema MODEN funciona en repetidas ocasiones a lo largo del día. La mejora de producción que ofrece la simulación para el día del ejemplo es del 2,71%.

C.- INFLUENCIA DE LA CAPACIDAD DE LOS ULTRACONDENSADORES EN LA INSTALACIÓN PATRÓN:

Se han realizado múltiples simulaciones para evaluar la incidencia de la capacidad de los ultracondensadores utilizados en el sistema MODEN V en la mejora de la producción respecto de una instalación convencional, así como en otras variables de funcionamiento de este sistema.

Del análisis realizado se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- ❖ **Mejora de Producción:** La mejora de producción anual obtenida con el sistema MODEN V depende sólo ligeramente de la capacidad utilizada para el almacenamiento temporal, y alcanza su máximo en el entorno de los 5 Faradios para la planta patrón.

La siguiente gráfica muestra dicho parámetro para varios supuestos de capacidad en los ultracondensadores. El aumento de capacidad se consigue conectando en paralelo más botes de los condensadores

utilizados en la planta patrón. Por ello, a medida que aumenta la capacidad de la batería de condensadores se reduce la ESR global.

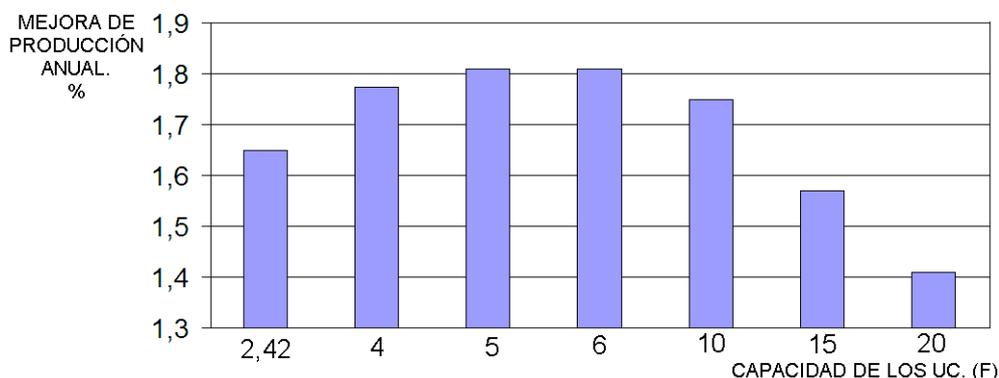


Fig: 5.21: Mejora de la Producción Anual frente a la capacidad de los Ultracondensadores.

Se observa que, a medida que aumenta la capacidad de los ultracondensadores a partir de un punto, la mejora de producción del sistema se reduce. Este efecto es debido a que la dinámica del sistema se hace más lenta y le resulta más difícil seguir las variaciones de la irradiancia en su búsqueda del punto de máxima potencia. El algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia se vuelve cada vez más ineficaz, por lento, y la energía extraída del generador fotovoltaico se reduce, aunque se mantenga un buen rendimiento en la conversión de dicha energía.

En la siguiente gráfica se presenta la evolución del parámetro ‘Mejora de la Producción’ a lo largo de los meses durante un año para sistemas con distinta capacidad de ultracondensador.

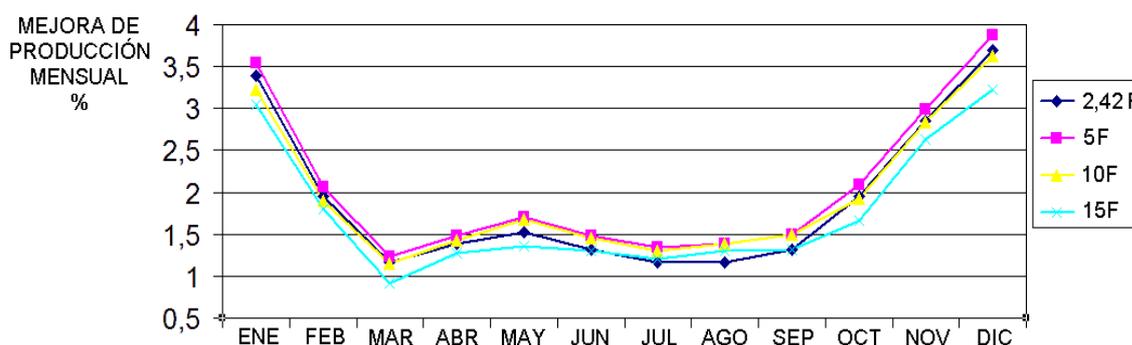


Fig: 5.22: Evolución mensual de la Mejora de Producción frente a la Capacidad.

Por debajo de 10 faradios se observa que el comportamiento en los meses de verano frente a los de invierno es diferente. Los valores de capacidad más pequeños se comportan mejor en los meses de invierno, en los que las pendientes de variación de la irradiancia son mayores, y las capacidades

más grandes responden mejor en verano, cuando la variación de irradiancia durante el amanecer y el atardecer es más lenta. Sistemas con mucha capacidad (por ejemplo, 15 F.) tienen un comportamiento dinámico tan lento que pierden eficacia a lo largo de todo el año.

- ❖ **Número y duración de las conmutaciones:** Durante el funcionamiento en modo MODEN, el sistema simulado trabaja con un inversor que conmuta de potencia cero a potencia óptima de manera instantánea en respuesta a una señal de control. Los dispositivos físicos podrían necesitar un periodo de transición entre ambos modos de funcionamiento dependiendo de su algoritmo de control. Durante dicho periodo, la potencia de salida del inversor crecería progresivamente hasta alcanzar su valor óptimo y, consecuentemente, los ultracondensadores comenzarían a descargarse a un régimen de potencia variable y sin rendimiento óptimo en el inversor. Evidentemente, la pérdida de eficiencia por esa causa dependerá del periodo de transición.

Los inversores susceptibles de trabajar en modo MODEN deberían tener periodos de transición de unos pocos ciclos de alterna, es decir, intervalos inferiores a 100 ms, para que ese efecto fuera despreciable. En otro caso, serían también factores fundamentales en los resultados de eficiencia del MODEN el número y la duración de las conmutaciones, entendiendo como tal el periodo que comprende la fase de potencia cero y la fase de potencia óptima en el funcionamiento intermitente del inversor.

La duración y el número de conmutaciones dependen radicalmente de la capacidad de los ultracondensadores. Es evidente que, a medida que aumenta la capacidad empleada, el proceso de carga desde el límite inferior de tensión admitido al límite superior se hace mayor, y lo mismo ocurre con el proceso de descarga, por lo que la duración de la conmutación aumenta. La gráfica de la figura 5.23 muestra el número de conmutaciones registrado durante la simulación de un periodo de un año para distintos valores de capacidad en los ultracondensadores. El mismo análisis con periodos mensuales ofrece los resultados mostrados en la gráfica de la figura 5.24.

La duración mínima de las conmutaciones también depende, evidentemente, de la capacidad de los ultracondensadores. El mínimo valor ensayado, 2,4 faradios, corresponde al valor de la capacidad de la planta prototipo y se eligió en función de la duración mínima de las conmutaciones. En concreto, para dicha capacidad, más del 90% de las conmutaciones anuales tienen una duración superior a 6 segundos, que parecía suficiente frente a los 100 ms. que se consideró el periodo máximo de transición del

inversor.

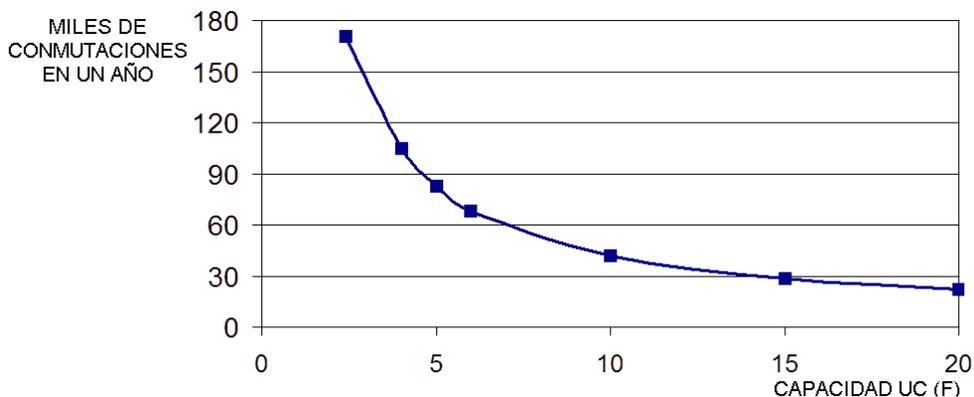


Fig. 5.23: Variación anual del número de conmutaciones con la Capacidad.

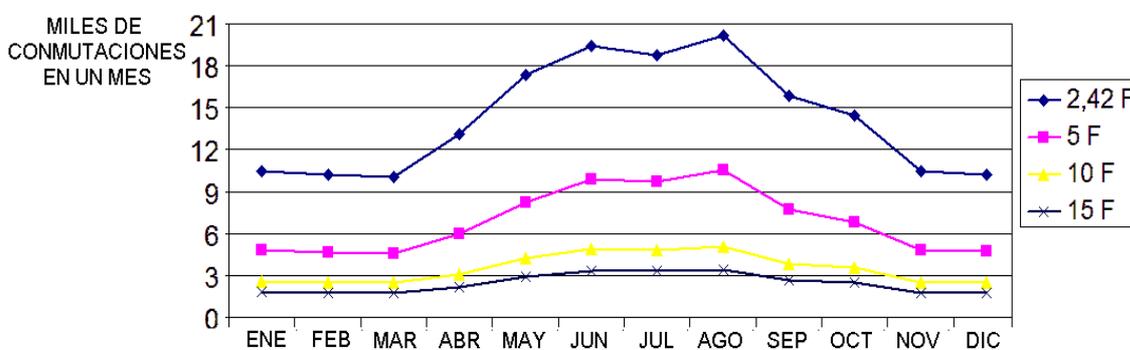


Fig. 5.24: Variación mensual del número de conmutaciones con la Capacidad.

Como se verá en un apartado posterior, el número de conmutaciones dependerá también del nivel fijado para el parámetro $P_{LÍMITE}$, entendiéndose como tal el valor de potencia del generador fotovoltaico por debajo del cual el sistema trabaja en modo MODEN.

D.- INFLUENCIA DEL INTERVALO DE VARIACIÓN DE LA TENSIÓN DE LOS ULTRACONDENSADORES:

Cuando el sistema trabaja en modo MODEN, el estado de funcionamiento del inversor (APAGADO / POT-CTE) dependerá del valor de la tensión de los ultracondensadores. Si éste supera un máximo ($V_{UC-máx}$) el inversor pasará a trabajar a potencia constante. Por el contrario, si la tensión de los ultracondensadores desciende por debajo de un valor mínimo ($V_{UC-mín}$) el inversor se apagará.

La elección del intervalo de excursión de la tensión de los ultracondensadores, $[V_{UC-mín}, V_{UC-máx}]$, deberá ser fruto de un compromiso adecuado entre los siguientes factores:

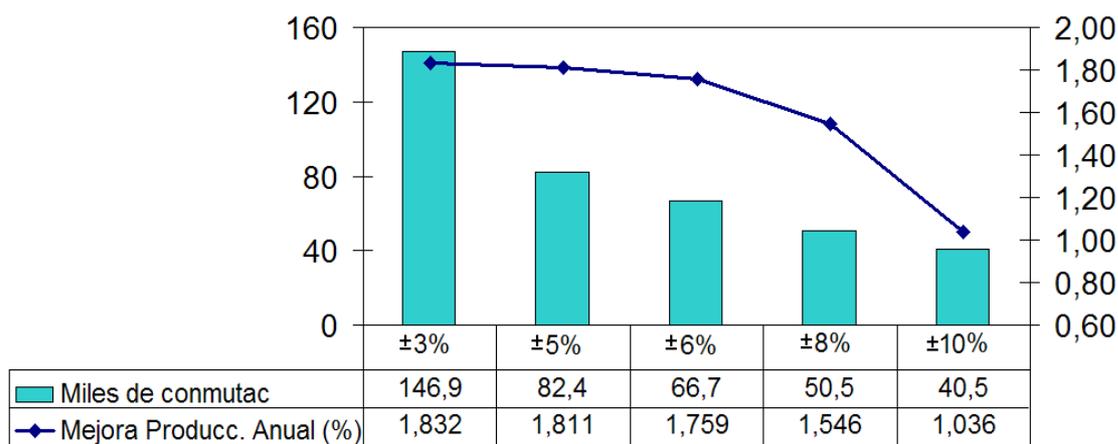
- Se requiere que el intervalo de variación sea estrecho para que el generador fotovoltaico, cuya tensión coincide prácticamente con la de los ultracondensadores a los que está conectado en paralelo, trabaje lo más próximo posible a su punto de máxima potencia.

El algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia implementado en el sistema MODEN sitúa el intervalo de variación de la tensión de los ultracondensadores (y del generador) de manera que su centro es el valor de tensión para el que la potencia ofrecida por el generador es máxima en cada instante. Durante su funcionamiento, el generador fotovoltaico se separa de su punto de máxima potencia tanto más cuanto mayor sea el intervalo de variación de la tensión de los ultracondensadores. Por lo tanto un intervalo ancho hace que el algoritmo del punto de máxima potencia pierda eficiencia y se reduzca la energía que podría obtenerse del generador fotovoltaico.

- Por el contrario, si el intervalo de variación de la tensión de los ultracondensadores es muy estrecho, el número de conmutaciones del inversor se dispara salvo que se utilicen valores muy altos de capacidad, que no servirían para mejorar la eficiencia general del sistema. Ya se comentó que el aumento del número de conmutaciones podría provocar pérdida de eficiencia en los inversores en función de su periodo de transición entre modos de funcionamiento.

Se ha evaluado mediante simulación esta posibilidad para encontrar valores de compromiso que satisfagan suficientemente las situaciones descritas. Se trabaja con el modelo de instalación MODEN utilizado en los apartados anteriores que incluye una batería de ultracondensadores de 5 F., que representa un valor adecuado para las condiciones de trabajo de la instalación, como se comprobó anteriormente. Se simula el sistema con distintos rangos de variación de la tensión de los ultracondensadores desde $V_{mp} \pm 3\%$ hasta $V_{mp} \pm 10\%$. Se entiende que $V_{mp} \pm 3\%$ representa el intervalo $[V_{UC-mín}, V_{UC-máx}]$ donde $V_{UC-mín} = (1-0,03)V_{mp}$ y $V_{UC-máx} = (1+0,03)V_{mp}$, y V_{mp} corresponde a la tensión del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico en cada instante.

La siguiente gráfica muestra la mejora de producción anual de una instalación MODEN con 5 faradios de capacidad frente a una instalación convencional, para distintos rangos de variación de la tensión en los ultracondensadores. Se incluye además el número de conmutaciones (en miles) durante todo el año.

Fig: 5.25: Mejora de producción anual en función del rango de variación de V_{UC} .

De los resultados de la simulación se deduce que, evidentemente, a medida que se reduce el intervalo de variación de V_{UC} aumenta el índice de mejora de la producción debido a un mejor seguimiento del punto de máxima potencia. A cambio, el número de conmutaciones aumenta drásticamente a medida que se reduce dicho intervalo de variación. La gráfica muestra como, por debajo de $\pm 5\%$, la mejora en la producción es poco significativa pero el aumento del número de conmutaciones es dramático. El punto $\pm 5\%$ supone, como ya se comentó, una situación en la que el 90% de las conmutaciones tienen una duración superior a 6 segundos, que puede considerarse un valor aceptable.

Se analizó también mediante simulación la posibilidad de reducir el número de conmutaciones ampliando el intervalo de variación de V_{UC} de manera asimétrica alrededor del punto de máxima potencia. La curva típica potencia/tensión de un generador fotovoltaico (figura 5.26) presenta diferentes pendientes a ambos lados del punto de máxima potencia. La variación de potencia con la tensión es más reducida para valores inferiores de V_{mp} que para valores superiores por lo que se plantea hacer crecer el intervalo de variación de V_{UC} en mayor medida hacia los valores inferiores de V_{mp} . Se han simulado diferentes intervalos de variación desde $[-10\%, +3\%]$ hasta $[-10\%, +10\%]$ y los resultados se recogen en la gráfica de la figura 5.27.

Se observa que, como se esperaba, el número de conmutaciones se ha reducido significativamente al ampliar el margen de variación de V_{UC} . El número de conmutaciones dependerá de la amplitud del intervalo casi en la misma forma que en el caso simétrico, pero los mejores resultados se obtienen para intervalos más centrados respecto al punto de máxima potencia. Si el intervalo de variación se desvía demasiado, es el caso de $[-10\%, +3\%]$, el rendimiento del sistema se degrada.

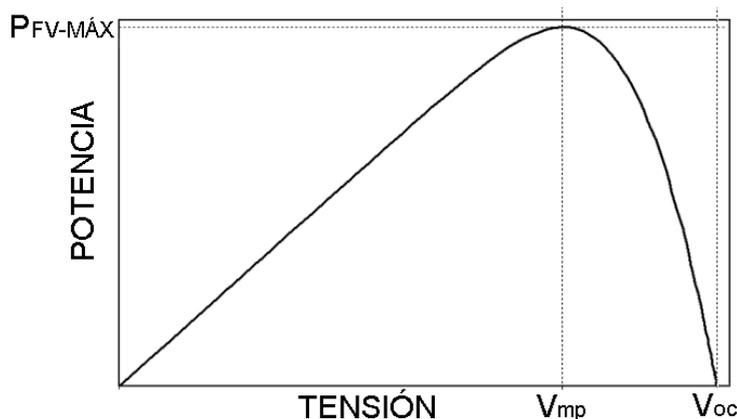


Fig: 5.26: Curva típica Potencia/Tensión de un generador fotovoltaico.

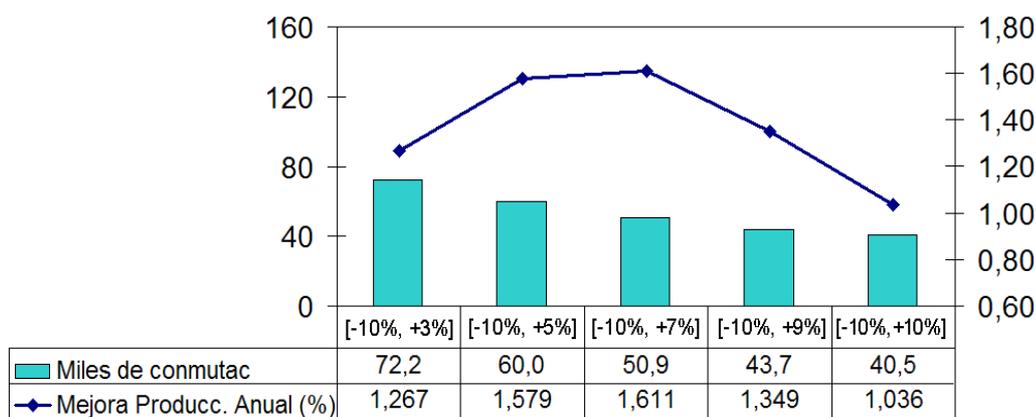


Fig: 5.27: Mejora de producción anual con el rango de variación de V_{UC} asimétrico.

En conclusión se puede decir que ampliar el intervalo de variación de V_{UC} es una opción adecuada en los casos en los que un elevado número de conmutaciones penalice el rendimiento del inversor (inversor no orientado al funcionamiento MODEN), a pesar de que esta decisión reduce el margen de mejora que se puede obtener con el sistema MODEN. En cualquier caso, es preferible utilizar un intervalo de variación de la tensión de los ultracondensadores dispuesto de manera simétrica alrededor de la tensión del punto de máxima potencia del generador en cada instante.

E.- INFLUENCIA DE LA POTENCIA LÍMITE:

A lo largo del trabajo se entiende por potencia límite ($P_{LÍMITE}$) el valor máximo de potencia del generador fotovoltaico sobre el que se aplica el modo de funcionamiento MODEN. Es decir, cuando la potencia producida por el generador fotovoltaico es inferior a este valor, el inversor trabaja en modo MODEN, mientras que cuando es superior, el inversor trabaja de forma convencional buscando el punto de máxima potencia.

Cuanto mayor es el valor de $P_{LÍMITE}$, más amplio es el rango de potencias sobre el que se aplica el modo MODEN. Este modo de funcionamiento es porcentualmente más eficiente cuanto menor es la potencia ofrecida por el generador fotovoltaico, pero su peso en la eficiencia global del sistema es poco relevante si esta es demasiado pequeña. A medida que crece la potencia del generador fotovoltaico sobre la que se trabaja en modo MODEN, el índice de mejora de eficiencia del inversor es más pequeño (ya que el rendimiento del inversor convencional aumenta) pero se aplica a una cantidad mayor de energía fotovoltaica, por lo que su contribución global también es relevante.

En cualquier caso $P_{LÍMITE}$ siempre ha de ser inferior a $P_{ÓPTIMA}$, que corresponde a la potencia a la que trabaja el inversor en modo MODEN-ON, y que se escogerá como la potencia a la que el rendimiento del inversor es máximo.

Efectivamente, si $P_{LÍMITE}$ supera a $P_{ÓPTIMA}$, el sistema MODEN no puede sacar la energía al mismo ritmo que se genera aunque el inversor esté trabajando de forma continua, de manera que su punto de trabajo se aleja del punto de máxima potencia del generador, es decir, se obtiene menos energía de la que se podría obtener.

El valor de $P_{LÍMITE}$ influye también en el número y la duración de las conmutaciones en modo MODEN. El número de conmutaciones aumenta con $P_{LÍMITE}$ ya que se amplía el periodo de tiempo en el que el sistema trabaja en modo MODEN. Respecto a la duración de las conmutaciones, el intervalo t_{ON} mínimo no depende de $P_{LÍMITE}$ pero sí el valor mínimo de t_{OFF} . El intervalo t_{OFF} más pequeño viene definido por la capacidad de los ultracondensadores, la tensión de máxima potencia del generador fotovoltaico en cada instante y, también, por el valor de $P_{LÍMITE}$.

Efectivamente, el valor mínimo de t_{OFF} corresponde al tiempo que tardan los ultracondensadores en adquirir la energía suficiente para pasar de $V_{UC-mín}$ a $V_{UC-máx}$ cuando la potencia del generador es la máxima posible, es decir, $P_{LÍMITE}$ (suponiendo potencia constante en el generador fotovoltaico ya que la variación de su tensión es reducida).

$$E_{UC} = \frac{1}{2} C (V_{UC-máx}^2 - V_{UC-mín}^2) \quad (5.1)$$

$$V_{UC-máx} = \left(1 + \frac{\Delta V_{UC}}{100}\right) \cdot V_{mp} \quad (5.2)$$

$$V_{UC-mín} = \left(1 - \frac{\Delta V_{UC}}{100}\right) \cdot V_{mp} \quad (5.3)$$

$$t_{\text{OFF-min}} = \frac{E_{\text{UC}}}{P_{\text{LÍMITE}}} \quad (5.4)$$

Se ha simulado el efecto de la variación del valor de $P_{\text{LÍMITE}}$ en dos meses significativos de invierno (enero) y verano (julio). La simulación corresponde a la planta patrón con una capacidad de ultracondensadores de 5 F. y un rango de variación de V_{UC} de $\pm 5\%$. La potencia óptima se ha fijado en el 50% de la potencia nominal del generador. Las siguientes gráficas muestran la mejora de rendimiento del inversor MODEN (comparando la energía de salida alterna de un inversor MODEN con uno convencional) para distintos valores de $P_{\text{LÍMITE}}$, expresado como porcentaje de la potencia nominal.

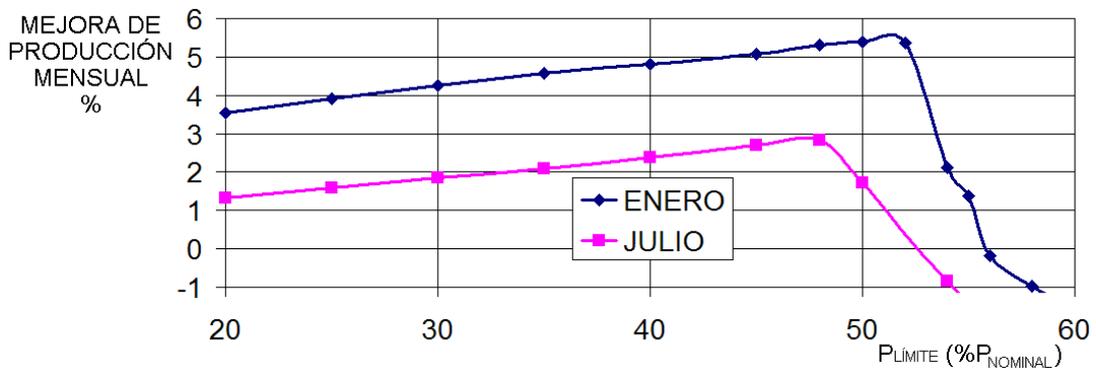


Fig. 5.28: Mejora de producción mensual en función de la $P_{\text{LÍMITE}}$.

Para cuantificar globalmente las posibilidades de la variación de $P_{\text{LÍMITE}}$ se ha simulado la situación del sistema durante el año completo. Se muestran en las siguientes gráficas la mejora de rendimiento anual en función de $P_{\text{LÍMITE}}$ y el número de conmutaciones a lo largo del año en cada caso.

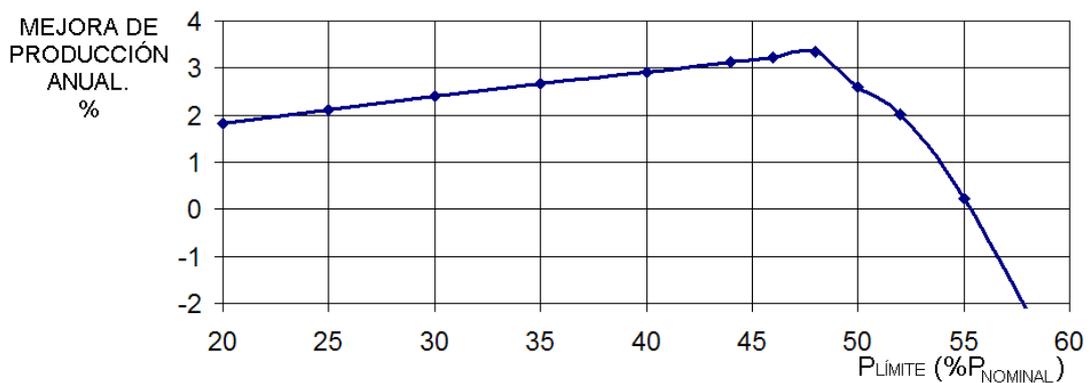


Fig. 5.29: Mejora de producción anual en función de la $P_{\text{LÍMITE}}$.

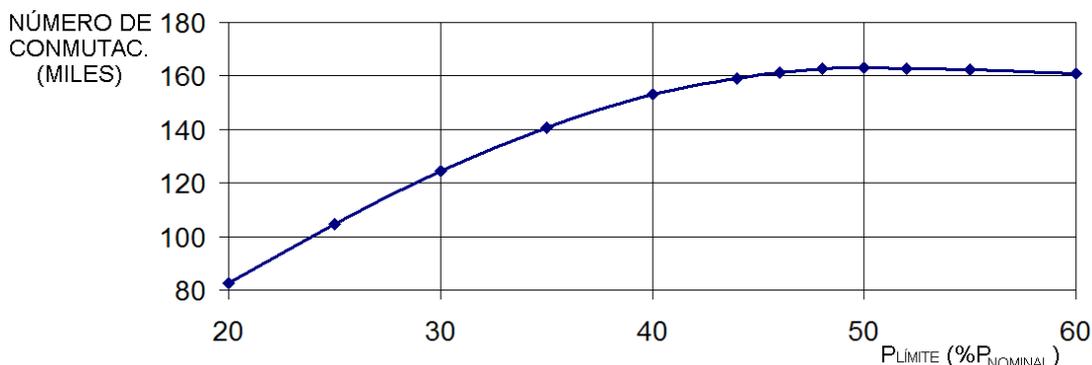


Fig: 5.30: Número de conmutaciones en un año en función de la $P_{LÍMITE}$.

Acercas de los resultados anteriores se han de hacer las siguientes consideraciones:

a) El incremento del número de conmutaciones con $P_{LÍMITE}$ se debe exclusivamente al aumento del tiempo en el que el sistema trabaja en modo MODEN al aplicarse a un intervalo de potencias más amplio.

Se ha cuantificado el porcentaje de veces que t_{ON} o t_{OFF} se han reducido por debajo de 6 segundos y este se mantiene constante por debajo del 2% para distintos valores de $P_{LÍMITE}$.

b) Parte del índice de mejora que se obtiene a medida que aumenta $P_{LÍMITE}$ se consigue porque el algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia del sistema MODEN mejora en eficiencia al del inversor convencional.

El modelo del inversor convencional no sigue idealmente el punto de máxima potencia sino que se ha previsto como un componente de pérdidas el rendimiento del algoritmo MPPT. En el caso de la simulación, el rendimiento del algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia es del 95%. La simulación muestra que, en las condiciones de la planta utilizada, el procedimiento de búsqueda del punto de máxima potencia del sistema MODEN mejora el 95% a pesar de la variación de la tensión del generador fotovoltaico inherente a esa forma de trabajar.

Del análisis desarrollado se deduce la conveniencia de aumentar $P_{LÍMITE}$ hasta un valor que optimice el rendimiento del sistema. En el caso de la planta patrón se puede fijar el valor óptimo de $P_{LÍMITE}$ en torno a 47% o 48%.

5.3. EL SISTEMA MODEN III.

El sistema MODEN III comparte la filosofía MODEN general, es decir, en condiciones de baja potencia fotovoltaica, el inversor trabaja de forma intermitente de manera que cuando se activa lo hace en su punto de máximo rendimiento. En el caso del sistema MODEN V los periodos de conmutación del inversor llegaban en algunos casos a ser excesivamente pequeños (unos 5 o 6 segundos). Este modo de trabajo requiere una concepción particular de los inversores que permita implementarlo de una forma eficiente. La estrategia MODEN III pretende reducir sustancialmente el número de ciclos de conmutación que ha de ejecutar el inversor.

Para su descripción es necesario establecer previamente algunas ideas básicas sobre el funcionamiento de los inversores fotovoltaicos conectados a red convencionales.

5.3.1. IDEAS BÁSICAS SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DE UN INVERSOR FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED.

La misión del inversor en un sistema fotovoltaico como el de la figura consiste en extraer la máxima energía del generador e inyectarla en la red con un factor de potencia óptimo.

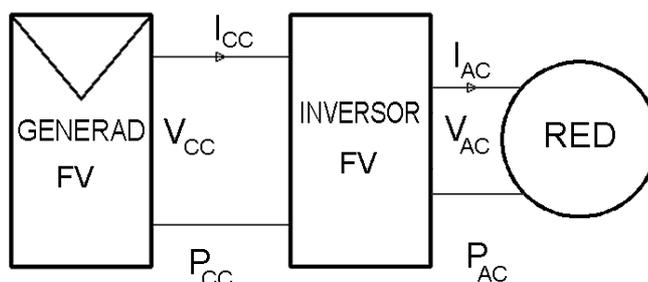


Fig: 5.31: Esquema general de un sistema fotovoltaico conectado a red

El funcionamiento del inversor fotovoltaico se basa en el control de dos variables: La tensión de continua en la entrada (V_{CC}) y la corriente inyectada a la red (I_{AC}).

a) LA TENSIÓN CONTINUA V_{CC} :

El objetivo del control del inversor es conseguir que el valor de tensión en el generador fotovoltaico sea aquel que permita producir el máximo de energía, para las distintas condiciones de irradiancia y temperatura (MPP).

La siguiente gráfica muestra la potencia suministrada por un generador

fotovoltaico (expresada en porcentaje de la potencia pico en condiciones estándar) frente a la tensión de trabajo (expresada en porcentaje de V_{mp} en condiciones estándar) para distintas condiciones de irradiancia y temperatura.

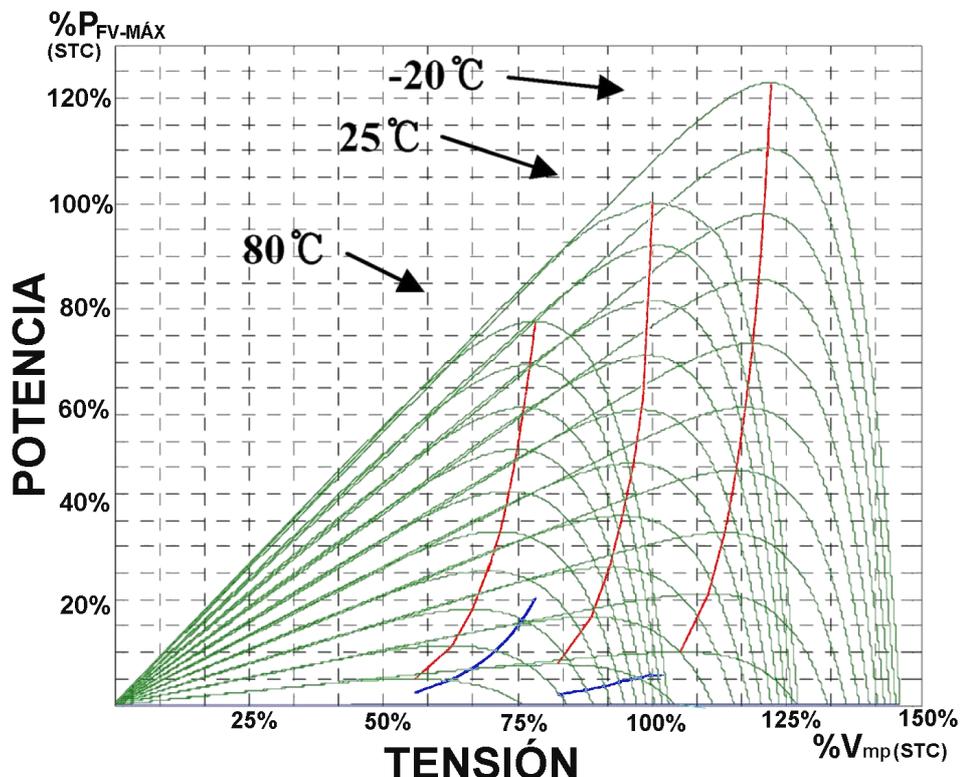


Fig. 5.32: Curva Potencia/Tensión de un generador fotovoltaico típico.

El gráfico incluye tres grupos de curvas que representan distintas temperaturas de funcionamiento de las células en el generador: 80 °C corresponde a las diez curvas de la izquierda, 25 °C al grupo central y -20 °C al grupo de curvas de la derecha. Cada grupo se compone de diez curvas que corresponden a valores de la irradiancia equiespaciados entre 100 W/m², en la parte inferior, y 1000 W/m², las curvas más elevadas de cada grupo. Se incluyen también tres curvas en color rojo que representan el lugar geométrico de los puntos de trabajo de máxima potencia para todos los casos de irradiancia y temperatura.

La principal conclusión que se puede extraer a la vista de la gráfica anterior es que la tensión para la que el generador ofrece la máxima potencia varía mucho con sus condiciones de trabajo. En las condiciones extremas mostradas en la gráfica, V_{mp} puede variar entre un 55% de V_{mpSTC} , para una temperatura de célula de 80 °C y una irradiancia de 100 W/m², y un 122% de V_{mpSTC} para una temperatura de célula de -20 °C y una irradiancia de 1000 W/m².

Por otro lado, el valor V_{mpSTC} del generador fotovoltaico de una determinada potencia dependerá de la configuración elegida para construirlo: características del módulo fotovoltaico que lo componen y número de módulos que forman las

series. Los inversores fotovoltaicos por lo tanto deberán admitir amplios rangos de tensión continua en su entrada y disponer de un mecanismo eficiente que asegure que en todo momento el generador fotovoltaico está trabajando con la tensión del punto de máxima potencia (control MPPT).

b) LA CORRIENTE INYECTADA A LA RED I_{AC} :

La tensión y la frecuencia de salida del inversor vendrán fijados por la red. El inversor trabajará como fuente de corriente y su control enviará las referencias de magnitud y fase de la corriente para inyectar en la red la relación de potencia activa/reactiva deseada.

Para desarrollar ambas funciones los inversores comerciales pueden adoptar diversas configuraciones. Las que aparecen con más frecuencia son las siguientes:

I. Puente inversor (Con o sin aislamiento en BF):

El convertidor CC/CA está formado únicamente por un puente inversor. Puede conectarse a la red directamente o a través de un transformador de baja frecuencia (BF) para dotarle de aislamiento galvánico.

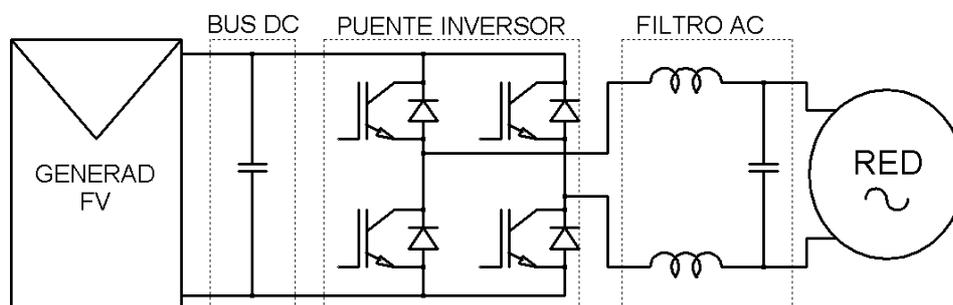


Fig: 5.33: Esquema de un inversor FV basado en un puente inversor.

El control del puente inversor se encarga de buscar el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. Para ello varía la consigna de la corriente que el puente debe inyectar a la red, y consecuentemente extraer del generador fotovoltaico, hasta comprobar mediante su algoritmo MPPT que la potencia extraída es máxima.

II. Convertidor CC/CC + Puente inversor.

En el caso anterior, la tensión mínima que debe tener el bus de continua, y por lo tanto el generador fotovoltaico, debe ser suficiente en cualquier caso (incluso a temperaturas altas) para generar el valor de cresta de la tensión alterna de salida. Por ejemplo, el modelo 4000C de SOLARMAX [1] con esa configuración admite como intervalo de tensión del MPP el rango 400 a 850 voltios, lo que condiciona fuertemente la forma de disponer los módulos en el generador.

Se puede mejorar la flexibilidad en la configuración del generador fotovoltaico mediante la inclusión, como primera etapa del inversor fotovoltaico, de un convertidor CC/CC que adapte la tensión del generador a la entrada del puente inversor. También en este caso las posibilidades son muy diversas pero lo habitual es que el convertidor CC/CC adopte la forma de un convertidor 'booster' o de un convertidor 'push-pull' con aislamiento de alta frecuencia.

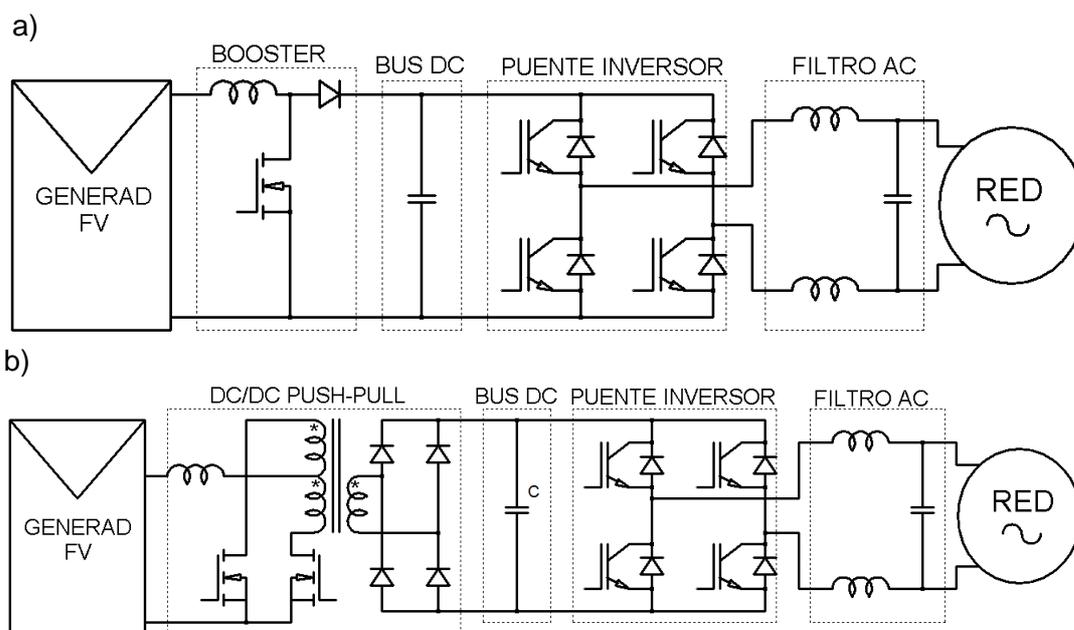


Fig: 5.34: Inversores Fotovoltaicos: a) Con Booster; b) Con Push-pull.

En este caso el convertidor CC/CC es el encargado de buscar el punto de máxima potencia. La tensión del bus de continua se mantiene prácticamente constante y el control del CC/CC modifica su ciclo de trabajo, y consecuentemente la relación entre las tensiones de su entrada y su salida, hasta conseguir que la potencia extraída sea máxima (la literatura ofrece numerosos algoritmos de búsqueda del punto de máxima potencia en un generador fotovoltaico [2]).

La misión del puente inversor es extraer la energía volcada en el bus de continua al mismo ritmo que se produce para mantener su tensión constante, e inyectarla a la red con el factor de potencia deseado.

Los convertidores CC/CA que adoptan esta configuración ofrecen también un amplio rango de tensiones de entrada para alcanzar el MPP en cualquier circunstancia, pero los límites inferiores del intervalo no tienen la limitación de la configuración anterior. Lo habitual para este tipo de inversores comerciales es que el puente inversor trabaje alrededor de 350 o 400 voltios y que el rango de entrada del inversor completo se extienda desde 100 hasta 500 voltios.

Es el caso, por ejemplo, de los inversores:

- Serie S de SOLARMAX [3]: admite V_{mp} entre 100 y 550 voltios.
- *Ingecon SUN 5* de INGETEAM [4] (utilizado en el prototipo): admite V_{mp} entre 160 y 450 voltios.
- *Sunny Boy 5000 TL* de SMA [5]: admite V_{mp} entre 175 y 500 voltios.

5.3.2. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA MODEN III.

La arquitectura de los inversores fotovoltaicos susceptibles de trabajar de acuerdo con el sistema MODEN III es la segunda de las analizadas en el apartado anterior que incluye un convertidor CC/CC y un puente inversor. La única diferencia desde el punto de vista hardware entre un inversor comercial y un inversor MODEN es que, en este último, el bus de continua está soportado por una batería de ultracondensadores.

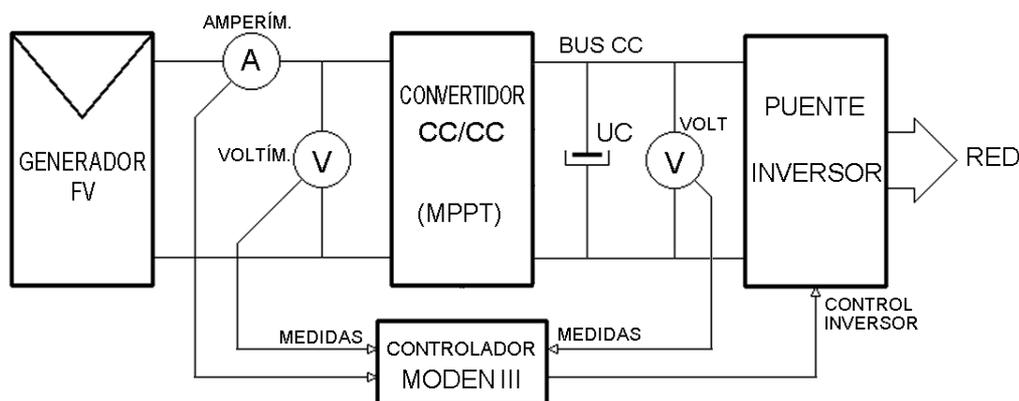


Fig: 5.35: Estructura del inversor MODEN III

El resto de diferencias radican en el control aplicado sobre el puente inversor. El sistema MODEN III tendrá dos modos de funcionamiento en función de la potencia suministrada en cada instante por el generador fotovoltaico:

- Modo NORMAL:** Corresponde al funcionamiento convencional del inversor fotovoltaico. Se ejecuta cuando la potencia fotovoltaica supera un umbral.
 - ◆ El convertidor CC/CC trabaja de acuerdo con el algoritmo MPPT y adapta su tensión de entrada al punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.
 - ◆ El puente inversor extrae la energía volcada en el bus de continua para mantenerlo a un valor de tensión en el que su rendimiento sea óptimo e inyecta esa energía a la red con un factor de potencia adecuado.

b) **Modo MODEN:** El sistema trabaja en este modo en situaciones de baja irradiancia, cuando la potencia suministrada por el generador fotovoltaico no alcanza un determinado umbral.

- ◆ El convertidor CC/CC de nuevo implementa su algoritmo MPPT con la única diferencia respecto a su funcionamiento normal de que su tensión de salida podrá variar en un intervalo relativamente amplio.
- ◆ El puente inversor trabajara durante este modo de forma intermitente en función de la tensión alcanzada en el bus de continua (tensión de los ultracondensadores):
 - Si la tensión del bus, debido a la energía introducida en los ultracondensadores por el convertidor CC/CC, supera un umbral máximo, el puente comenzará a inyectar energía en la red a un ritmo de potencia en el que su rendimiento sea máximo. En cualquier caso, la potencia a la que funcione el puente será superior a la potencia umbral del modo MODEN, por lo que durante el funcionamiento del puente se reducirá la tensión de los ultracondensadores.
 - Si la tensión del bus de continua desciende por debajo de un umbral mínimo, el puente inversor deja de inyectar energía en la red (su referencia de corriente de salida se hará nula) de manera que la tensión de los ultracondensadores sube por la energía suministrada por el convertidor CC/CC.

5.3.3. DISEÑO DEL SIMULADOR

En esencia el simulador utilizado para verificar el funcionamiento del sistema MODEN III es similar al que se utilizó para el sistema MODEN V, y que aparece descrito en apartados anteriores. Se diferencian, no obstante, en la forma de simular al inversor fotovoltaico. En este caso se modelan por separado el convertidor CC/CC y el puente inversor que conforman el inversor fotovoltaico completo.

a) **MODELO DEL CONVERTIDOR CC/CC:**

El convertidor CC/CC de la planta MODEN trabajará en los dos modos de funcionamiento anteriores, NORMAL y MODEN. El convertidor CC/CC de la planta convencional de referencia trabajará siempre en modo NORMAL. Pero ambos modos de funcionamiento en el caso del CC/CC serán muy similares. En ambos casos el convertidor CC/CC implementa el mismo algoritmo de búsqueda del punto

de máxima potencia y la única diferencia será:

- ◆ En modo NORMAL: La tensión de salida del CC/CC es prácticamente fija (por ejemplo 400 voltios).
- ◆ En modo MODEN: La tensión de salida del CC/CC varía en un rango relativamente amplio (por ejemplo entre 350 y 450 voltios).

Esa diferencia implica que el intervalo de variación del ciclo de trabajo es ligeramente más amplio en el caso MODEN. Se plantea a modo de ejemplo una situación típica:

- La estructura del convertidor CC/CC es la de un elevador (*booster*).
- El rango de variación de la tensión del punto de máxima potencia en el generador fotovoltaico se extiende desde 150 hasta 300 voltios.
- La tensión de salida del CC/CC será 400 voltios en modo NORMAL y variable entre 375 y 475 voltios en modo MODEN.

El intervalo de variación del ciclo de trabajo en ambos casos puede calcularse a partir de la expresión general de los convertidores elevadores:

$$V_o = \frac{1}{1-D} V_{in} ; \quad D = 1 - \frac{V_{in}}{V_o}, \quad \text{con } D = \text{Ciclo de trabajo} \quad (5.5)$$

El resultado obtenido en el ejemplo es:

- ✓ En funcionamiento NORMAL, D varía entre 0,25 y 0,63.
- ✓ En funcionamiento MODEN, D varía entre 0,20 y 0,68.

Desde el punto de vista del rendimiento de la conversión de energía del CC/CC esa diferencia en el ciclo de trabajo es muy poco significativa por lo que puede considerarse que ambos modos de funcionamiento ofrecen el mismo rendimiento.

Por otro lado, el elemento más importante en la eficiencia del convertidor CC/CC será la bondad del algoritmo MPPT empleado, que será el mismo en ambos modos de funcionamiento.

En conclusión, como el objetivo de la simulación es comparar la diferencia entre la energía obtenida por una planta convencional y otra equivalente con el sistema MODEN, es suficiente con modelar en ambos casos el convertidor CC/CC como un rendimiento constante que representa la eficiencia promedio del algoritmo

MPPT.

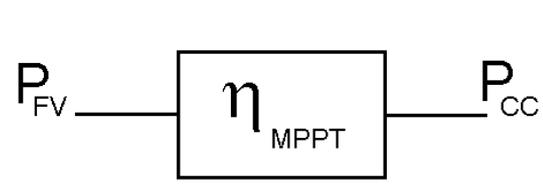


Fig: 5.36: Modelo del convertidor CC/CC

b) **MODELO DEL PUENTE INVERSOR:**

En el caso del puente inversor las diferencias de funcionamiento son mayores. Mientras que en el modo NORMAL (y también en la planta de referencia) el puente inversor trabaja con potencia variable y tensión de entrada fija, en modo MODEN el puente trabajará con potencia constante y tensión de entrada variable.

Para modelar el puente inversor se deberá determinar el rendimiento energético con el que trabaja en cada instante, el cuál dependerá en unos casos de la potencia convertida y en otros de la tensión de trabajo.

b.1) **RENDIMIENTO DEL PUENTE INVERSOR EN MODO NORMAL:**

Trabajando a tensión constante, la variación del rendimiento del puente inversor con la potencia (de entrada o de salida) responde a la curva típica ya introducida en el capítulo anterior. Como se comentó entonces, se utilizará en el simulador una aproximación lineal por tramos de la curva de eficiencia empírica obtenida para el inversor de la planta prototipo (figura 5.37).

b.2) **RENDIMIENTO DEL PUENTE INVERSOR EN MODO MODEN:**

Además de la potencia, la eficiencia energética de un inversor conectado a la red depende de la tensión de continua en su entrada [6],[7],[8].

Cada vez son más los fabricantes que recogen en sus hojas de características la curva de rendimiento frente a la potencia de salida para distintos valores de tensión de entrada (normalmente para los valores límite del intervalo de tensiones de entrada admisibles y para el valor de tensión de entrada que ofrece el rendimiento máximo).

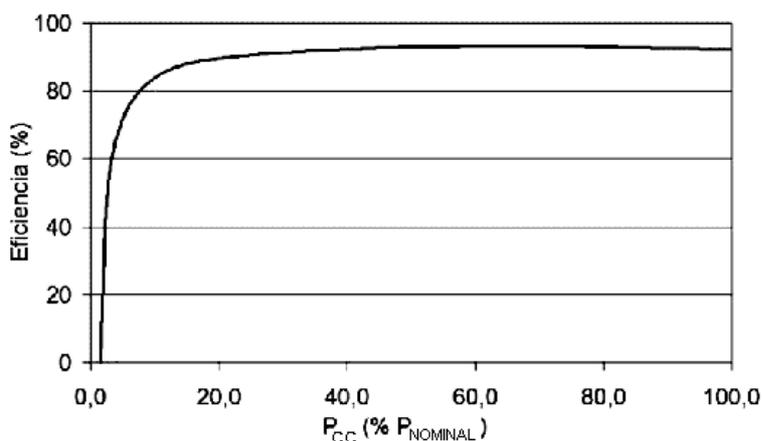
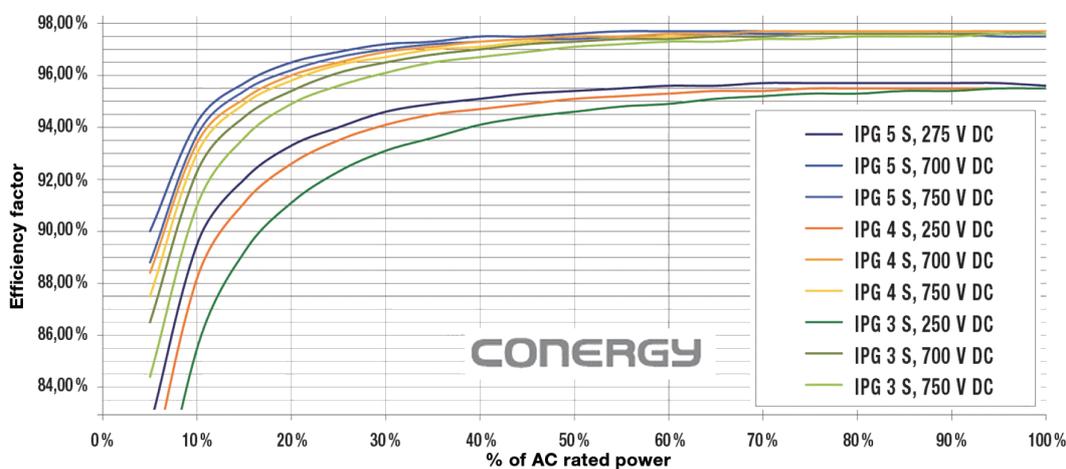
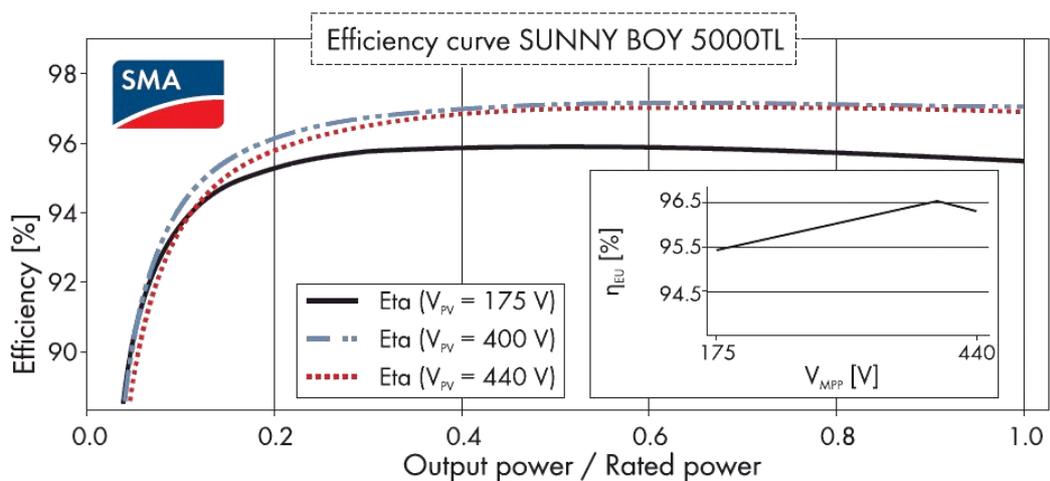


Fig: 5.37: Curva de eficiencia del inversor de la instalación prototipo

Es el caso, entre otros, de SMA [9], Conergy [10], Sunways [11] o Fronius [12]. A modo de ejemplo se muestran las curvas de eficiencia de algunos inversores de estos fabricantes con potencia nominal próxima a 5 Kw extraídas de sus hojas de características.



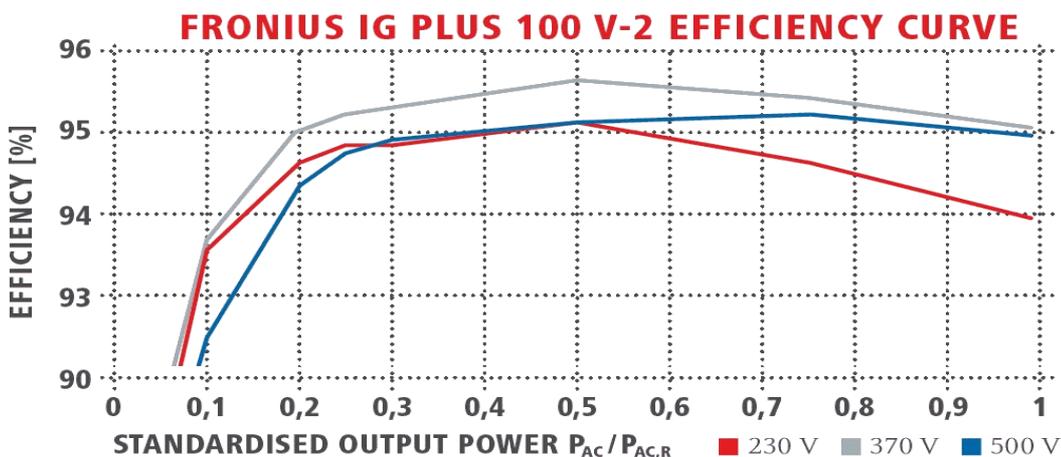
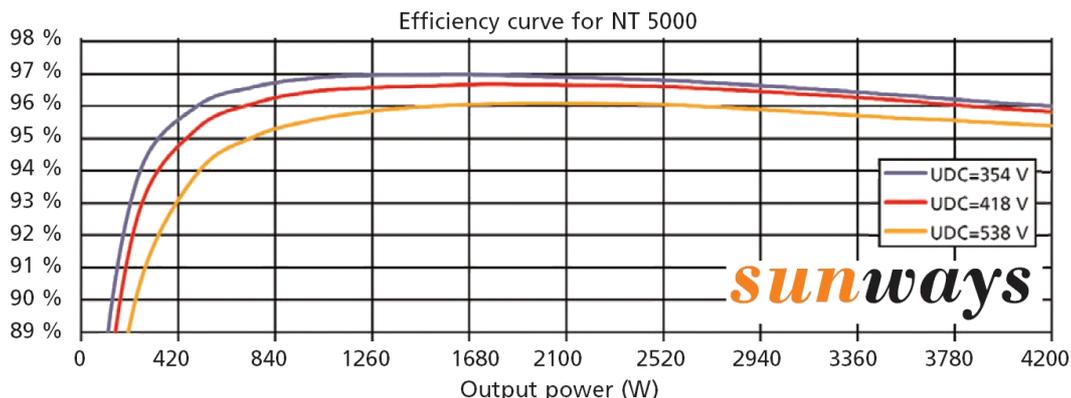


Fig: 5.38: Curvas de rendimiento de diversos inversores comerciales

En los ejemplos analizados se incluyen inversores que tienen su máxima eficiencia a tensiones bajas, como el NT5000 de Sunways. Otros por el contrario presentan su máxima eficiencia para las tensiones más altas del rango (como los inversores Conergy, por ejemplo) y otros, incluso, alcanzan su máximo rendimiento para valores intermedios del rango, como el IG-PLUS 100 de Fronius y, en menor medida, el Sunny Boy 5000TL de SMA.

Estudios como el realizado por Salas y Olías [13] sobre 500 inversores comerciales de menos de 10 Kw, o los ensayos realizados por el programa “Go Solar California^④” a 600 modelos de inversores comerciales [14] ponen de manifiesto esta diversidad de comportamiento, de lo que se deduce que no puede hablarse de un modelo de comportamiento único en lo que se refiere a la relación entre tensión y eficiencia en un inversor. La razón es que esta relación tiene múltiples factores que la condicionan, entre otros:

^④ “Go Solar California” es un programa de la California Energy Commission y de la California Public Utilities Commission del estado de California (EEUU).

- La topología del inversor.
- Los semiconductores de potencia empleados.
- La frecuencia de conmutación.
- Los métodos de modulación.
- Los filtros.

Basándose en el modelo que relaciona la eficiencia de un inversor con su potencia de salida y su tensión de entrada propuesto por F.P. Baumgartner [15], los profesores Muñoz, Martínez – Moreno y Lorenzo [16] estiman la variación de la eficiencia con la tensión entre un 0,005 y un 0,02 %/voltio, lo que podría suponer para un inversor una variación de eficiencia del ± 1 % en su funcionamiento típico (estas cifras incluyen en el inversor al convertidor CC/CC de la primera etapa).

Debido a la enorme diversidad señalada anteriormente, a la hora de definir un modelo que programar en el simulador se ha elegido, sin ánimo de generalización, un dispositivo que presenta su máximo rendimiento a las tensiones más bajas del rango de trabajo y cuya eficiencia varía $\pm 0,005$ %/V con la tensión de entrada.

Se ha de tener en cuenta que se está caracterizando únicamente la posible variación de eficiencia del puente inversor, no la del inversor completo. Tanto en el modelo del inversor del sistema de referencia como en el convertidor CC/CC del inversor MODEN se ha obviado la variación de eficiencia con la tensión de entrada. Con esa suposición, y en coherencia con la curva de rendimiento global del dispositivo modelado, cuando trabaje a la potencia de máximo rendimiento (modo MODEN) la eficiencia del puente inversor variará con la tensión de entrada de acuerdo a la siguiente curva:

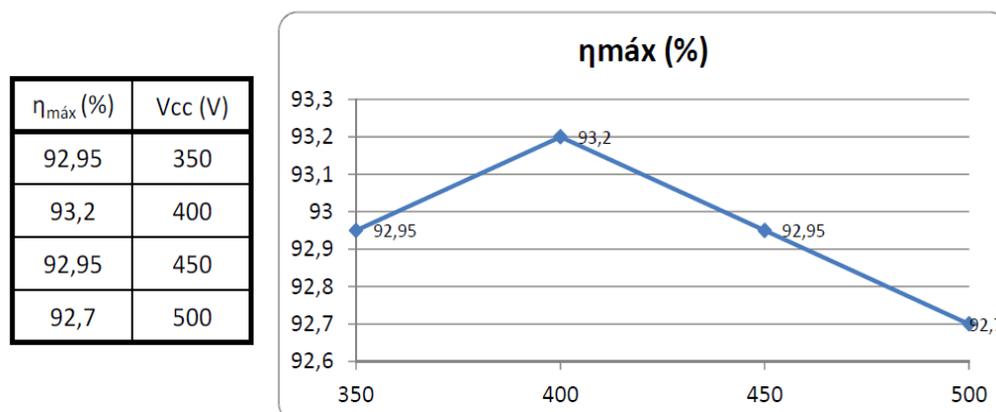


Fig: 5.39: Variación de la eficiencia máxima del puente inversor con su tensión de entrada.

5.3.4. SIMULACIÓN DE LA PLANTA PATRÓN

Al igual que se hizo en el caso del sistema MODEN V se pretende obtener con la simulación información sobre el funcionamiento del sistema y relacionar las distintas variables de dimensionamiento del equipo con las mejoras de eficiencia producidas. De nuevo en este caso se utilizará como planta patrón un modelo que represente la instalación prototipo construida en Ponferrada. De esta forma los resultados serán comparables directamente con los obtenidos de la simulación del sistema MODEN V.

A.- INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PATRÓN:

La planta patrón modelada corresponde a una instalación montada sobre un bastidor fijo orientado al sur e inclinado 30° respecto a la horizontal ubicada en Ponferrada (León). Las características del generador fotovoltaico se recogen en la siguiente tabla:

Potencia máxima	$P_{FV-MÁX}$	5070 W _P
Corriente de máxima potencia	I_{mpSTC}	16,66 A
Tensión de máxima potencia	V_{mpSTC}	304,3 V
Corriente de cortocircuito	I_{scSTC}	19,00 A
Tensión de circuito abierto	V_{ocSTC}	387,7 V
TONC	T_{ONC}	47°C

Tabla 5.4: Características del generador de la planta patrón (STC).

B.- ANÁLISIS MEDIANTE SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA:

Se ha utilizado para el análisis del comportamiento del sistema MODEN III un día con bastante nubosidad y rápidas variaciones de irradiancia.

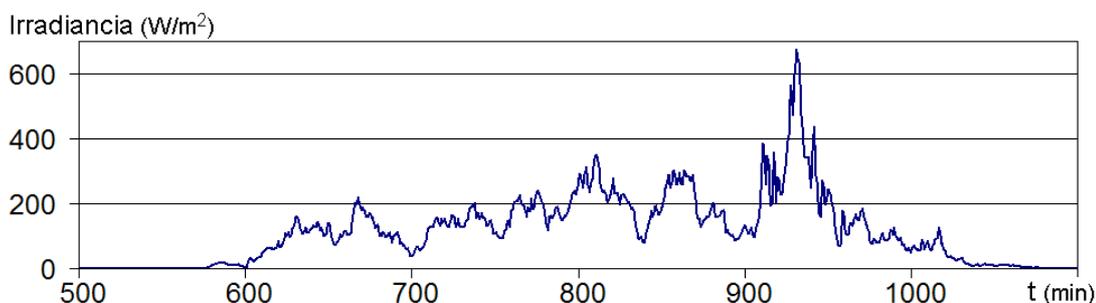


Fig: 5.40: Curva de irradiancia del día simulado.

Después de ejecutar el simulador se han recogido las distintas variables para

comprobar el funcionamiento del sistema MODEN III y compararlo con el sistema convencional de referencia. Se observa que ambos sistemas extraen del generador fotovoltaico la misma energía (figura 5.41) ya que los dos emplean el mismo algoritmo MPPT.

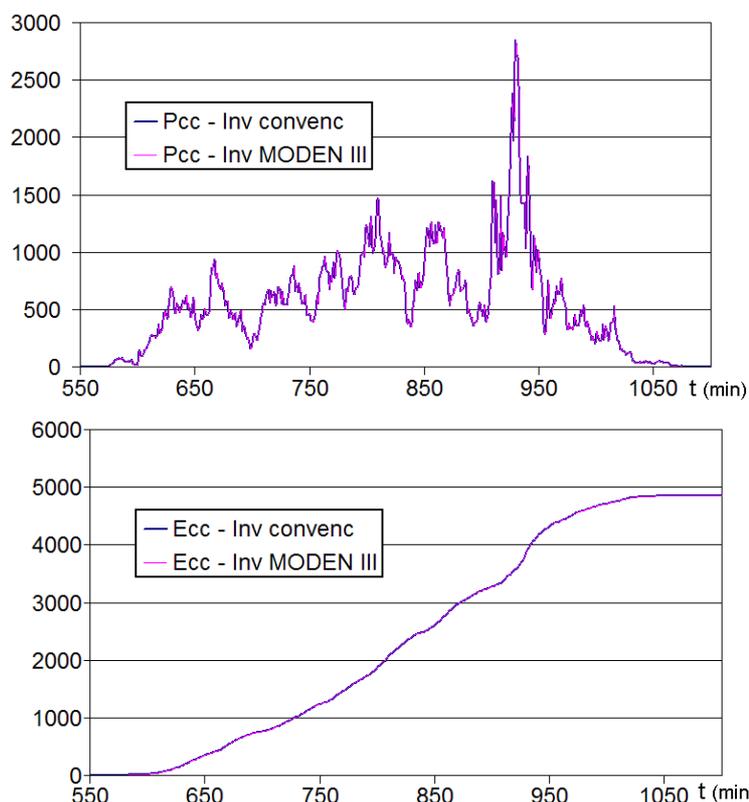


Fig: 5.41: Potencia y energía extraída de su generador FV por ambas instalaciones.

Sin embargo la potencia de salida de los inversores de ambas instalaciones tiene una evolución diferente durante los periodos de baja irradiancia: mientras que el inversor convencional ofrece una distribución continua de su potencia, el inversor MODEN trabaja de manera intermitente, conmutando entre intervalos de potencia constante (potencia óptima) e intervalos apagado.

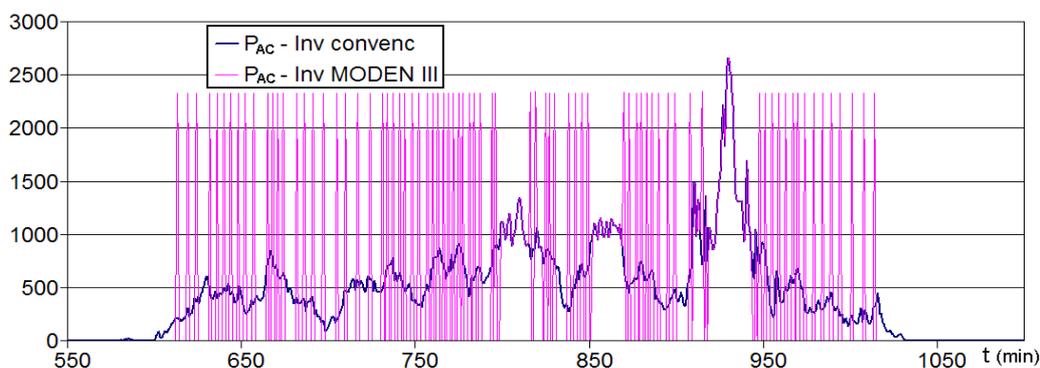


Fig: 5.42: Potencia de salida de los inversores de ambas instalaciones.

Cuando la irradiancia se hace más elevada ambas instalaciones suministran la misma potencia ya que la planta MODEN trabaja de forma convencional. Integrando la potencia de salida mostrada anteriormente se construye la curva de energía vertida a la red por ambas instalaciones.

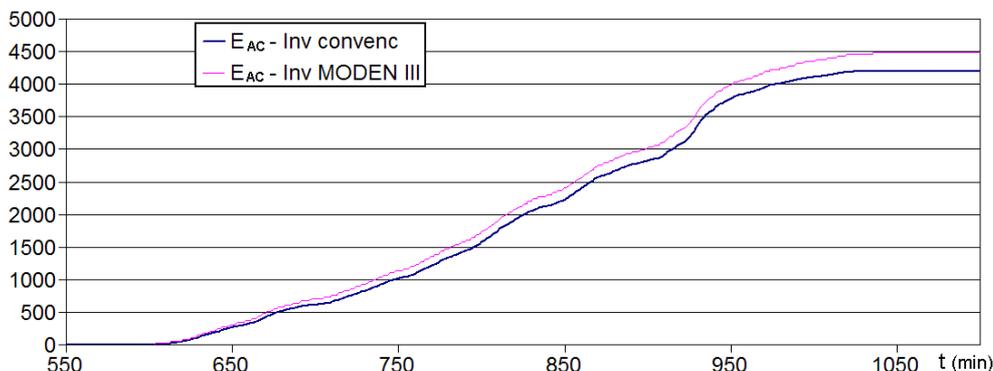


Fig: 5.43: Energía inyectada en la red por ambas instalaciones.

Las gráficas de las figuras 5.44 y 5.45 amplían la resolución temporal de la representación hasta los segundos y permiten apreciar la variación de tensión de los ultracondensadores a la entrada del puente y la potencia generada por el inversor cuando funciona en modo MODEN.

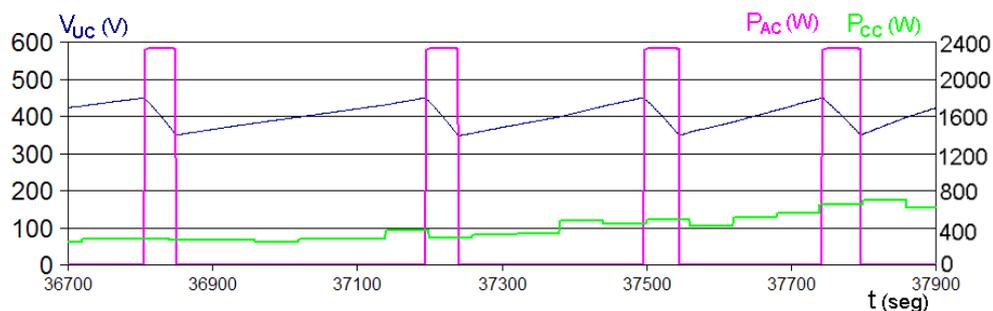


Fig: 5.44: Primer caso: Tensiones y potencias en el puente inversor trabajando en modo MODEN.

En el primer caso se representan en total 20 minutos durante los cuales la potencia del generador (P_{CC}) crece de manera más o menos lineal desde 240 hasta 700 W. Se observa que cuando la potencia en continua es más pequeña los pulsos de funcionamiento del inversor son más estrechos y están más separados. En este caso el tiempo necesario para cargar los ultracondensadores es mayor porque hay poca energía disponible, y el tiempo de funcionamiento del inversor es pequeño ya que la potencia constante generada procede en mayor medida de los ultracondensadores. A medida que crece la potencia de continua la separación entre pulsos se acorta, a mayor energía menor es el tiempo empleado en cargar los ultracondensadores, y la duración del pulso de funcionamiento se alarga ya que la contribución del generador fotovoltaico a la energía inyectada por el inversor en la red es mayor.

En un segundo caso se muestra el comportamiento del sistema MODEN III cuando la potencia del generador se aproxima, incluso supera, la potencia límite que en este ejemplo se fijó en 1000 W. De nuevo se aprecia que cuanto mayor es el valor de la potencia en continua más anchos y juntos están los pulsos de potencia de salida del inversor. También se observa que el inversor abandona el modo MODEN cuando la potencia del generador supera los 1000 W. En esa circunstancia la potencia de salida del inversor sigue a la del generador, salvo el rendimiento de la conversión (los datos de P_{CC} sólo se actualizan cada minuto).

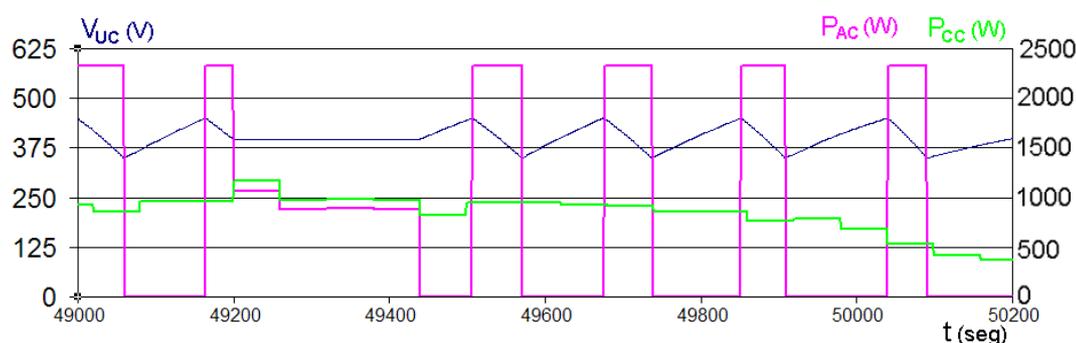


Fig. 5.45: Segundo caso: Tensiones y potencias en el puente inversor trabajando en modo MODEN.

C.- RESULTADOS DE LA PLANTA PATRÓN.

Se presentan en este apartado los resultados de producción durante un año completo ofrecidos por la simulación para una instalación convencional y otra equivalente a la que se ha añadido el sistema MODEN III.

C.1: Instalación convencional:

- **Resultados de producción:** La siguiente tabla recoge los datos de producción por meses de la planta patrón:

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL
Producc. AC (KW·h)	265,0	378,0	581,4	586,4	625,1	640,0	677,9
% Anual	4,5%	6,4%	9,9%	10,0%	10,7%	10,9%	11,6%

	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
Producc. AC (KW·h)	631,8	543,8	410,0	294,9	232,3	5876
% Anual	10,8%	9,3%	7,0%	5,0%	4,0%	100%

Tabla 5.5: Resultados de producción de la simulación de la planta patrón en Ponferrada.

- **Índices de rendimiento:**

- Productividad de Referencia, $Y_R = 1.625,2$ h.
- Productividad Final, $Y_F = 1.173$ KW·h/KW_{pico}.
- Rendimiento Global del Sistema, PR = 0,722

C.2: Instalación con el sistema MODEN III:

Los resultados mostrados corresponden a la simulación de la planta patrón a la que se ha añadido el sistema MODEN III con las siguientes características:

- * Capacidad de los ultracondensadores: 2,42 F.
- * Potencia límite del modo MODEN: 20% de $P_{NOMINAL}$.
- * Potencia de rendimiento óptimo: 50% de $P_{NOMINAL}$.
- * Rango de variación de la tensión de los ultracondensadores: 350 a 450 voltios (la tensión nominal del puente inversor es de 400 V.)

- **Resultados de producción:**

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL
Produc. AC (KW·h)	272,9	383,9	586,9	593,2	633,7	648,1	685,6
% Anual	4,6%	6,4%	9,9%	10,0%	10,6%	10,9%	11,5%

	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
Produc. AC (KW·h)	639,2	550,4	417,5	302,1	239,8	5963
% Anual	10,7%	9,2%	7,0%	5,1%	4,0%	100%

Tabla 5.6: Resultados de producción de la simulación de la planta MODEN III (Ponferrada).

- **Índices de rendimiento:**

- Productividad de Referencia, $Y_R = 1.625,2$ h.
- Productividad Final, $Y_F = 1.191$ KW·h/KW_{pico}.
- Rendimiento Global del Sistema, PR = 0,733.

C.3: Comparación entre ambas instalaciones:

La siguiente gráfica muestra la mejora de producción que supone en la instalación patrón ubicada en Ponferrada la incorporación del sistema MODEN III con las características que se indicaron anteriormente:

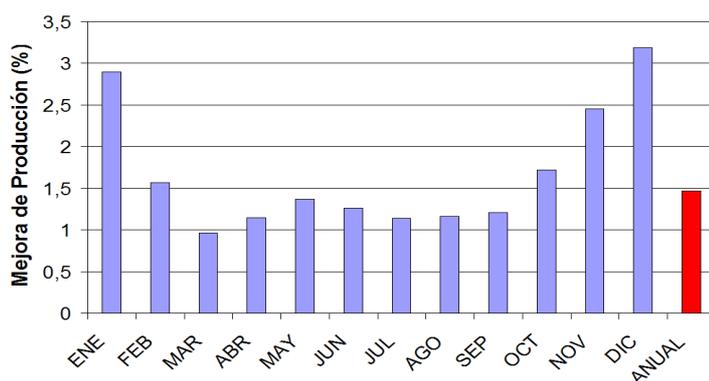


Fig: 5.46: Mejora de producción debida al sistema MODEN III.

D.- INFLUENCIA DE LA CAPACIDAD DE LOS ULTRACONDENSADORES EN LA INSTALACIÓN PATRÓN.

Uno de los elementos de diseño de la instalación MODEN III es la capacidad de los ultracondensadores instalados. Se analiza en este apartado cómo influye dicho parámetro en la mejora de eficiencia obtenido por el convertidor y en otros aspectos de su funcionamiento.

De las simulaciones realizadas, la primera conclusión importante que se deduce es que la energía inyectada a la red por la instalación patrón no depende de la capacidad de los ultracondensadores.

Tanto la instalación de referencia como la instalación MODEN III extraen del generador fotovoltaico la misma energía (ambas utilizan el mismo sistema de seguimiento del punto de máxima potencia) independientemente de la capacidad de los ultracondensadores montados en el sistema MODEN. En el modo de funcionamiento MODEN, la energía acumulada en los condensadores es convertida a alterna a la misma potencia independientemente de la capacidad de los ultracondensadores, y por tanto con el mismo rendimiento. La única diferencia al utilizar más o menos capacidad estriba en la duración de los periodos de carga y descarga de los ultracondensadores. Efectivamente, cuanto mayor es la capacidad, tanto el intervalo de tiempo en el que el inversor está apagado para que los condensadores se carguen como el periodo de trabajo a potencia constante durante el que se descargan, tienen mayor duración, pero la eficiencia en la conversión es la misma, y por lo tanto no se producen diferencias en la mejora de rendimiento frente a la instalación convencional.

A modo de ejemplo se muestra en la gráfica la evolución de la energía inyectada en la red por un inversor con el sistema MODEN III durante tres horas de funcionamiento en modo MODEN para los casos de capacidades de ultracondensadores 0,5F, 5F Y 10F. Se aprecia que, aunque los tiempos de

encendido y apagado del inversor en los tres casos son diferentes, finalmente la energía inyectada en la red es la misma.

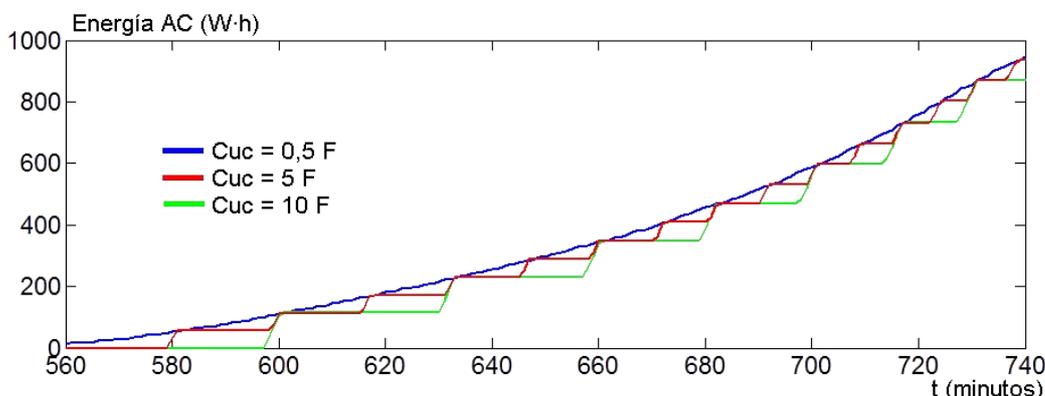


Fig: 5.47: Energía inyectada en la red en modo MODEN para distintas capacidades.

Se ha simulado el comportamiento del sistema MODEN III durante un año con distintos valores de capacidad y los resultados de mejora se muestran en la siguiente gráfica.

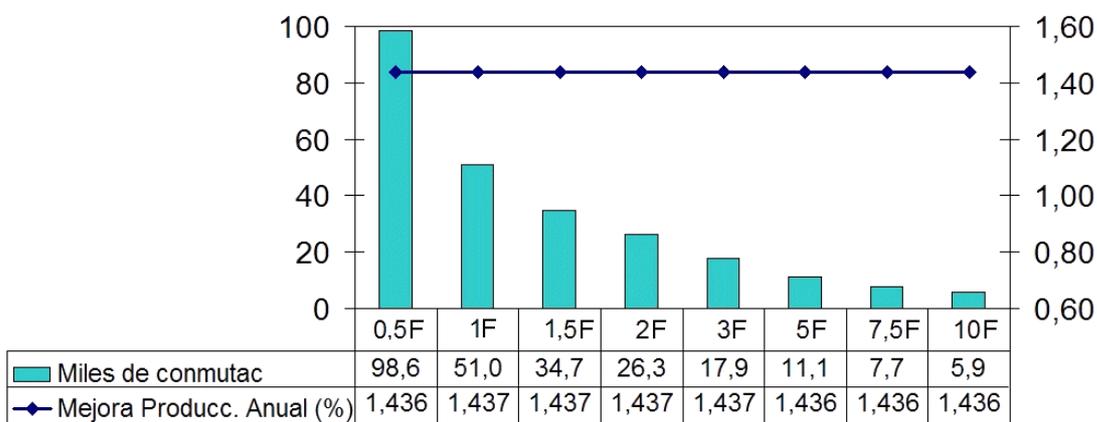


Fig: 5.48: Mejora de producción y número de conmutaciones durante un año para distintos UC.

Como se ha indicado, la única diferencia se refiere al número de conmutaciones y a su duración ya que el índice de mejora de producción es en todos los casos el mismo.

Para cada capacidad, se puede estimar la duración mínima del periodo de encendido del inversor (t_{ON-min}) atendiendo a la energía contenida en los ultracondensadores y que debe ser evacuada a potencia constante ($P_{ÓPTIMA}$) mediante las siguientes expresiones:

$$\frac{1}{2} C_{UC} (V_{UC-m\acute{a}x}^2 - V_{UC-min}^2) = P_{ÓPTIMA} \cdot t_{ON-min} \tag{5.6}$$

$$t_{\text{ON-mín}} = \frac{C_{\text{UC}}}{2 P_{\text{ÓPTIMA}}} (V_{\text{UC-máx}}^2 - V_{\text{UC-mín}}^2) \quad (5.7)$$

donde:

$t_{\text{ON-mín}}$ = Duración mínima del periodo de funcionamiento a potencia constante en modo MODEN.

C_{UC} = Capacidad de los ultracondensadores (F).

$P_{\text{ÓPTIMA}}$ = Potencia a la que el rendimiento del inversor es máximo.

$V_{\text{UC-máx}}$ = Máximo valor alcanzado por la tensión de los ultracondensadores.

$V_{\text{UC-mín}}$ = Mínimo valor alcanzado por la tensión de los ultracondensadores.

La ecuación (5.7) pone de manifiesto que la duración mínima del periodo de encendido y la capacidad de los ultracondensadores mantienen entre si una relación proporcional. En el caso del ejemplo utilizado anteriormente ($V_{\text{UC}} = 400 \pm 50 \text{ V}$ y $P_{\text{ÓPTIMA}} = 50\%$ de $P_{\text{NOMINAL}} = 2500 \text{ W}$) para asegurar que la fase de encendido del inversor dura al menos 10 segundos bastaría con colocar una capacidad de 0,625 F. Una capacidad mayor de los ultracondensadores agrandaría los intervalos de conducción pero no mejoraría la eficiencia del sistema.

E.- INFLUENCIA DEL INTERVALO DE VARIACIÓN DE LA TENSIÓN DE LOS ULTRACONDENSADORES.

El valor elegido como intervalo de variación de la tensión de los ultracondensadores tiene sobre el sistema MODEN III los siguientes efectos:

- Sobre la eficiencia del sistema: En modo MODEN, la tensión de los ultracondensadores debe variar alrededor de su valor nominal, entendiéndose como tal aquél que ofrece el máximo rendimiento a la potencia óptima.

A medida que la tensión de entrada del puente se aleja de su valor nominal su rendimiento va decreciendo, de manera que al ampliar el rango de variación de la tensión de los ultracondensadores el rendimiento promedio con el que funciona el inversor se hace más pequeño.

- Sobre el precio del sistema: De nuevo, utilizar un intervalo amplio de variación en la tensión de los ultracondensadores supone que la tensión que estos deben soportar es más alta por lo que se deberán añadir más elementos en serie a la batería de ultracondensadores y, además, de mayor capacidad para mantener la capacidad del conjunto, lo que incrementa su precio.

- Sobre la duración de los periodos de conmutación: La duración del mínimo periodo de funcionamiento del inversor en modo MODEN es proporcional a la variación admitida en la tensión de los ultracondensadores, y viene dada por la expresión:

$$t_{ON-min} = \frac{C_{UC}}{2 P_{OPTIMA}} \left((1 + VAR)^2 - (1 - VAR)^2 \right) V_{NOM}^2 \quad (5.8)$$

$$t_{ON-min} = \frac{2 C_{UC} V_{NOM}^2}{P_{OPTIMA}} VAR \quad (5.9)$$

donde:

VAR = Variación (en tanto por uno) de la tensión de los ultracondensadores respecto de su valor nominal, de manera que

$$V_{UC-max} = (1 + VAR) V_{NOM} \text{ y } V_{UC-min} = (1 - VAR) V_{NOM}$$

De la conjunción de estas tres influencias se deduce que la capacidad de los ultracondensadores debe ser tan pequeña como se pueda siempre que se garantice el periodo mínimo de conducción deseado.

Mediante la simulación de la planta patrón se puede cuantificar la influencia de este parámetro en la mejora de rendimiento, si bien este aspecto es fuertemente dependiente de la curva de variación del rendimiento del inversor con la tensión de continua que, como ya se comentó, no sigue ninguna regla general sino que está totalmente ligada al inversor concreto utilizado. La siguiente tabla muestra los índices de mejora de producción obtenidos durante un año en la planta patrón con diversos valores de variación de la tensión de los ultracondensadores.

VARIACIÓN DE V_{UC} (respecto a V_{NOM})	± 5%	± 10%	± 15%	± 20%
MEJORA DE PRODUCCIÓN.	1,446%	1,440%	1,434%	1,427%

Tabla 5.7: Mejora de producción de la planta MODEN III frente al margen de variación de V_{UC}

La figura 5.49 muestra un histograma con el número de conmutaciones y la duración de los periodos de encendido del inversor en modo MODEN usando una capacidad de 5 F para los valores anteriores. Se incluye también en la gráfica de manera textual el número total de conmutaciones en cada caso.

En conclusión, para los valores simulados la diferencia en la mejora de producción es poco significativa aunque sí lo es el número de conmutaciones y el precio de la batería de ultracondensadores.

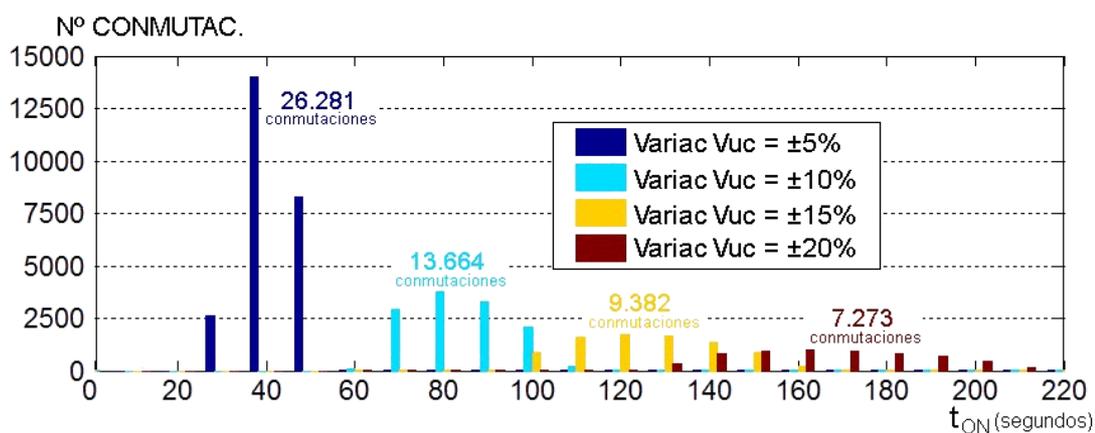


Fig: 5.49: Número de conmutaciones en función del tiempo de encendido para distintos valores de VAR.

F.- INFLUENCIA DE LA POTENCIA LÍMITE.

El tercer factor analizado es la potencia límite, es decir, el valor de potencia de entrada al inversor que cambia su modo de funcionamiento de MODEN a convencional. Para ello se han realizado simulaciones del sistema MODEN III para distintos valores de $P_{LÍMITE}$ comprendidos entre el 20% y el 60% de la potencia nominal. Las simulaciones realizadas abarcan un año completo y se ha configurado el sistema con una capacidad de 5 F y una variación de tensión de ± 50 voltios ($\pm 12,5\%$) alrededor de la tensión nominal de entrada al puente inversor. Los resultados obtenidos en la simulación se muestran en la siguiente gráfica:

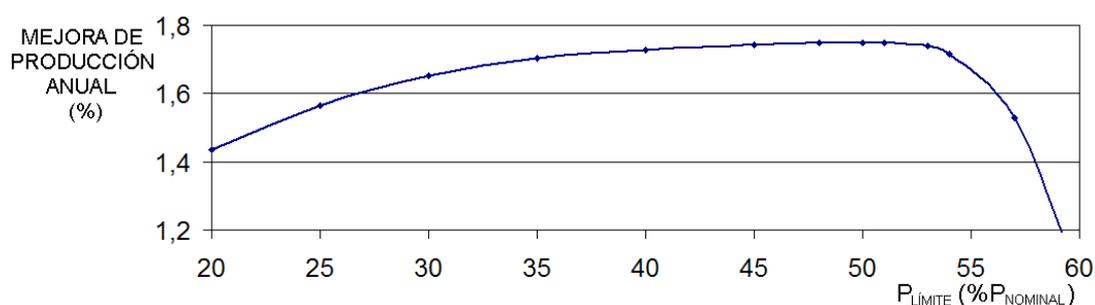
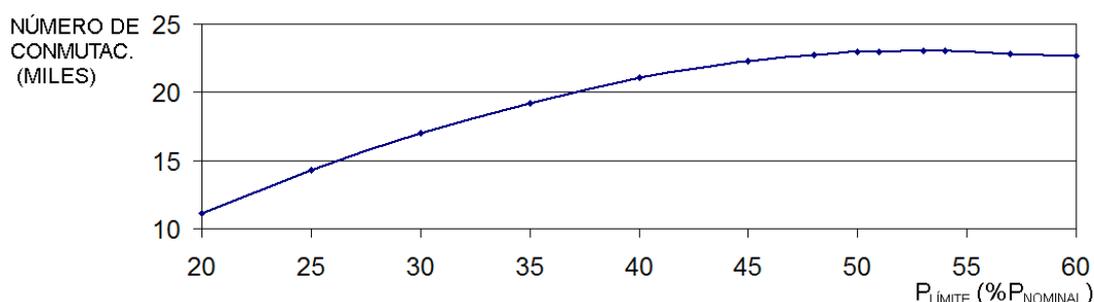


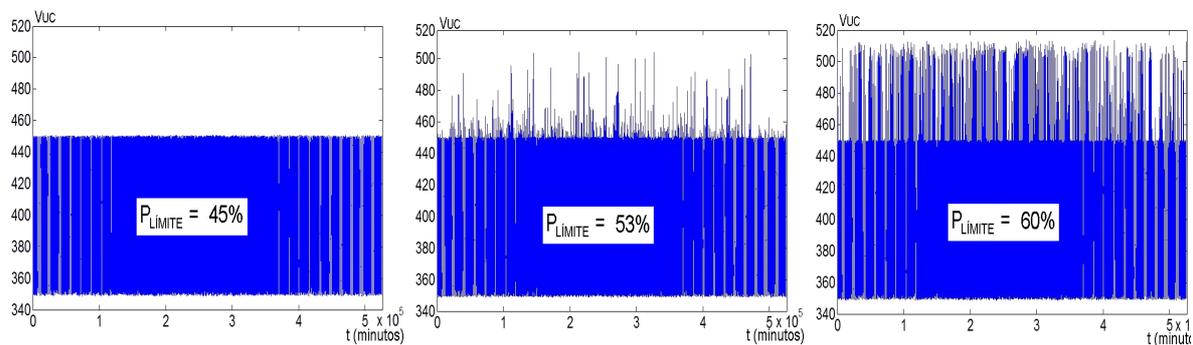
Fig: 5.50: Mejora de producción anual en función de $P_{LÍMITE}$.

El número de conmutaciones del puente inversor (figura 5.51) aumenta a medida que crece $P_{LÍMITE}$ debido al incremento del periodo de tiempo durante el cual el sistema está trabajando en modo MODEN a lo largo del año. Sin embargo, el valor de $P_{LÍMITE}$ no influye en la duración del periodo de encendido (t_{ON}) que depende sólo de la capacidad de los ultracondensadores y el rango de variación de su tensión.

Fig. 5.51: Número de conmutaciones en un año en función de $P_{LÍMITE}$.

Respecto a la mejora de eficiencia del sistema, como ya se apreció en el sistema MODEN V, esta aumenta si se extiende la región de funcionamiento en modo MODEN hasta las proximidades de la potencia óptima ya que, aunque la mejora de rendimiento del inversor MODEN para potencias próximas a $P_{ÓPTIMA}$ es pequeña, esta se aplica sobre una gran cantidad de energía, por lo que el totalizador de mejora de eficiencia resulta ser más alto.

Sin embargo, si el rango de funcionamiento en modo MODEN se extiende más allá de la potencia óptima, ocurrirá en ocasiones que la energía procedente del convertidor CC/CC será mayor que la que pueda sacar el puente inversor trabajando a $P_{ÓPTIMA}$ por lo que la tensión de los ultracondensadores se elevará por encima del límite superior de su rango de funcionamiento en modo MODEN. Si esta situación se mantiene, la tensión que alcanzarán será peligrosa y el sistema entrará en el modo de protección en el cual dejará de realizar el seguimiento del punto de máxima potencia y reducirá la potencia extraída del generador fotovoltaico para reducir la tensión de su *link* de continua. En las simulaciones anteriores se ha considerado que los ultracondensadores no podrían superar los 520 voltios y el sistema actúa a partir de 500 voltios.

Fig. 5.52: Tensión de los ultracondensadores para distintos valores de $P_{LÍMITE}$.

En la figura 5.52 muestra la evolución de la tensión de los ultracondensadores obtenida en las simulaciones del sistema MODEN III con valores de potencia límite 45%, 53% y 60% (la potencia óptima se sitúa en el 50% de la potencia nominal). En estas dos últimas se aprecia el efecto de sobretensión comentado, lo que

redundará en una pérdida de eficacia del sistema cuando la potencia límite se extiende más allá de la potencia óptima.

Del análisis realizado se deduce la conveniencia de mantener la potencia límite próxima a la potencia óptima pero sin superarla.

5.4. OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA MODEN.

Durante el análisis mediante simulación descrito anteriormente se obtuvieron los parámetros de configuración que influyen en el funcionamiento de las estrategias MODEN y por tanto en la mejora de eficiencia resultante de la utilización de dichas estrategias. En ambos casos se analizó el funcionamiento de los sistemas MODEN aplicados a la misma planta patrón que representa una instalación física ubicada en Ponferrada (León - España).

En este apartado se obtendrán los valores óptimos de los parámetros de configuración de las estrategias MODEN V y MODEN III aplicadas a la planta patrón.

5.4.1. MODEN V: CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE LA PLANTA PATRÓN.

En este apartado se definirá la configuración del equipo MODEN V que optimice la mejora de eficiencia de la instalación fotovoltaica cuando trabaje en la planta patrón. De los análisis de los apartados anteriores se han deducido pautas generales sobre la influencia de los distintos parámetros de configuración en las prestaciones del sistema que se resumen en lo siguiente:

- a) La mejora de producción debida al sistema MODEN V depende de la capacidad de los ultracondensadores y se maximiza para valores intermedios. Utilizar una capacidad demasiado elevada reduce la mejora obtenida ya que empeora la eficiencia del algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia.
- b) La mejora de producción se incrementa también cuanto más pequeño es el intervalo de variación permitido de la tensión de los ultracondensadores en el modo MODEN.
- c) La duración de los periodos de encendido (t_{ON}) se reduce a medida que disminuye la capacidad de los ultracondensadores y el rango de variación permitido de su tensión, lo que impide que estos parámetros se reduzcan tanto como se desee.
- d) La eficiencia energética del sistema se maximiza cuando se utiliza como

potencia límite un valor ligeramente inferior a la potencia óptima o de máximo rendimiento del inversor.

Atendiendo a los resultados anteriores, la configuración óptima deberá utilizar un valor de potencia límite próximo, pero inferior, a la potencia óptima y unos valores de capacidad y rango de variación de la tensión de los ultracondensadores que, siendo compatibles con los periodos mínimos de encendido y apagado soportados por el inversor, maximicen la energía producida por el sistema.

En el caso de la planta patrón cuya potencia óptima se sitúa en el 50% de la potencia nominal, se fijará la potencia límite en el 48% que, como se analizó, maximiza la producción de energía.

Respecto a los periodos mínimos de encendido y apagado en relación con los valores de capacidad y rango de tensión de los ultracondensadores, se puede trabajar con unas aproximaciones sencillas:

- El tiempo de apagado más pequeño corresponde al periodo empleado en variar la tensión de los ultracondensadores desde su valor mínimo al máximo cuando la potencia fotovoltaica coincide con el valor de $P_{LÍMITE}$ y puede expresarse a partir de las ecuaciones (5.1) y (5.4) como:

$$t_{OFF-mín} = \frac{C_{UC} V_{mp}^2}{50 P_{LÍMITE}} \Delta V_{UC} \quad (5.10)$$

- El tiempo de encendido mínimo corresponde al periodo empleado en variar la tensión de los ultracondensadores desde su valor máximo al mínimo cuando el inversor trabaja a la potencia óptima y suponiendo que el generador fotovoltaico no entrega energía durante es periodo. De la misma forma que en el caso anterior podrá expresarse como:

$$t_{ON-mín} = \frac{C_{UC} V_{mp}^2}{50 P_{ÓPTIMA}} \Delta V_{UC} \quad (5.11)$$

En las ecuaciones anteriores:

V_{mp} = Tensión del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico en cada instante.

ΔV_{UC} = Porcentaje de variación permitido de la tensión de los ultracondensadores respecto a V_{mp} , de manera que:

$$\begin{cases} V_{UC-m\acute{a}x} = V_{mp} \left(1 + \frac{\Delta V_{UC}}{100} \right) \\ V_{UC-m\acute{i}n} = V_{mp} \left(1 - \frac{\Delta V_{UC}}{100} \right) \end{cases}$$

La determinación de los valores mínimos absolutos implica analizar cuánto valdrá la tensión del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico (V_{mp}) a los niveles de potencia correspondientes ($P_{L\acute{I}MITE}$ en el caso de $t_{OFF-m\acute{i}n}$ y 0 en el caso de $t_{ON-m\acute{i}n}$) en las distintas condiciones de temperatura e irradiancia presentes a lo largo de un año. La determinación de esos valores se realizará mediante simulación a partir del modelo del generador fotovoltaico de la planta patrón y de los datos meteorológicos de un año tipo.

En el caso de $t_{OFF-m\acute{i}n}$, los valores de V_{mp} cuando el generador trabaja a la potencia $P_{L\acute{I}MITE}$ (48% de $P_{NOMINAL}$) varían aproximadamente entre un 74% y un 95% del valor de V_{mp} en condiciones estándar (V_{mpSTC}), como se muestra en la gráfica resultante de la simulación.

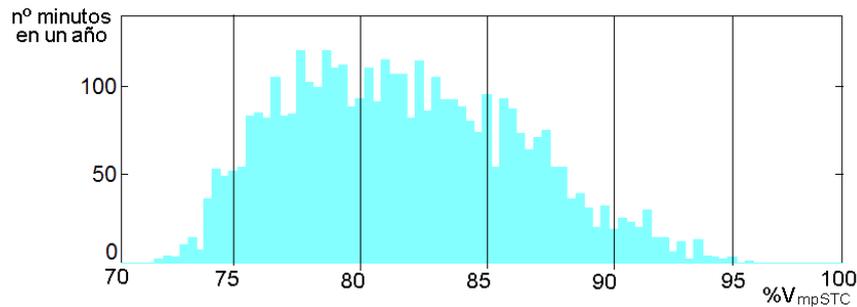


Fig: 5.53: Valores de V_{mp} cuando la potencia máxima del generador FV coincide con $P_{L\acute{I}MITE}$.

De esta forma, el mínimo absoluto de $t_{OFF-m\acute{i}n}$ será:

$$t_{OFF-m\acute{i}n} = \frac{0,74^2 V_{mpSTC}^2}{50 P_{L\acute{I}MITE}} C_{UC} \Delta V_{UC} \quad (5.12)$$

Fijando un valor aceptable para $t_{OFF-m\acute{i}n}$ se obtiene una primera relación para C_{UC} e ΔV_{UC} .

Para determinar el valor mínimo absoluto de t_{ON} habría que encontrar de la misma forma los valores de tensión del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico cuando la potencia suministrada por este fuera cero. En el límite, la potencia será cero cuando la irradiancia sea prácticamente cero y en ese caso V_{mp} también será prácticamente cero. Pero con tensión cero en su entrada el inversor no podría arrancar para generar potencia óptima, luego la tensión de los ultracondensadores no puede bajar hasta ese nivel.

El valor mínimo que podrá tener la tensión de los ultracondensadores corresponde a aquél que permita arrancar al inversor y será por tanto igual al límite inferior del rango de tensiones aceptable en su entrada (que es un parámetro del fabricante del inversor). Por ejemplo, en el caso de la planta patrón, el inversor arranca a partir de unos 150 voltios de continua en su entrada.

De esta forma:

$$V_{UC-mín} = \left(1 - \frac{\Delta V_{UC}}{100}\right) V_{mp-mín} = V_{CCmín-inversor} \quad (5.13)$$

$$V_{mp-mín} = \frac{100}{100 - \Delta V_{UC}} V_{CCmín-inversor} \quad (5.14)$$

De manera que el valor mínimo absoluto de t_{ON} podrá aproximarse por la siguiente expresión:

$$t_{ON-mín} = \frac{V_{CCmín-inversor}^2}{50 P_{ÓPTIMA}} \cdot \left(\frac{100}{100 - \Delta V_{UC}}\right)^2 C_{UC} \Delta V_{UC} \quad (5.15)$$

Que supone una segunda relación para establecer los valores de C_{UC} e ΔV_{UC} en función de los parámetros de la planta.

La determinación de la configuración óptima a partir de este momento pasa por fijar los valores de $t_{OFF-mín}$ y $t_{ON-mín}$ deseados en función del inversor empleado y obtener dos relaciones que acoten los valores de la capacidad de los ultracondensadores y el porcentaje de variación de su tensión, y que serán restricciones a la hora de buscar el máximo en la energía generada, como también lo serán los valores nominales de capacidad y tensión disponibles en los módulos comerciales con los que se habrá de construir la batería de ultracondensadores.

A modo de ejemplo, se puede particularizar el procedimiento general expuesto anteriormente para las condiciones de la planta patrón. En este caso:

$$V_{mpSTC} = 304 \text{ voltios.}$$

$$V_{CC \text{ mín-inversor}} = 150 \text{ voltios.}$$

$$P_{ÓPTIMA} = 50\% \text{ de } P_{NOMINAL} = 2500 \text{ W}$$

$$P_{LÍMITE} = 48\% \text{ de } P_{NOMINAL} = 2400 \text{ W}$$

Suponiendo un valor mínimo deseado para t_{ON} y t_{OFF} de 5 segundos, las relaciones anteriores quedarían:

$$\text{De la ecuación (5.12): } C_{UC} \cdot \Delta V_{UC} \geq 13'25F \quad (5.16)$$

$$\text{De la ecuación (5.15): } C_{UC} \cdot \Delta V_{UC} \left(\frac{100}{100 - \Delta V_{UC}} \right)^2 \geq 27'78F \quad (5.17)$$

La segunda condición será más restrictiva que la primera a la hora de elegir C_{UC} e ΔV_{UC} para valores de ΔV_{UC} inferiores al 31%. Como el aumento de ΔV_{UC} penaliza la producción obtenida, se utilizarán siempre valores inferiores a esa cantidad por lo que la relación utilizada para seleccionar C_{UC} e ΔV_{UC} será la relacionada con el valor mínimo de t_{ON} (5.17).

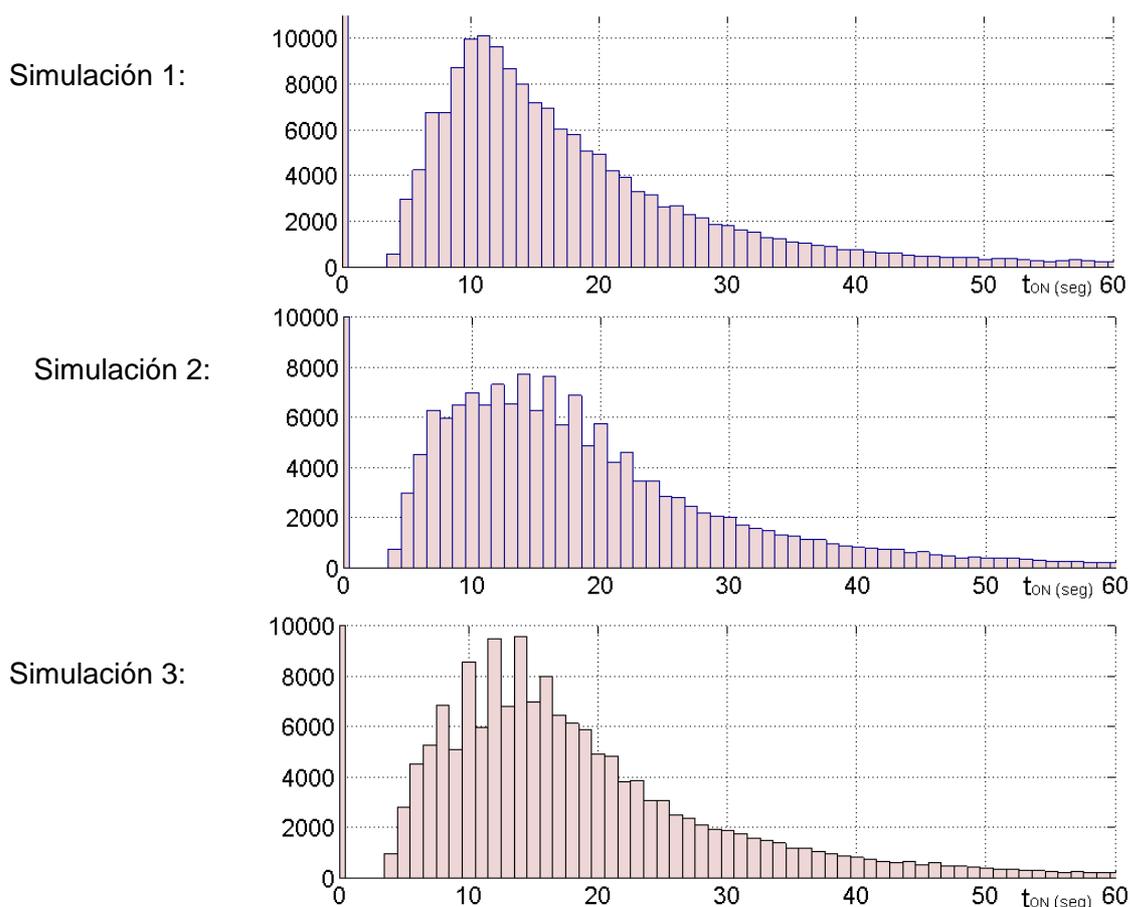
Se han realizado simulaciones con tres parejas de valores que cumplen esta restricción para comparar la mejora de producción obtenida, el número de conmutaciones y la duración de los periodos de encendido durante el funcionamiento en modo MODEN. Los valores elegidos y los resultados de las simulaciones se recogen en la siguiente tabla:

	C_{UC}	Rango V_{UC}	Incremento Energía AC	Número de Conmutaciones (miles)
Simulación 1	10 F	$\pm 2,63 \%$	3,594 %	171,6
Simulación 2	5,01 F	$\pm 5 \%$	3,348 %	162,5
Simulación 3	2,25 F	$\pm 10 \%$	2,248 %	166,0

Tabla 5.8: Resultados de las simulaciones con parámetros óptimos.

Las siguientes figuras muestran los histogramas que representan la duración de los tiempos de encendido del inversor en su funcionamiento intermitente a lo largo de un año en los tres casos simulados.

Como se observa, el número de conmutaciones es parecido en los tres casos aunque su distribución es diferente, si bien se respetan los valores mínimos de t_{ON} . Los resultados de la mejora de producción de energía también son distintos debido a la diferencia en las tres configuraciones de la eficiencia del algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia.

Fig: 5.54: Histograma de t_{ON} durante un año en los casos simulados.

Para determinar la configuración óptima aplicable a la planta patrón se han realizado múltiples simulaciones mediante las que se han recorrido numerosos pares $(C_{UC}, \Delta V_{UC})$ agrupados alrededor de distintos valores de t_{ON-min} y, consecuentemente, del número de conmutaciones. Los resultados más relevantes de las simulaciones se presentan en la siguiente tabla.

$P_{LÍMITE}$ % $P_{NOMINAL}$	t_{ON-min} seg	ΔV_{UC} ± %	CAPACIDAD F	ΔE_{CC} %	ΔE_{AC} %	Conmutaciones	ΔE_{INV} %
48	5	2	13,34	1,861	3,632	170175	1,739
48	5	4	6,40	1,702	3,469	167392	1,737
48	5	5	5,00	1,579	3,343	162743	1,736
48	5	6	4,09	1,432	3,192	159434	1,736
48	5	8	2,94	1,040	2,792	160908	1,734
48	5	10	2,25	0,508	2,248	165977	1,731
48	10	2	26,68	1,718	3,487	79713	1,739
48	10	3	17,42	1,707	3,476	78360	1,739
48	10	4	12,80	1,622	3,389	78452	1,738

48	10	5	10,03	1,517	3,281	79287	1,738
48	10	6	8,18	1,373	3,135	80451	1,737
48	10	7	6,86	1,204	2,962	81710	1,737
48	10	8	5,78	1,009	2,763	83068	1,736
48	10	9	5,11	0,735	2,484	84503	1,736
48	10	10	4,50	0,458	2,200	86006	1,735
48	10	11	4,00	0,082	1,817	87481	1,734
48	10	12	3,59	-0,390	1,335	88884	1,731
48	10	13	3,23	-1,167	0,544	89758	1,731
48	10	14	2,93	-2,813	-1,133	89634	1,728
48	10	15	2,68	-4,484	-2,836	89216	1,725
48	15	2	40,02	1,446	3,211	53136	1,739
48	15	4	19,20	1,351	3,113	54226	1,739
48	15	6	12,27	1,059	2,815	55623	1,738
48	15	8	8,82	0,602	2,349	57323	1,737
48	15	10	6,75	-0,040	1,692	59011	1,733
48	15	12	5,38	-1,069	0,646	60585	1,733
48	15	14	4,40	-2,729	-1,047	61466	1,730
20	2	5	2,00	0,144	1,561	198653	1,415
20	3	5	3,00	0,286	1,707	140468	1,417
20	4	5	4,00	0,352	1,775	104620	1,418
20	5	5	5,00	0,386	1,810	82417	1,419
20	7	5	7,00	0,384	1,809	58084	1,419
20	9	5	9,00	0,363	1,788	46036	1,420
20	10	5	10,00	0,328	1,753	41846	1,421

Tabla 5.9: Resultados de la simulación del sistema MODEN V: Determinación del óptimo

La tabla incluye tres parámetros relativos a la diferencia de producción de energía entre el sistema MODEN y el sistema de referencia:

- ΔE_{CC} : Corresponde a la diferencia porcentual entre la energía extraída del generador fotovoltaico por el sistema MODEN y la extraída por el sistema de referencia.

$$\Delta E_{CC} = \frac{E_{CC-MODEN} - E_{CC-REF}}{E_{CC-REF}} \cdot 100\% \quad (5.18)$$

- ΔE_{AC} : Corresponde a la diferencia porcentual entre la energía suministrada a la red por el sistema MODEN y la producida por el sistema de referencia.

$$\Delta E_{AC} = \frac{E_{AC-MODEN} - E_{AC-REF}}{E_{AC-REF}} \cdot 100\% \quad (5.19)$$

- **ΔE_{INV}** : Corresponde a la diferencia porcentual entre la energía suministrada a la red por el sistema MODEN y la producida por el sistema de referencia descontando el efecto de la diferencia de eficiencias entre los algoritmos MPPT de ambas instalaciones. Con este parámetro se evalúa exclusivamente la diferencia de rendimiento entre los inversores de la instalación que cuenta con el sistema MODEN y la de referencia.

$$\Delta E_{INV} = \frac{E_{AC-MODEN} - E'_{AC-REF}}{E'_{AC-REF}} \cdot 100\% \quad (5.20)$$

Donde E'_{AC-REF} se refiere a la energía en alterna que produciría el inversor del sistema de referencia cuando a su entrada le llegara la energía extraída del generador fotovoltaico por el algoritmo MPPT implementado en el sistema MODEN.

Es decir, considerando como rendimiento medio del inversor del sistema de referencia la relación entre las energías en su salida y en su entrada:

$$\eta_{INV-REF} = \frac{E_{AC-REF}}{E_{CC-REF}} \quad (5.21)$$

La energía generada en su salida cuando a su entrada se aplica la energía continua obtenida por el sistema MODEN será entonces:

$$E'_{AC-REF} = \eta_{INV-REF} \cdot E_{CC-MODEN} = \frac{E_{AC-REF}}{E_{CC-REF}} \cdot E_{CC-MODEN} \quad (5.22)$$

De esta forma ΔE_{INV} puede expresarse también como:

$$\Delta E_{INV} = \frac{\Delta E_{AC} - \Delta E_{CC}}{1 + \frac{\Delta E_{CC}}{100}} \quad (5.23)$$

y será un parámetro que valore únicamente la diferencia de eficiencia del inversor en una instalación que utiliza el sistema MODEN V y en otra similar que no lo hace.

La información de la tabla anterior puede visualizarse en el gráfico de la figura 5.55. A partir de su análisis pueden enunciarse las siguientes conclusiones:

- a) La mejora de eficiencia derivada únicamente de la mejora de rendimiento del inversor MODEN (ΔE_{INV}) depende, prácticamente en exclusiva, del valor de $P_{LÍMITE}$. Una vez fijado su valor más favorable ($P_{LÍMITE} = 48\%$ de la potencia nominal) la mejora es constante, independientemente de los valores de capacidad y el rango de variación de la tensión de los ultracondensadores.

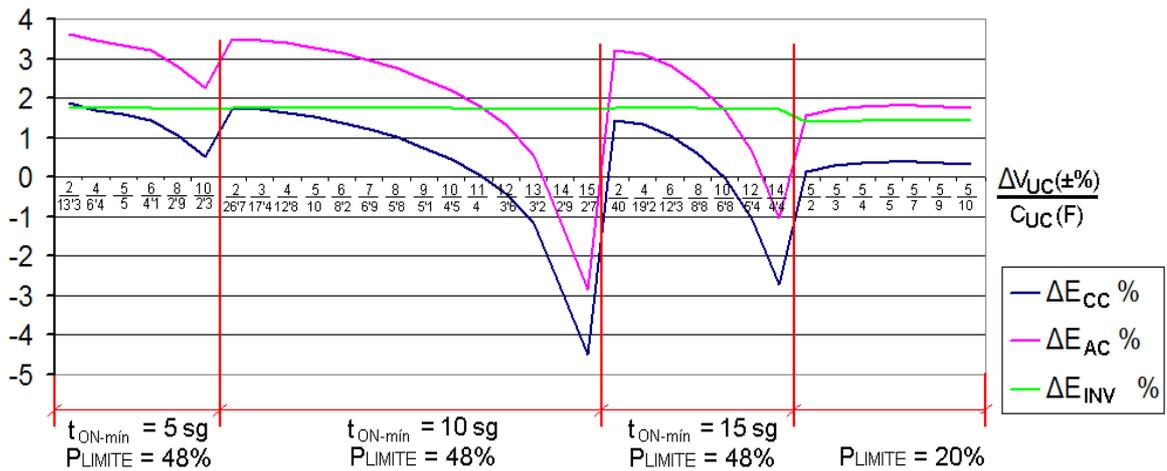


Fig: 5.55: Análisis de la eficiencia del sistema MODEN V en función de sus parámetros.

- b) Manteniendo el parámetro $P_{LÍMITE}$ en su valor ideal, la mejora de eficiencia global del sistema (ΔE_{AC}) aumenta cuando se reduce el intervalo permitido de variación de tensión de los ultracondensadores. Esa dependencia es más fuerte que la que tiene con el valor de capacidad y se debe a la pérdida de eficiencia del algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia al aumentar el rango de variación de la tensión de los ultracondensadores.

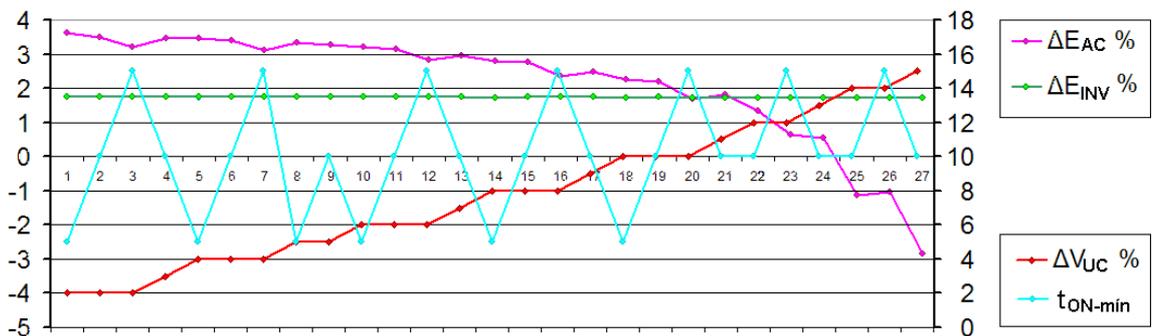


Fig: 5.56: Variación de ΔE_{AC} con ΔV_{UC} y t_{ON-min} .

La gráfica 5.56 muestra esa evolución. Las entradas del gráfico son ΔV_{UC} y t_{ON-min} cuyo valor, para cada una de las 27 situaciones analizadas, se obtiene del eje vertical derecho. Las salidas de la gráfica son ΔE_{AC} e ΔE_{INV} cuyo valor numérico se lee en el eje vertical izquierdo.

- c) Para el mismo valor de ΔV_{UC} , la eficiencia global del sistema mejora ligeramente si se reduce el periodo mínimo de conducción admitido en modo MODEN (t_{ON-min}) lo que supone utilizar capacidades más pequeñas. Eso es debido a que una capacidad más pequeña hace que el sistema de búsqueda del punto de máxima potencia sea más dinámico y permita un seguimiento más eficaz.

A modo de resumen puede decirse que la configuración del sistema MODEN V que optimiza la energía generada por la instalación fotovoltaica patrón debería utilizar un valor de P_{LIMITE} en torno al 48% de la potencia nominal y valores de ΔV_{UC} y C_{UC} tan pequeños como sea posible compatibles con el periodo de conducción mínima permitido en el inversor.

Por otro lado, es posible que la configuración óptima desde el punto de vista de la eficiencia de la energía generada no coincida con la configuración que optimice el rendimiento económico de la instalación.

Efectivamente, en este segundo caso se ha de comparar la mejora económica que supone el incremento de energía generada con el coste del sistema MODEN utilizado para conseguirla, y que está constituido fundamentalmente por el coste de los ultracondensadores.

En el entorno de la configuración óptima las mejoras de eficiencia energética y económica siguen sentidos opuestos: mientras que la reducción del intervalo de variación de la tensión de los ultracondensadores, a costa de aumentar su capacidad para mantener los periodos de conmutación, aumenta la cantidad de energía generada, empeora la eficiencia económica ya que aumenta el coste del sistema MODEN.

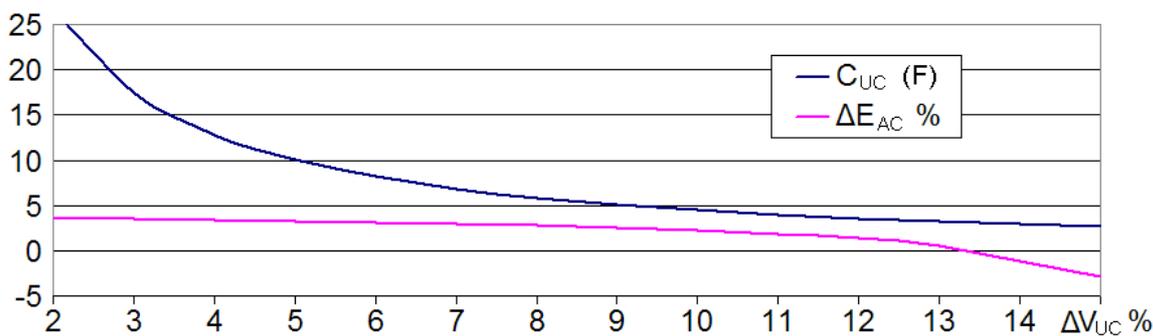


Fig. 5.57: Evolución de la mejora energética y la capacidad de los UC en función de ΔV_{UC} .

Una vez fijados los valores de P_{LIMITE} y t_{ON-min} que optimizan el sistema, la figura 5.57 muestra cómo varía la mejora energética y la capacidad de los ultracondensadores para distintos valores del rango de variación de su tensión: Valores pequeños de ΔV_{UC} implican un incremento de la energía generada pero

también la utilización de una batería de ultracondensadores de mayor capacidad.

Para la valoración económica del sistema deberían contemplarse los precios de la energía generada y de los ultracondensadores. El incremento de ingresos de la instalación derivados de introducir el sistema MODEN será proporcional a ΔE_{AC} y el incremento de los gastos será prácticamente proporcional a la capacidad de la batería de condensadores utilizada. Las curvas de los incrementos de ingresos y gastos presentarán entonces un aspecto similar al mostrado en la siguiente gráfica:



Fig: 5.58: Evolución Δ Ingresos vs Δ Costes en un sistema MODEN optimizado.

Los puntos A y B, correspondientes a sistemas MODEN caracterizadas por los pares de valores $(C_{UC}, \Delta V_{UC})_A$ y $(C_{UC}, \Delta V_{UC})_B$ respectivamente, delimitan las configuraciones rentables y el punto C corresponde a la configuración que optimiza económicamente la instalación de un sistema MODEN.

Para concretar los valores de dichas configuraciones deberían determinarse previamente datos particulares del sistema como el precio recibido por la energía generada en la instalación, el precio de compra de los módulos ultracondensadores (aplicando la correspondiente economía de escala), la eficiencia del inversor original (en particular la de su algoritmo de búsqueda del MPP), la duración mínima de los periodos de encendido soportados por el inversor con rendimiento óptimo, etc.

5.4.2. MODEN III: CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE LA PLANTA PATRÓN.

Se trata en este apartado de determinar una configuración del sistema MODEN III que optimice la mejora de eficiencia en la planta patrón. De los análisis expuestos en apartados anteriores sobre esta configuración se deduce:

- La mejora de eficiencia depende fundamentalmente del valor de $P_{LÍMITE}$ elegido. Se comprobó mediante las simulaciones que la mejor eficiencia se conseguía para un valor próximo a la potencia óptima del inversor.
- Una vez fijado $P_{LÍMITE}$, se obtiene más eficiencia si se reduce el rango de

variación de la tensión de los ultracondensadores alrededor de su valor nominal que corresponde al punto óptimo de funcionamiento. La reducción de este parámetro supone también la disminución del periodo de conmutación del inversor.

- c) La capacidad de los ultracondensadores no influye en la mejora de eficiencia sino únicamente en el número y la duración de las conmutaciones. Su límite inferior vendrá dado por el periodo mínimo de funcionamiento a potencia óptima que se considere aceptable en el inversor.

Asumiendo las relaciones de dependencia anteriores, la configuración óptima del sistema MODEN III deberá utilizar una capacidad y un rango de variación de la tensión mínimos compatibles con el periodo de trabajo $t_{ON-mín}$ previsto para el puente inversor. La ecuación (5.9) relacionaba dicho periodo con el rango de variación de la tensión de los ultracondensadores y con su capacidad:

$$t_{ON-mín} = \frac{2 C_{UC} V_{NOM}^2}{P_{ÓPTIMA}} VAR = \frac{C_{UC} V_{NOM}^2}{50 P_{ÓPTIMA}} \Delta V_{UC} \quad (5.24)$$

ya que: $VAR = \Delta V_{UC} / 100$

De la ecuación anterior se deduce fácilmente:

$$C_{UC} \cdot \Delta V_{UC} = \frac{50 P_{ÓPTIMA} t_{ON-mín}}{V_{NOM}^2} \quad (5.25)$$

Cómo la expresión anterior incluye el valor mínimo de t_{ON} , la ecuación ofrece el valor óptimo del producto de la capacidad de los ultracondensadores por la máxima desviación permitida para su tensión respecto de su valor nominal (en tanto por ciento). En el caso de la planta patrón ($P_{ÓPTIMA} = 2500$ W y $V_{NOM} = 400$ V), si se fija en 10 segundos el periodo mínimo que se desea que esté encendido el inversor cuando conmuta en modo MODEN, el producto anterior quedaría:

$$C_{UC} \cdot \Delta V_{UC} = \frac{50 P_{ÓPTIMA} t_{ON-mín}}{V_{NOM}^2} = 7,81 F \quad (5.26)$$

Si se estableciera en 30 segundos el intervalo mínimo de funcionamiento del inversor en modo MODEN el producto anterior subiría hasta 23,44 F.

Una vez obtenido el objetivo de la configuración, su implementación práctica viene condicionada por la disponibilidad de los módulos necesarios para construir la batería de ultracondensadores. A modo de ejemplo, si se utilizara para construir

dicha batería los módulos BPAK0350-15EA de *Maxwell-Technologies* empleados en la planta patrón instalada en Ponferrada, las configuraciones válidas podrían determinarse utilizando el siguiente procedimiento:

- 1) Se establecen las condiciones de partida:
 - $C_{\text{mod}} = 58 \text{ F}$ (Capacidad nominal de cada módulo ultracondensador).
 - $V_{\text{mod}} = 15 \text{ V}$ (Tensión nominal de cada módulo ultracondensador).
 - Objetivo: $C_{\text{UC}} \cdot \Delta V_{\text{UC}} \geq 7,81 \text{ F}$
 - $V_{\text{UC-máx}} = V_{\text{NOM}} \left(1 + \frac{\Delta V_{\text{UC}}}{100} \right) = 400 \left(1 + \frac{\Delta V_{\text{UC}}}{100} \right)$ voltios
- 2) Se establece el número mínimo de módulos ultracondensadores conectados en serie necesarios para soportar la máxima tensión esperada ($V_{\text{UC-máx}}$). Con los módulos previstos las posibilidades serían:
 - ◆ 27 módulos en serie ($V_{\text{UC-máx}} = 405 \text{ V} > 400 \text{ V}$; $\Delta V_{\text{UC}} = 1,25\%$). La capacidad de esta serie sería 2,15 F y el producto $C_{\text{UC}} \cdot \Delta V_{\text{UC}} = 2,69 \text{ F}$, claramente insuficiente, por lo que habría que añadir dos series más en paralelo hasta un total de 81 módulos ultracondensadores.
 - ◆ 28 módulos en serie ($V_{\text{UC-máx}} = 420 \text{ V} > 400 \text{ V}$; $\Delta V_{\text{UC}} = 5\%$). La capacidad de esta serie sería 2,07 F y el producto $C_{\text{UC}} \cdot \Delta V_{\text{UC}} = 10,35 \text{ F} \geq 7,81 \text{ F}$. El objetivo se cumpliría utilizando una batería de 28 módulos en serie y los intervalos de conducción serían siempre superiores a 13,25 segundos.

En el caso de que el objetivo fuera $C_{\text{UC}} \cdot \Delta V_{\text{UC}} = 23,44 \text{ F}$ ($t_{\text{ON-min}} \geq 30$ segundos), la batería de ultracondensadores estaría formada por 30 módulos en serie ($V_{\text{UC-máx}} = 450 \text{ V}$, $\Delta V_{\text{UC}} = 12,5\%$, $C_{\text{UC}} = 1,93 \text{ F}$, $C_{\text{UC}} \cdot \Delta V_{\text{UC}} = 24,13 \text{ F} \geq 23,44 \text{ F}$ y $t_{\text{ON-min}} = 30,9$ segundos).

Se ha simulado a modo de ejemplo el funcionamiento del sistema MODEN III durante un año con las configuraciones óptimas anteriores y se muestran a continuación los resultados.

❖ CONFIGURACIÓN ÓPTIMA 1:

- Capacidad de los ultracondensadores: 2,07 F (28 módulos en serie).
- $P_{\text{LÍMITE}}$: 50% de la potencia nominal (2500 W).
- Variación de tensión de los UC: ± 20 voltios ($\Delta V_{\text{UC}} = 5\%$).

Resultados de la simulación de la Configuración ÓPTIMA 1:

- ✓ Mejora de producción anual: **1,787%**
- ✓ Número de conmutaciones: 122.819.

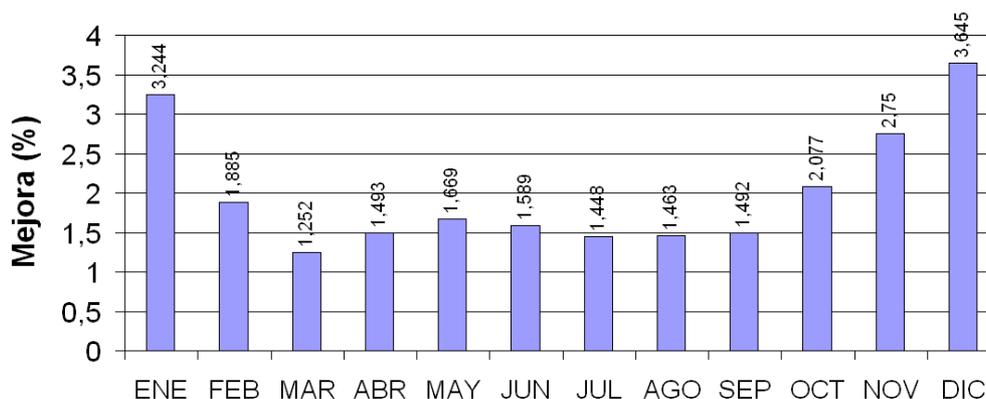


Fig: 5.59: Mejora de producción mensual en la configuración ÓPTIMA 1.

La duración de los periodos de conmutación se muestra en el siguiente histograma en el que se aprecia la duración mínima que se había previsto.

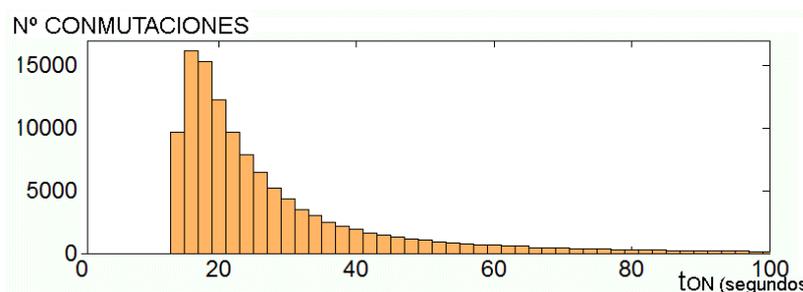


Fig: 5.60: Histograma de los periodos de conmutación en la configuración ÓPTIMA 1.

❖ CONFIGURACIÓN ÓPTIMA 2:

- Capacidad de los ultracondensadores: 1,93 F (30 módulos en serie).
- $P_{LÍMITE}$: 50% de la potencia nominal (2500 W).
- Variación de tensión de los UC: ± 50 voltios ($\Delta V_{UC} = 12,5\%$).

Resultados de la simulación de la Configuración ÓPTIMA 2:

- ✓ Mejora de producción anual: **1,750%**
- ✓ Número de conmutaciones: 54.926.

Las siguientes gráficas muestran la distribución mensual de la mejora de producción y el histograma de la duración de los periodos de conmutación del sistema MODEN III en la configuración ÓPTIMA 2.

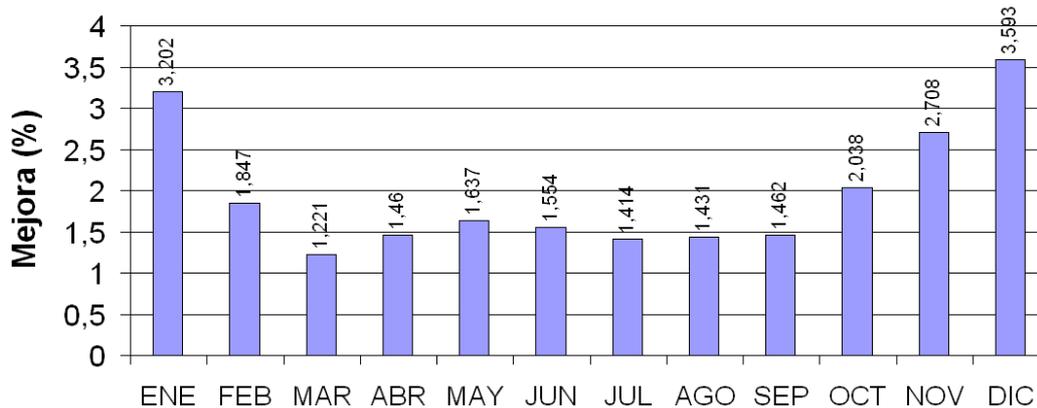


Fig. 5.61: Mejora de producción mensual en la configuración ÓPTIMA 2.

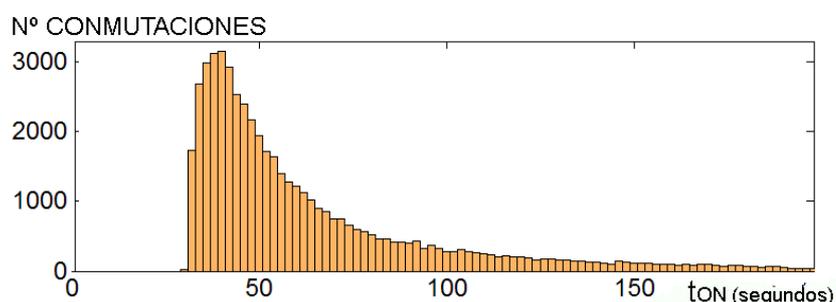


Fig. 5.62: Histograma de los periodos de conmutación en la configuración ÓPTIMA 2.

5.5. COMPARACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS MODEN.

Las conclusiones obtenidas después de los análisis de funcionamiento y optimización para las dos estrategias MODEN son bastantes coincidentes y pueden resumirse en las siguientes:

- a) La mejora de eficiencia del sistema depende fundamentalmente del valor elegido para $P_{LÍMITE}$ y encuentra su máximo para valores ligeramente inferiores a la potencia de rendimiento óptimo del inversor. En el caso de la estrategia MODEN V, si se descuenta el efecto de la posible mejora en el algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia, $P_{LÍMITE}$ es el único parámetro que tiene relación directa con la mejora de eficiencia del inversor.
- b) Una vez fijado el valor de $P_{LÍMITE}$, la eficiencia de ambos sistemas mejora al reducir el rango permitido de variación de la tensión de los ultracondensadores, aunque por distintas causas:
 - o En el caso del MODEN V, un rango estrecho hace que el punto de funcionamiento del generador fotovoltaico se mantenga siempre muy

próximo al de máxima potencia.

- o En el caso del MODEN III, al reducir la posible excursión en la tensión de los ultracondensadores se consigue que el puente inversor trabaje cerca de su punto de máximo rendimiento.
- c) Respecto a la capacidad de los ultracondensadores, de los análisis se deduce que su valor influye fundamentalmente en el número y duración de las conmutaciones, y su valor óptimo será, en general, el más pequeño que respete el mínimo periodo de encendido del inversor durante su funcionamiento intermitente. En particular para la estrategia MODEN V, el valor de la capacidad influye solamente en la calidad del procedimiento de búsqueda del punto de máxima potencia, y en este sentido una capacidad más pequeña deviene en un sistema más dinámico que se ajusta mejor a la evolución del MPP y por tanto mejora la eficiencia de su algoritmo de búsqueda. Por otro lado, en el sistema MODEN III la capacidad de los ultracondensadores apenas influye en la mejora de eficiencia del inversor sino sólo en la duración de las conmutaciones, por lo que desde un punto de vista económico debería utilizarse un valor lo más pequeño posible compatible con el intervalo mínimo aceptable de funcionamiento del inversor.

Para la planta patrón, los resultados de mejora de eficiencia obtenidos con las configuraciones óptimas del sistema MODEN V se encuentran alrededor del 1,74%, descontado el efecto de la mejora de eficiencia del algoritmo MPPT. En el caso del MODEN III, se han obtenido mejoras de eficiencia de hasta 1,79% con la configuración óptima. Se puede considerar que los resultados de eficiencia son prácticamente similares en ambos casos.

Sin embargo se pueden establecer dos diferencias sustanciales entre las dos configuraciones a favor de cada una de ellas:

1. La estrategia MODEN V permite implementar un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia muy eficiente que podría en algún caso mejorar el rendimiento del MPPT del inversor fotovoltaico original. Esta posibilidad no es factible en el sistema MODEN III que utiliza el algoritmo MPPT del inversor original.
2. A pesar de obtener la misma mejora en la producción del sistema fotovoltaico, la estrategia MODEN III lo consigue con periodos de conmutación del inversor mucho mayores que el MODEN V. La primera derivada de esta conclusión es que el sistema MODEN III necesita para trabajar con los mismos periodos de conmutación que el MODEN V mucha

menor capacidad en los ultracondensadores que este. Por lo tanto el incremento de coste provocado por la implantación del sistema MODEN III sería inferior, para la misma mejora de eficiencia.

5.6. APLICACIÓN DEL SISTEMA MODEN A OTRAS INSTALACIONES.

Después de analizar el comportamiento de las estrategias MODEN aplicadas a la planta patrón que modela la instalación prototipo construida en Ponferrada (León), se trata de “trasladar” la planta fotovoltaica patrón a otras ubicaciones y verificar en cada caso la mejora de eficiencia que puede aportar el sistema MODEN.

En cada emplazamiento, la planta patrón utilizará elementos fotovoltaicos de las mismas características e inversores con la misma curva de rendimiento, pero su dimensionado se adaptará al emplazamiento elegido con el fin de optimizar la producción.

Como en el capítulo 3, se han elegido emplazamientos situados regularmente entre los 42° N de Ponferrada y los 60° N de Helsinki. Además, para cada ubicación se han analizado dos tipos de plantas: En el primer caso, una instalación fija con orientación óptima (azimut 0°) e inclinación optimizada a la latitud, y en segundo caso, una instalación en fachada con un ligero azimut de 10° hacia el este.

Para cada una de las instalaciones se ha elegido una relación entre las potencias nominales del generador fotovoltaico y la del inversor que optimiza la generación de energía, de acuerdo con los modelos empleados. En los modelos utilizados se ha mantenido siempre la misma potencia pico del generador fotovoltaico y se ha modificado la potencia nominal del inversor para cumplir con la relación óptima (P_{INV}/P_{FV}). En todos los casos el modelo del inversor utiliza la misma curva de rendimiento adaptada a su potencia nominal ($P_{ÓPTIMA} = 50\% P_{NOMINAL}$).

Una vez diseñada la instalación, se han configurado los parámetros de los sistemas MODEN siguiendo los criterios de optimización expuestos en los apartados anteriores. Finalmente se ha simulado el comportamiento de las instalaciones optimizadas en cada ubicación y se han obtenido los resultados de mejora que ofrecen los sistemas MODEN en estos emplazamientos.

Esta forma de proceder ha permitido comparar la mejora de eficacia debida exclusivamente al sistema MODEN al analizar una instalación construida con los

mismos elementos y situada en distintas ubicaciones. Las condiciones de la instalación optimizada en cada ubicación y los resultados proporcionados por las simulaciones se muestran en las siguientes fichas.

5.6.1. UBICACIÓN 1: MONTPELLIER (43° 37' N, 3° 53' E).

A) INSTALACIÓN FIJA:

A.1) CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE LA INSTALACIÓN FIJA

- Orientación del generador fotovoltaico: azimut 0°
- Inclinación óptima: 32°
- Relación óptima P_{INV}/P_{FV} : 0,81

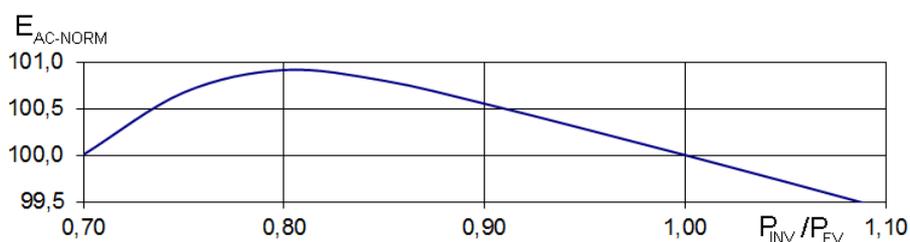


Fig. 5.63: Montpellier-Fija: Relación entre la energía vertida a red (normalizada a $P_{INV}/P_{FV}=1$) y P_{INV}/P_{FV} .

A.2) SISTEMA MODEN V: CONFIGURACIÓN ÓPTIMA.

- $P_{LÍMITE}$: 48% de $P_{NOMINAL}$.
- $t_{ON-mín}$: 5 segundos
- $(C_{UC}, \Delta V_{UC})$: De acuerdo a la ecuación (5.15):

$$t_{ON-mín} = \frac{V_{CCmín-inversor}^2}{50 P_{ÓPTIMA}} \cdot \left(\frac{100}{100 - \Delta V_{UC}} \right)^2 C_{UC} \Delta V_{UC}$$

RESULTADOS:

C_{UC} (F)	ΔV_{UC} (±%)	$t_{ON-mín}$ (s)	$P_{LÍMITE}$ (%)	Conmu (miles)	E_{AC} (Kw·h)	ΔE_{CC} (%)	ΔE_{AC} (%)	ΔE_{INV} (%)
7,15	3	5	48	161,7	6323	1,29	2,79	1,48
4,12	5	5	48	155,8	6314	1,14	2,63	1,47
1,85	10	5	48	155,5	6266	0,37	1,85	1,47

Tabla 5.10: Montpellier-Fija: Resultados de la simulación del sistema MODEN V optimizado

A.3) SISTEMA MODEN III: CONFIGURACIÓN ÓPTIMA.

- P_{LÍMITE}: 48% de P_{NOMINAL}.
- t_{ON-mín}: 5 / 10 segundos
- (C_{UC}, ΔV_{UC}): De acuerdo a la ecuación (5.25):

$$C_{UC} \cdot \Delta V_{UC} = \frac{50 P_{\text{ÓPTIMA}} t_{\text{ON-mín}}}{V_{\text{NOM}}^2}$$

RESULTADOS:

C _{UC} (F)	ΔV _{UC} (±%)	t _{ON-mín} (s)	P _{LÍMITE} (%)	Conmu (miles)	E _{AC} (Kw·h)	ΔE _{CC} (%)	ΔE _{AC} (%)	ΔE _{INV} (%)
0,86	30	10	48	140,2	6249	0	1,59	1,59
1,28	20	10	48	147,3	6250	0	1,59	1,59
2,57	10	10	48	140,8	6250	0	1,60	1,60
0,43	30	5	48	266,8	6249	0	1,58	1,58
0,86	15	5	48	266,7	6250	0	1,60	1,60

Tabla 5.11: Montpellier-Fija: Resultados de la simulación del sistema MODEN III optimizado

B) INSTALACIÓN EN FACHADA

B.1) CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE LA INSTALACIÓN FIJA

- Orientación del generador fotovoltaico: azimut 10° E
- Inclinación: 90°
- Relación óptima P_{INV}/P_{FV}: 0,70

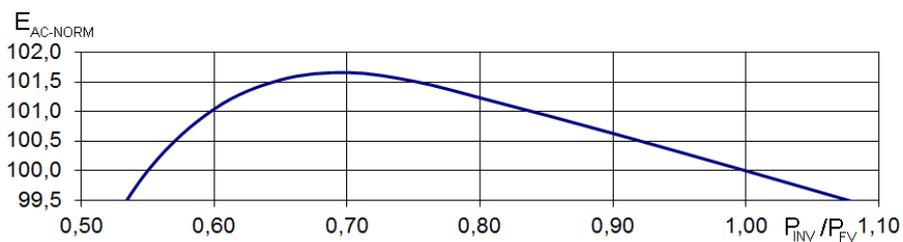


Fig: 5.64: Montpellier-Fachada: Relación entre la energía de red (normalizada a P_{INV}/P_{FV}=1) y P_{INV}/P_{FV}.

B.2) SISTEMA MODEN V: CONFIGURACIÓN ÓPTIMA.

- P_{LÍMITE}: 48% de P_{NOMINAL}.
- t_{ON-mín}: 5 segundos
- (C_{UC}, ΔV_{UC}): De acuerdo a la ecuación (5.15):

RESULTADOS:

C_{UC} (F)	ΔV_{UC} ($\pm\%$)	t_{ON-min} (s)	P_{LIMITE} (%)	Conmu (miles)	E_{AC} (Kw-h)	ΔE_{CC} (%)	ΔE_{AC} (%)	ΔE_{INV} (%)
6,18	3	5	48	195,3	3965	1,79	4,98	3,13
3,56	5	5	48	191,1	3956	1,57	4,75	3,13
1,60	10	5	48	188,9	3907	0,33	3,46	3,12

Tabla 5.12: Montpellier-Fachada: Resultados de la simulación del sistema MODEN V optimizado

B.3) SISTEMA MODEN III: CONFIGURACIÓN ÓPTIMA.

- P_{LIMITE} : 48% de $P_{NOMINAL}$.
- t_{ON-min} : 5 / 10 segundos
- $(C_{UC}, \Delta V_{UC})$: De acuerdo a la ecuación (5.25):

RESULTADOS:

C_{UC} (F)	ΔV_{UC} ($\pm\%$)	t_{ON-min} (s)	P_{LIMITE} (%)	Conmu (miles)	E_{AC} (Kw-h)	ΔE_{CC} (%)	ΔE_{AC} (%)	ΔE_{INV} (%)
0,74	30	10	48	152,1	3904	0	3,39	3,39
1,11	20	10	48	152,1	3905	0	3,40	3,40
2,22	10	10	48	152,1	3905	0	3,41	3,41
0,37	30	5	48	289,4	3904	0	3,38	3,38
0,74	15	5	48	289,4	3905	0	3,40	3,40

Tabla 5.13: Montpellier-Fachada: Resultados de la simulación del sistema MODEN III optimizado

5.6.2. UBICACIÓN 2: MUNICH (48° 8' N, 11° 30' E).**A) INSTALACIÓN FIJA:****A.1) CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE LA INSTALACIÓN FIJA**

- Orientación del generador fotovoltaico: azimut 0°
- Inclinación óptima: 33°
- Relación óptima P_{INV}/P_{FV} : 0,79

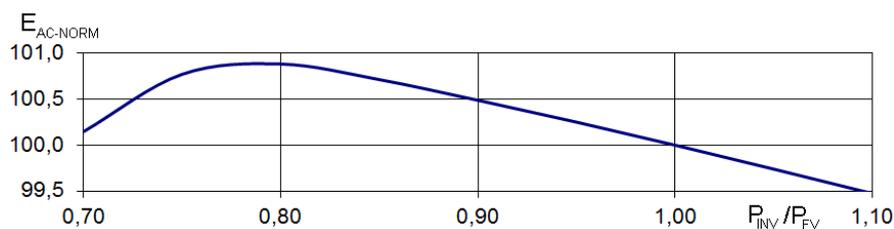


Fig: 5.65: Munich-Fija: Relación entre la energía vertida a red (normalizada a $P_{INV}/P_{FV}=1$) y P_{INV}/P_{FV} .

A.2) SISTEMA MODEN V: CONFIGURACIÓN ÓPTIMA.

- $P_{LÍMITE}$: 48% de $P_{NOMINAL}$.
- t_{ON-min} : 5 segundos
- $(C_{UC}, \Delta V_{UC})$: De acuerdo a la ecuación (5.15):

RESULTADOS:

C_{UC} (F)	ΔV_{UC} (±%)	t_{ON-min} (s)	$P_{LÍMITE}$ (%)	Conmu (miles)	E_{AC} (Kw·h)	ΔE_{CC} (%)	ΔE_{AC} (%)	ΔE_{INV} (%)
6,7	3	5	48	156,9	5064	1,63	3,96	2,29
4,23	5	5	48	132,6	5053	1,41	3,74	2,30
1,80	10	5	48	147,3	5002	0,38	2,68	2,29

Tabla 5.14: Munich-Fija: Resultados de la simulación del sistema MODEN V optimizado

A.3) SISTEMA MODEN III: CONFIGURACIÓN ÓPTIMA.

- $P_{LÍMITE}$: 48% de $P_{NOMINAL}$.
- t_{ON-min} : 5 / 10 segundos
- $(C_{UC}, \Delta V_{UC})$: De acuerdo a la ecuación (5.25):

RESULTADOS:

C_{UC} (F)	ΔV_{UC} (±%)	t_{ON-min} (s)	$P_{LÍMITE}$ (%)	Conmu (miles)	E_{AC} (Kw·h)	ΔE_{CC} (%)	ΔE_{AC} (%)	ΔE_{INV} (%)
0,83	30	10	48	158,0	4990	0	2,45	2,45
1,25	20	10	48	157,5	4991	0	2,46	2,46
2,50	10	10	48	190,9	4991	0	2,47	2,47
0,42	30	5	48	297,4	4990	0	2,45	2,45
0,83	15	5	48	300,5	4991	0	2,47	2,47

Tabla 5.15: Munich-Fija: Resultados de la simulación del sistema MODEN III optimizado

B) INSTALACIÓN EN FACHADA

B.1) CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE LA INSTALACIÓN FIJA

- Orientación del generador fotovoltaico: azimut 10° E
- Inclinación: 90°
- Relación óptima P_{INV}/P_{FV} : 0,69

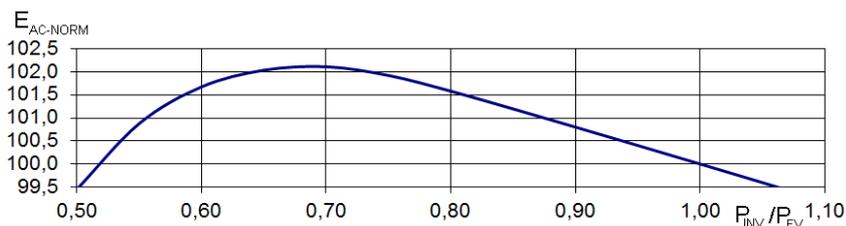


Fig. 5.66: Munich-Fachada: Relación entre la energía de red (normalizada a $P_{INV}/P_{FV}=1$) y P_{INV}/P_{FV} .

B.2) SISTEMA MODEN V: CONFIGURACIÓN ÓPTIMA.

- $P_{LÍMITE}$: 48% de $P_{NOMINAL}$.
- t_{ON-min} : 5 segundos
- $(C_{UC}, \Delta V_{UC})$: De acuerdo a la ecuación (5.15):

RESULTADOS:

C_{UC} (F)	ΔV_{UC} (±%)	t_{ON-min} (s)	$P_{LÍMITE}$ (%)	Conmu (miles)	E_{AC} (Kw·h)	ΔE_{CC} (%)	ΔE_{AC} (%)	ΔE_{INV} (%)
6,09	3	5	48	153,2	3391	1,75	5,93	4,11
3,51	5	5	48	146,4	3383	1,50	5,67	4,11
1,57	10	5	48	151,5	3336	0,11	4,21	4,10

Tabla 5.16: Munich-Fachada: Resultados de la simulación del sistema MODEN V optimizado

B.3) SISTEMA MODEN III: CONFIGURACIÓN ÓPTIMA.

- $P_{LÍMITE}$: 48% de $P_{NOMINAL}$.
- t_{ON-min} : 5 / 10 segundos
- $(C_{UC}, \Delta V_{UC})$: De acuerdo a la ecuación (5.25):

RESULTADOS:

C_{UC} (F)	ΔV_{UC} (±%)	t_{ON-min} (s)	$P_{LÍMITE}$ (%)	Conmu (miles)	E_{AC} (Kw·h)	ΔE_{CC} (%)	ΔE_{AC} (%)	ΔE_{INV} (%)
0,73	30	10	48	147,8	3341	0	4,38	4,38
1,09	20	10	48	148,4	3342	0	4,39	4,39

2,19	10	10	48	147,8	3342	0	4,40	4,40
0,36	30	5	48	284,4	3341	0	4,38	4,38
0,73	15	5	48	281,1	3342	0	4,40	4,40

Tabla 5.17: Munich-Fachada: Resultados de la simulación del sistema MODEN III optimizado

5.6.3. UBICACIÓN 3: HAMBURGO (53° 33' N, 10° 0' E).

A) INSTALACIÓN FIJA:

A.1) CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE LA INSTALACIÓN FIJA

- Orientación del generador fotovoltaico: azimut 0°
- Inclinación óptima: 35°
- Relación óptima P_{INV}/P_{FV} : 0,76

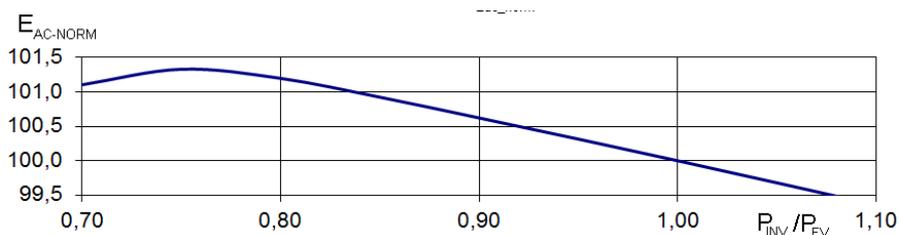


Fig. 5.67: Hamburgo-Fija: Relación entre la energía vertida a red (normalizada a $P_{INV}/P_{FV}=1$) y P_{INV}/P_{FV} .

A.2) SISTEMA MODEN V: CONFIGURACIÓN ÓPTIMA.

- $P_{LÍMITE}$: 49% de $P_{NOMINAL}$.
- t_{ON-min} : 5 segundos
- $(C_{UC}, \Delta V_{UC})$: De acuerdo a la ecuación (5.15):

RESULTADOS:

C_{UC} (F)	ΔV_{UC} (±%)	t_{ON-min} (s)	$P_{LÍMITE}$ (%)	Conmu (miles)	E_{AC} (Kw·h)	ΔE_{CC} (%)	ΔE_{AC} (%)	ΔE_{INV} (%)
6,71	3	5	49	158,4	4157	1,94	5,24	3,24
3,86	5	5	49	148,4	4146	1,68	4,96	3,23
1,73	10	5	49	155,6	4096	0,44	3,68	3,23

Tabla 5.18: Hamburgo-Fija: Resultados de la simulación del sistema MODEN V optimizado

A.3) SISTEMA MODEN III: CONFIGURACIÓN ÓPTIMA.

- $P_{LÍMITE}$: 49% de $P_{NOMINAL}$.
- t_{ON-min} : 5 / 10 segundos
- $(C_{UC}, \Delta V_{UC})$: De acuerdo a la ecuación (5.25):

RESULTADOS:

C_{UC} (F)	ΔV_{UC} (±%)	t_{ON-min} (s)	$P_{LÍMITE}$ (%)	Conmu (miles)	E_{AC} (Kw-h)	ΔE_{CC} (%)	ΔE_{AC} (%)	ΔE_{INV} (%)
0,80	30	10	49	166,1	4086	0	3,44	3,44
1,20	20	10	49	166,0	4087	0	3,45	3,45
2,41	10	10	49	165,4	4087	0	3,46	3,46
0,40	30	5	49	315,6	4086	0	3,43	3,43
0,80	15	5	49	315,7	4087	0	3,45	3,45

Tabla 5.19: Hamburgo-Fija: Resultados de la simulación del sistema MODEN III optimizado

B) INSTALACIÓN EN FACHADA

B.1) CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE LA INSTALACIÓN FIJA

- Orientación del generador fotovoltaico: azimut 10° E
- Inclinación: 90°
- Relación óptima P_{INV}/P_{FV} : 0,61

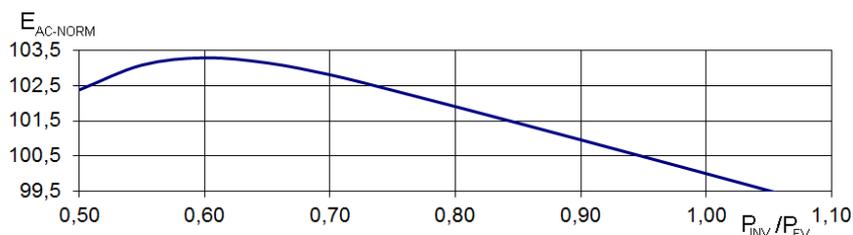


Fig: 5.68: Hamburgo-Fachada: Relación entre la energía de red (normalizada a $P_{INV}/P_{FV}=1$) y P_{INV}/P_{FV} .

B.2) SISTEMA MODEN V: CONFIGURACIÓN ÓPTIMA.

- $P_{LÍMITE}$: 49% de $P_{NOMINAL}$.
- t_{ON-min} : 5 segundos
- $(C_{UC}, \Delta V_{UC})$: De acuerdo a la ecuación (5.15):

RESULTADOS:

C_{UC} (F)	ΔV_{UC} ($\pm\%$)	t_{ON-min} (s)	$P_{LÍMITE}$ (%)	Conmu (miles)	E_{AC} (Kw·h)	ΔE_{CC} (%)	ΔE_{AC} (%)	ΔE_{INV} (%)
5,39	3	5	49	150,5	2751	1,81	7,13	5,23
3,10	5	5	49	143,6	2743	1,54	6,83	5,21
1,39	10	5	49	149,1	2705	0,11	5,32	5,20

Tabla 5.20: Hamburgo-Fachada: Resultados de la simulación del sistema MODEN V optimizado

B.3) SISTEMA MODEN III: CONFIGURACIÓN ÓPTIMA.

- $P_{LÍMITE}$: 49% de $P_{NOMINAL}$.
- t_{ON-min} : 5 / 10 segundos
- $(C_{UC}, \Delta V_{UC})$: De acuerdo a la ecuación (5.25):

RESULTADOS:

C_{UC} (F)	ΔV_{UC} ($\pm\%$)	t_{ON-min} (s)	$P_{LÍMITE}$ (%)	Conmu (miles)	E_{AC} (Kw·h)	ΔE_{CC} (%)	ΔE_{AC} (%)	ΔE_{INV} (%)
0,64	30	10	49	147,3	2718	0	5,82	5,82
0,97	20	10	49	145,8	2718	0	5,83	5,83
1,93	10	10	49	146,6	2718	0	5,85	5,85
0,32	30	5	49	279,6	2717	0	5,82	5,82
0,64	15	5	49	279,6	2718	0	5,84	5,84

Tabla 5.21: Hamburgo-Fachada: Resultados de la simulación del sistema MODEN III optimizado

5.6.4. UBICACIÓN 4: HELSINKI (60° 10' N, 24° 56' E).**A) INSTALACIÓN FIJA:****A.1) CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE LA INSTALACIÓN FIJA**

- Orientación del generador fotovoltaico: azimut 0°
- Inclinación óptima: 40°
- Relación óptima P_{INV}/P_{FV} : 0,80

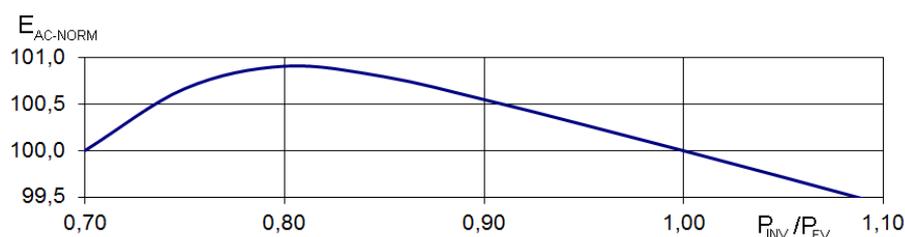


Fig. 5.69: Helsinki-Fija: Relación entre la energía vertida a red (normalizada a $P_{INV}/P_{FV}=1$) y P_{INV}/P_{FV} .

A.2) SISTEMA MODEN V: CONFIGURACIÓN ÓPTIMA.

- $P_{LÍMITE}$: 49% de $P_{NOMINAL}$.
- t_{ON-min} : 5 segundos
- $(C_{UC}, \Delta V_{UC})$: De acuerdo a la ecuación (5.15):

RESULTADOS:

C_{UC} (F)	ΔV_{UC} (±%)	t_{ON-min} (s)	$P_{LÍMITE}$ (%)	Conmu (miles)	E_{AC} (Kw·h)	ΔE_{CC} (%)	ΔE_{AC} (%)	ΔE_{INV} (%)
7,07	3	5	49	132,0	4447	1,71	4,67	2,91
4,07	5	5	49	124,8	4436	1,46	4,41	2,91
1,82	10	5	49	131,8	4382	0,25	3,16	2,90

Tabla 5.22: Helsinki-Fija: Resultados de la simulación del sistema MODEN V optimizado

A.3) SISTEMA MODEN III: CONFIGURACIÓN ÓPTIMA.

- $P_{LÍMITE}$: 49% de $P_{NOMINAL}$.
- t_{ON-min} : 5 / 10 segundos
- $(C_{UC}, \Delta V_{UC})$: De acuerdo a la ecuación (5.25):

RESULTADOS:

C_{UC} (F)	ΔV_{UC} (±%)	t_{ON-min} (s)	$P_{LÍMITE}$ (%)	Conmu (miles)	E_{AC} (Kw·h)	ΔE_{CC} (%)	ΔE_{AC} (%)	ΔE_{INV} (%)
0,85	30	10	49	148,1	4378	0	3,07	3,07
1,27	20	10	49	148,6	4379	0	3,08	3,08
2,54	10	10	49	148,6	4379	0	3,09	3,09
0,42	30	5	49	284,3	4378	0	3,07	3,07
0,85	15	5	49	281,5	4379	0	3,09	3,09

Tabla 5.23: Helsinki-Fija: Resultados de la simulación del sistema MODEN III optimizado

B) INSTALACIÓN EN FACHADA

B.1) CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE LA INSTALACIÓN FIJA

- Orientación del generador fotovoltaico: azimut 10° E
- Inclinación: 90°
- Relación óptima P_{INV}/P_{FV} : 0,67

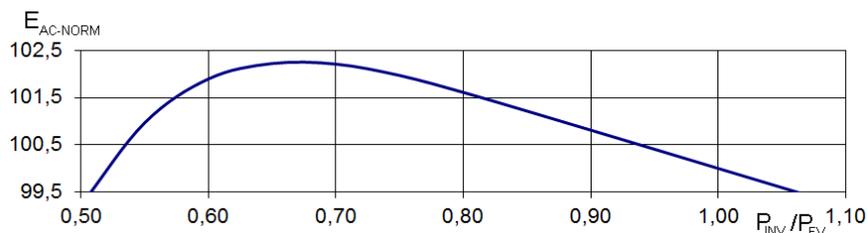


Fig: 5.70: Helsinki-Fachada: Relación entre la energía de red (normalizada a $P_{INV}/P_{FV}=1$) y P_{INV}/P_{FV} .

B.2) SISTEMA MODEN V: CONFIGURACIÓN ÓPTIMA.

- $P_{LÍMITE}$: 49% de $P_{NOMINAL}$.
- t_{ON-min} : 5 segundos
- $(C_{UC}, \Delta V_{UC})$: De acuerdo a la ecuación (5.15):

RESULTADOS:

C_{UC} (F)	ΔV_{UC} (±%)	t_{ON-min} (s)	$P_{LÍMITE}$ (%)	Conmu (miles)	E_{AC} (Kw·h)	ΔE_{CC} (%)	ΔE_{AC} (%)	ΔE_{INV} (%)
5,92	3	5	49	153,3	3230	1,95	6,54	4,50
3,41	5	5	49	149,3	3218	1,57	6,15	4,51
1,53	10	5	49	150,8	3164	-0,12	4,37	4,50

Tabla 5.24: Helsinki-Fachada: Resultados de la simulación del sistema MODEN V optimizado

B.3) SISTEMA MODEN III: CONFIGURACIÓN ÓPTIMA.

- $P_{LÍMITE}$: 49% de $P_{NOMINAL}$.
- t_{ON-min} : 5 / 10 segundos
- $(C_{UC}, \Delta V_{UC})$: De acuerdo a la ecuación (5.25):

RESULTADOS:

C_{UC} (F)	ΔV_{UC} ($\pm\%$)	$t_{ON-mín}$ (s)	$P_{LÍMITE}$ (%)	Conmu (miles)	E_{AC} (Kw-h)	ΔE_{CC} (%)	ΔE_{AC} (%)	ΔE_{INV} (%)
0,71	30	10	49	160,1	3174	0	4,70	4,70
1,06	20	10	49	160,8	3175	0	4,72	4,72
2,12	10	10	49	160,8	3175	0	4,73	4,73
0,35	30	5	49	305,9	3174	0	4,70	4,70
0,71	15	5	49	302,5	3175	0	4,72	4,72

Tabla 5.25: Helsinki-Fachada: Resultados de la simulación del sistema MODEN III optimizado

5.6.5. RESUMEN DE LOS RESULTADOS.

Los datos anteriores recogen los resultados de la simulación de la planta patrón situada en distintas ubicaciones y con distintas configuraciones del sistema MODEN (tanto en su versión III como V). Se debe hacer notar que en cada caso se ha trabajado con una instalación optimizada en cuanto a la inclinación de los paneles y a la relación entre las potencias nominales del inversor y del campo fotovoltaico, para que las posibles mejoras de producción no puedan achacarse a esas causas.

Los siguientes cuadros resumen los resultados de las que podrían ser las configuraciones MODEN a utilizar en las distintas ubicaciones analizadas.

INSTALACIÓN FIJA:

UBICACIÓN	MODEN	C_{UC} (F)	E_{AC} (Kw-h)	ΔE_{AC} (%)	ΔE_{INV} (%)
Montpellier	V	1,85	6266	1,85	1,47
	III	0,86	6250	1,59	1,59
Munich	V	1,80	5002	2,68	2,29
	III	0,83	4991	2,47	2,47
Hamburgo	V	1,73	4096	3,68	3,23
	III	0,80	4087	3,45	3,45
Helsinki	V	1,82	4382	3,16	2,90
	III	0,85	4379	3,09	3,09

Tabla 5.26: Resumen de resultados de mejora del sistema MODEN en las instalaciones fijas.

INSTALACIÓN SOBRE FACHADA:

UBICACIÓN	MODEN	C_{UC} (F)	E_{AC} (Kw-h)	ΔE_{AC} (%)	ΔE_{INV} (%)
Montpellier	V	1,60	3907	3,46	3,12
	III	0,74	3905	3,40	3,40
Munich	V	1,57	3336	4,21	4,10
	III	0,73	3342	4,40	4,40
Hamburgo	V	1,39	2705	5,32	5,20
	III	0,64	2718	5,84	5,84
Helsinki	V	1,53	3164	4,37	4,50
	III	0,71	3175	4,72	4,72

Tabla 5.27: Resumen de resultados de mejora en las instalaciones sobre fachada.

5.7. CONCLUSIONES.

El desarrollo de los simuladores ha permitido realizar un análisis exhaustivo de las dos implementaciones de la idea MODEN propuesta. Se ha analizado la influencia de los diversos factores sobre la mejora de eficiencia introducida por el sistema MODEN, lo que ha permitido definir un procedimiento de dimensionado que optimiza el comportamiento de dicho sistema. Se ha aplicado el procedimiento de optimización a distintas plantas para evaluar las posibilidades de mejora de eficiencia que ofrece el sistema MODEN. En los cuadros resumen se observa cómo el sistema MODEN III proporciona una mejora ligeramente superior al sistema MODEN V, utilizando además menor capacidad de ultracondensador.

El simulador desarrollado servirá como una potente herramienta para configurar de forma óptima el sistema MODEN aplicado a cualquier instalación fotovoltaica real.

5.8. REFERENCIAS.

- [1] SOLARMAX. "Instruction manual: SOLARMAX 4000C". Sputnik Engineering AG. Biel, Suiza. (www.solarmax.com/en/products/string-inverters/).
- [2] ESRAM, T., CHAPMAN, P.L. "Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques". IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 22, núm. 2, pág. 439-449 (2007).
- [3] SOLARMAX. "Serie S: Documentación del dispositivo" Ficha técnica.

(<http://docs.solarmax.com/SolarMax/Downloads/Stringinverters/Sseries/Instructionmanual/IMes2000S6000S/>).

[4] INGETEAM “Ingecon Sun TL”, Ficha técnica (http://www.ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD_781_Archivo_ingecon-sun-lite-tl.pdf)

[5] SMA Solar Technology AG, “Sunny Boy 3000TL / 3600TL / 4000TL / 5000TL con Reactive Power Control”. Ficha técnica. (<http://files.sma.de/dl/15330/SB5000TL-21-DES134717W.pdf>)

[6] Haeberling, H., Borgna, L., Kaempfer, M. y otro. “New tests at grid-connected PV inverters: Overview over test results and measured values of Total Efficiency η_{TOT} ”. 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference. (2006).

[7] Valentine, M., Raducu, A., Sera, D., y otro. “PV Inverter test setup for European Efficiency, static and dynamic MPPT Efficiency evaluation”. 11th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM-2008), pág. 433-438 (2008).

[8] Haeberling, H., Borgna, L., Kaempfer, M., y otro. “Total Efficiency η_{TOT} : A new quantity for better characterisation of grid-connected PV-inverters”. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference (2005).

[9] SMA Solar Technology AG, “Rendimiento y derrateo. Sunny Boy, Sunny Mini Central: Descripción Técnica.” Versión 1.0. Disponible en www.sma.de .

[10] CONERGY AG. “Conergy IPG serie S: Ficha técnica” Disponible en www.conergy.es .

[11] SUNWAYS AG. “Sunways NT6000, NT5000, NT4000 and NT2600 Solar Inverters: Ficha técnica”. Disponible en www.sunways.eu .

[12] FRONIUS GMBH. “Fronius IG Plus Transformer Inverter: Ficha técnica” Disponible en www.fronius.com .

[13] Salas, V., Olías, E., “Overview of the state of technique for PV inverters used in low voltage grid-connected PV systems: Inverters below 10 KW.” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol 13, pág. 1541-1550 (2009).

[14] GO SOLAR CALIFORNIA. “Inverter performance test summaries”. Disponible en: www.gosolarcalifornia.org/equipment/inverter_tests/summaries/ .

[15] Baumgartner, F. P. “Euro realo inverter efficiency: DC-Voltage dependency”. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference (2005).

[16] Muñoz, J., Martínez-Moreno, F., Lorenzo, E. “On-site characterisation and energy efficiency of grid-connected PV inverters” Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 19, núm. 2, pág. 192- 201 (2011).

CAPÍTULO 6:

REALIZACIÓN HARDWARE DEL SISTEMA PROPUESTO.

6.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se describe la realización práctica de alguno de los sistemas propuestos en forma de prototipo. También se describen los ensayos realizados para verificar su correcto funcionamiento y los resultados obtenidos durante el periodo de pruebas.

Se ha construido un prototipo de sistema MODEN V que se ha montado en una instalación fotovoltaica real. El sistema MODEN V trabaja con un inversor comercial adaptado por el fabricante. La adecuación del inversor comercial utilizado al sistema MODEN III se desestimó después de unos intentos iniciales, ya que afectaba a elementos fundamentales de su diseño e implicaba en realidad el

desarrollo de un dispositivo con una concepción completamente nueva, lo que resultaba inviable para el alcance de esta tesis

6.2. INSTALACIÓN PROTOTIPO DEL SISTEMA MODEN V.

6.2.1. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.

La instalación fotovoltaica donde se probará el sistema concebido en este trabajo se denomina “Ponferrada I” y está situada en el término municipal de Ponferrada (León). Las coordenadas geográficas de la ubicación de la planta son $42^{\circ} 32' 37,17''$ N y $6^{\circ} 38' 00,43''$ W. Las siguientes fotografías muestran el lugar elegido para situar la instalación “Ponferrada I” antes de su construcción:



Fig: 6.1: Situación en el mapa de la ubicación de la planta fotovoltaica.



Fig: 6.2: Parcela elegida para la instalación de la planta “Ponferrada I”.

La planta fue construida en 2006 y entró en funcionamiento en la segunda mitad de dicho año. “Ponferrada I” alberga una potencia pico de 97,2 KW. Los módulos fotovoltaicos se disponen en estructuras fijas orientadas al sur con una inclinación de 30° respecto a la horizontal.



Fig: 6.3: Generadores fotovoltaicos de la planta “Ponferrada I”.



Fig: 6.4: Instalación fija con inclinación 30°, orientación sur.

El sistema MODEN V utiliza dos instalaciones independientes de 5 KWpico nominales cada una de ellas cuyos módulos se localizan en el mismo bastidor, tal como se puede apreciar en la figura 6.5.



Fig: 6.5: Generadores fotovoltaicos utilizados con el sistema MODEN V.

La caseta debajo de los módulos alberga el sistema MODEN y los equipos de medida dispuestos para monitorizar su funcionamiento.

Las dos instalaciones de 5KW son nominalmente idénticas. Una de ellas servirá de referencia mientras que en la otra se instalará un prototipo del equipo MODEN. El generador fotovoltaico de cada instalación está formado por dos series de 18 módulos de silicio monocristalino de una potencia pico de 150 W. Las características nominales de los módulos utilizados en la instalación son:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS (1.000 W / m², 25° C célula, AM 1.5)

POTENCIA MÁXIMA (P _{MAX})	150 W _p +/- 5%
CORRIENTE DE MÁXIMA POTENCIA (I _{MAX})	8,7 A
TENSIÓN DE MÁXIMA POTENCIA (V _{MAX})	17,3 V
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO (I _{SC})	9,3 A
TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO (V _{OC})	21,6 V
TONC (800 W / m ² , 20° C, AM 1.5, 1 m / s)	47° C
MÍNIMO VALOR DEL FUSIBLE EN SERIE	20 A
TENSIÓN MÁXIMA DEL SISTEMA	760 V



Fig: 6.6: Características de los módulos fotovoltaicos utilizados en la instalación MODEN.

Cada instalación incluye un inversor monofásico de potencia nominal 5KW y tensión de salida 230Vac, conectado a la red a través de un transformador toroidal de relación 1:1.

Mientras que en la instalación de referencia se ha mantenido el inversor comercial en su configuración original, el empleado en la instalación prototipo ha sido modificado en colaboración con el fabricante para adaptar su funcionamiento a los requerimientos del sistema MODEN. Las modificaciones realizadas en el *firmware* del inversor se sustanciaron en los siguientes cambios:

a) **Modo de funcionamiento de potencia constante:**

El modo original de funcionamiento del inversor se basa en la búsqueda del punto de máxima potencia, esto es, en todo momento ejecutará el algoritmo que sitúa el punto de funcionamiento del generador fotovoltaico en aquél que genere la máxima potencia en cada instante (Modo MPPT). La modificación del *firmware* consistió en definir un algoritmo alternativo que hiciera funcionar al inversor a una potencia fija cuyo valor se eligió como aquel en el que el inversor ofreciera un máximo rendimiento (Modo POTENCIA CONSTANTE). Se fijó ese punto en un valor de potencia P_{AC} de 2000W.

b) **Señales de control:**

Se modificó el inversor para adaptar la función de dos de sus señales analógicas de entrada, destinadas originalmente a detectar la posición de los ejes de un sistema fotovoltaico orientable, y que ahora servirán para que el sistema MODEN le indique el modo de funcionamiento en el que debe trabajar:

MODO DE FUNCIONAMIENTO	S1	S0
APAGADO	0	0
POTENCIA CONSTANTE	0	1
MPTT	1	1

Tabla 6.1: Lógica de las señales de control del inversor para el MODEN V.

c) **Reducción del tiempo de arranque:**

Mientras está trabajando en modo MODEN el inversor debe conmutar entre el estado APAGADO y el estado POTENCIA CONSTANTE durante intervalos de tiempo, la mayoría de las veces, de corta duración (con un valor mínimo de 6 segundos). Es necesario por tanto que el inversor realice el cambio de modo de funcionamiento de manera prácticamente instantánea. Por su configuración interna, el inversor comercial utilizado tardaba más de 30 segundos en su puesta en funcionamiento. Se modificó el *firmware* para reducir este periodo aunque únicamente se alcanzó a programar una rampa de 200 W/seg durante el arranque, lo que reducía el periodo de arranque en modo POTENCIA CONSTANTE a 10 segundos.



Fig. 6.7: Inversor utilizado en la instalación MODEN.

La figura 6.7 muestra una fotografía del inversor utilizado en la instalación prototipo junto con el armario (en la parte inferior) que alberga al transformador.

Como elemento de almacenamiento se utilizó una batería de ultracondensadores de doble capa formada por 24 elementos en serie con una capacidad nominal de 2,42 faradios y una tensión máxima admisible de 360 V.



Fig: 6.8: Batería de ultracondensadores del prototipo MODEN.

Cada uno de los elementos ultracondensadores está formado por la asociación en serie de 6 botes junto con su circuito de equalización. Una conexión especial permite también la equalización de carga entre los diferentes módulos conectados en serie.



Fig: 6.9: Módulo Ultracondensador.

Las características nominales de cada elemento ultracondensador se recogen en la siguiente tabla:

CARACTERÍSTICA:	VALOR
Capacidad	58 F
Tolerancia de la capacidad	$\pm 20 \%$
Tensión máxima	15 V
ESR (DC)	19 m Ω
Densidad de Potencia (máx)	11,2 KW / Kg
Densidad de Energía (máx)	3,63 W·h / Kg
Máxima corriente mantenida	20 A
Máxima corriente de pico (1 sg)	80 A
Corriente de pérdidas	55 mA
Resistencia térmica	1,8 °C / W

Tabla 6.2: Características nominales de los ultracondensadores utilizados.

Tanto el equipo prototipo como la batería de ultracondensadores se han dispuesto en un armario metálico en el interior de la caseta junto al generador fotovoltaico.



Fig: 6.10: Prototipo del equipo MODEN V.

6.2.2. DESCRIPCIÓN DEL PROTOTIPO.

Se ha diseñado y construido un prototipo que permite verificar de forma práctica el funcionamiento de la estrategia MODEN V. El dispositivo desarrollado responde al siguiente diagrama:

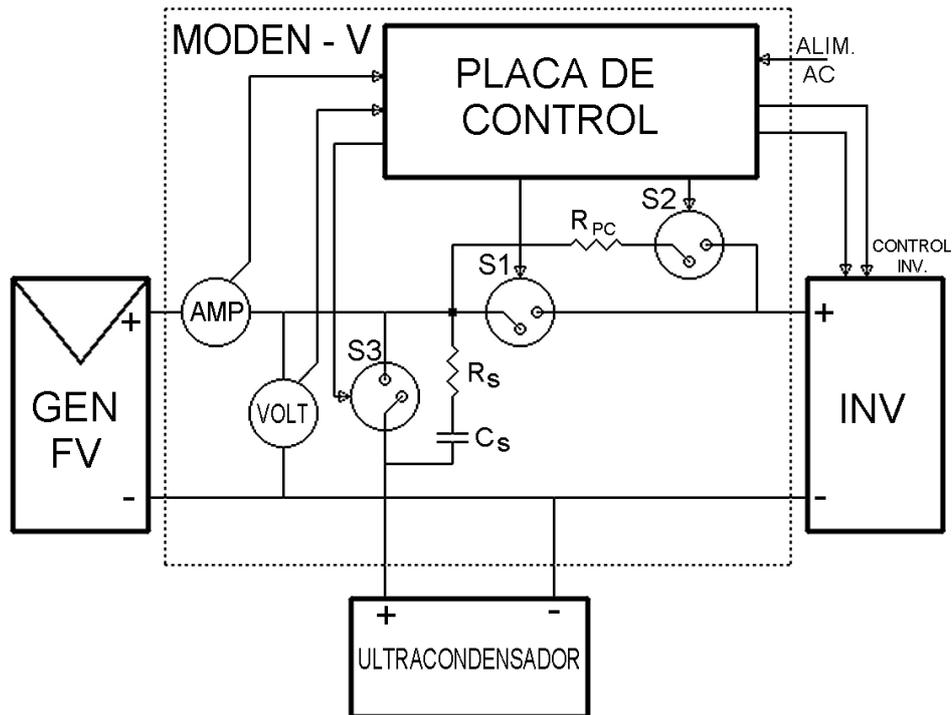


Fig. 6.11: Diagrama de bloques del equipo MODEN V.

Esquemáticamente, se puede entender formado por dos partes: la tarjeta de control y los contactores. Mientras que la primera se encarga de determinar el estado del generador fotovoltaico y ejecutar el algoritmo que establezca el modo de funcionamiento, los contactores disponen la configuración adecuada del sistema.

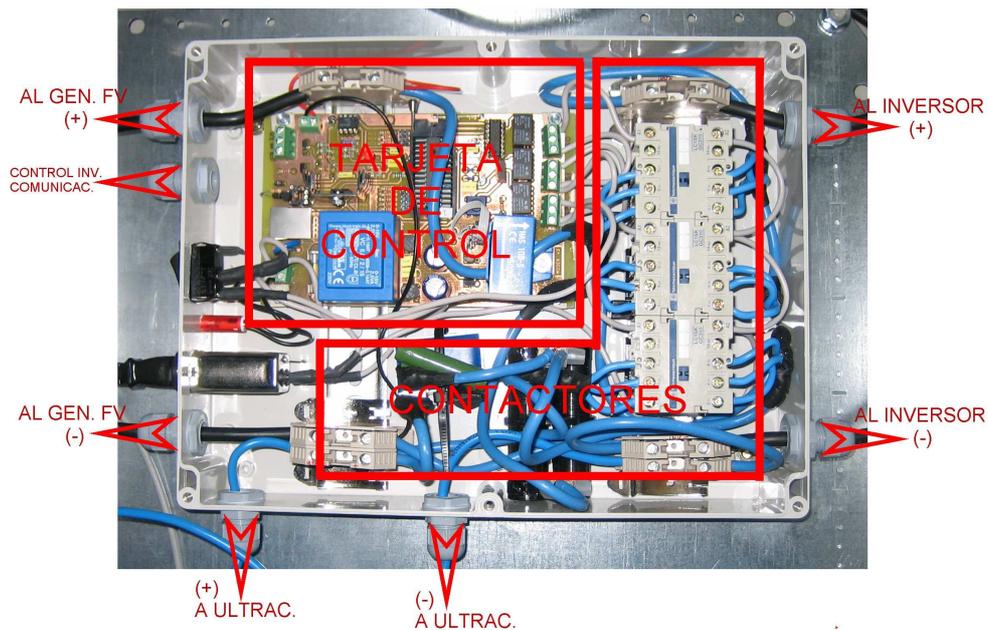


Fig. 6.12: Fotografía del equipo MODEN V.

a) La tarjeta de control:

Está construida alrededor de un microcontrolador del tipo PIC 16F876A que contiene el algoritmo MODEN V. Incluye distintos subsistemas que desempeñan diversas funciones (figura 6.13):

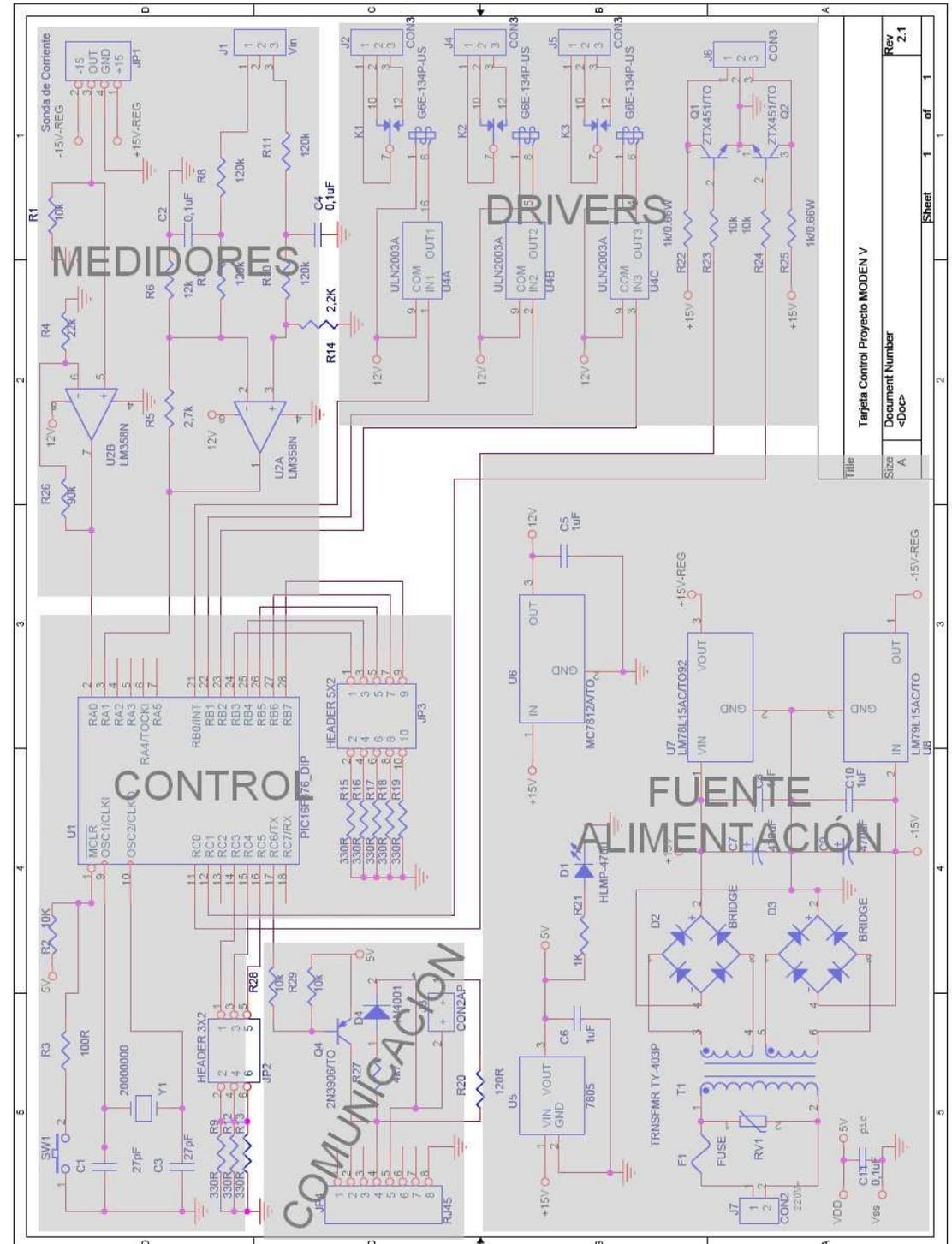


Fig. 6.13: Esquema de la tarjeta de control del equipo MODEN V.

- **CONTROL DEL SISTEMA:** Bloque de control integrado por el microcontrolador y su hardware auxiliar (oscilador, reset, etc).
- **MEDIDORES:** El microcontrolador recibe, a través de dos de sus canales analógicos, información sobre la tensión y la corriente del generador fotovoltaico. La corriente se mide mediante una sonda *Hall* cuya salida es adaptada al rango de la entrada analógica del PIC. Para acondicionar la medida de tensión se utiliza un atenuador diferencial sin aislamiento.
- **DRIVERS DE LOS CONTACTORES:** Los contactores se activan a través de relés incluidos en la tarjeta y controlados a su vez por salidas digitales del PIC mediante un circuito del tipo ULN 2003. Se incluye también en este apartado el subcircuito destinado al control del inversor. Los modos de funcionamiento del inversor se configuran mediante dos señales digitales procedentes del microcontrolador y potenciadas por sendos transistores.
- **COMUNICACIÓN:** Se ha implementado un canal de comunicación serie que permite monitorizar desde un computador el funcionamiento del controlador MODEN. En principio, esta función se destina solo a la puesta en marcha y a tareas de mantenimiento del equipo pues el sistema trabaja de forma autónoma.
- **ALIMENTACIÓN:** La tarjeta de control dispone de una fuente de alimentación lineal que proporciona las tensiones necesarias para su funcionamiento: +5V, +12V y $\pm 15V$.

b) Los contactores:

El prototipo incluye tres contactores para configurar el sistema en modo NORMAL o en modo MODEN.

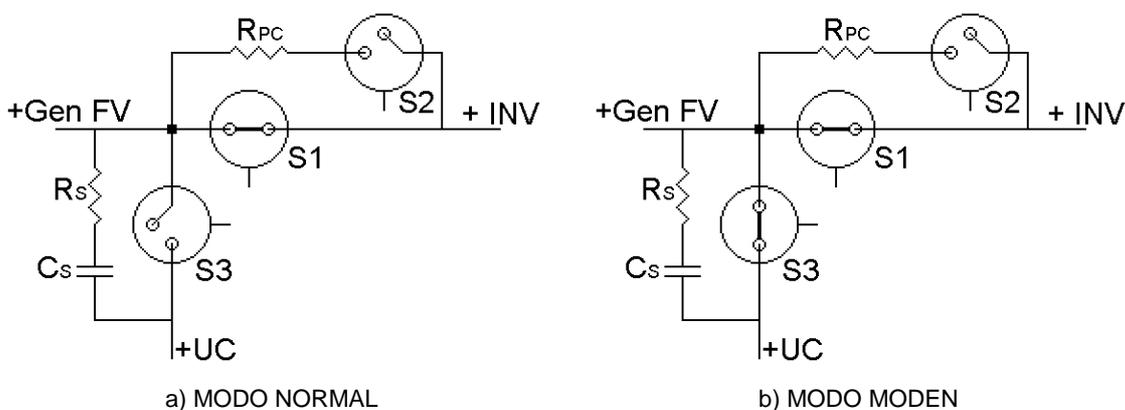


Fig: 6.14: Esquema de los contactores del equipo MODEN V.

- **Contactador principal (S1):** Comunica al generador fotovoltaico con el inversor. Está cerrado en ambos modos de funcionamiento y solo se abre durante las maniobras de cambio de configuración en combinación con el contactador de precarga.
- **Contactador de precarga (S2):** La conexión directa de los ultracondensadores al inversor provoca una corriente muy elevada debida a la diferencia instantánea de tensión entre estos y los condensadores de entrada del inversor que puede provocar que se dañe su etapa de entrada. Es necesario pues conectar los ultracondensadores a través de una resistencia de precarga. La secuencia utilizada para pasar de modo NORMAL a modo MODEN será entonces:
 - ♦ Cerrar contactador S2.
 - ♦ Abrir contactador S1.
 - ♦ Cerrar contactador S3.
 - ♦ Cerrar contactador S1.
 - ♦ Abrir contactador S2.
- **Contactador de los ultracondensadores (S3):** Se utiliza para conectar los ultracondensadores al sistema en modo MODEN. Está protegido por una red RC de *Snubber* necesaria en el caso de la desconexión de los ultracondensadores del generador fotovoltaico (transición de modo MODEN a modo normal).

El algoritmo programado en el microcontrolador se ha concebido como una máquina de estados (figura 6.15):

Durante el estado SLEEP se conecta el generador fotovoltaico a los ultracondensadores y se desconecta del inversor (corresponde al estado en el que permanecerá el equipo durante la noche). Con la primera luz del día, el generador carga ligeramente los ultracondensadores de manera que se eleva su tensión respecto de la que se dejó al anochecer. Cuando la tensión de los ultracondensadores alcanzar un umbral el sistema conecta el inversor y lo arranca (ST_ARRANQUE).

Una vez arrancado comienza el régimen convencional de funcionamiento: Mientras la potencia sea pequeña, el inversor trabajará de forma intermitente conmutando entre los estados ST_PCTE_CARG y ST_PCTE_DESC. Si la tensión de los ultracondensadores alcanza el límite superior de la banda de variación, el sistema pasa a ST_PCTE_DESC durante el cual el inversor trabaja a potencia constante con máximo rendimiento y descarga los ultracondensadores. Si la

tensión de estos baja por debajo del límite inferior de la banda, el sistema pasa a ST_PCTE_CARG y el inversor se apaga mientras los ultracondensadores se cargan con la corriente del generador fotovoltaico. Cuando la potencia proporcionada por el generador fotovoltaico aumenta, se desconectan los ultracondensadores y el inversor trabaja en su modo normal (ST_MPPT), a la potencia indicada por su propio algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia.

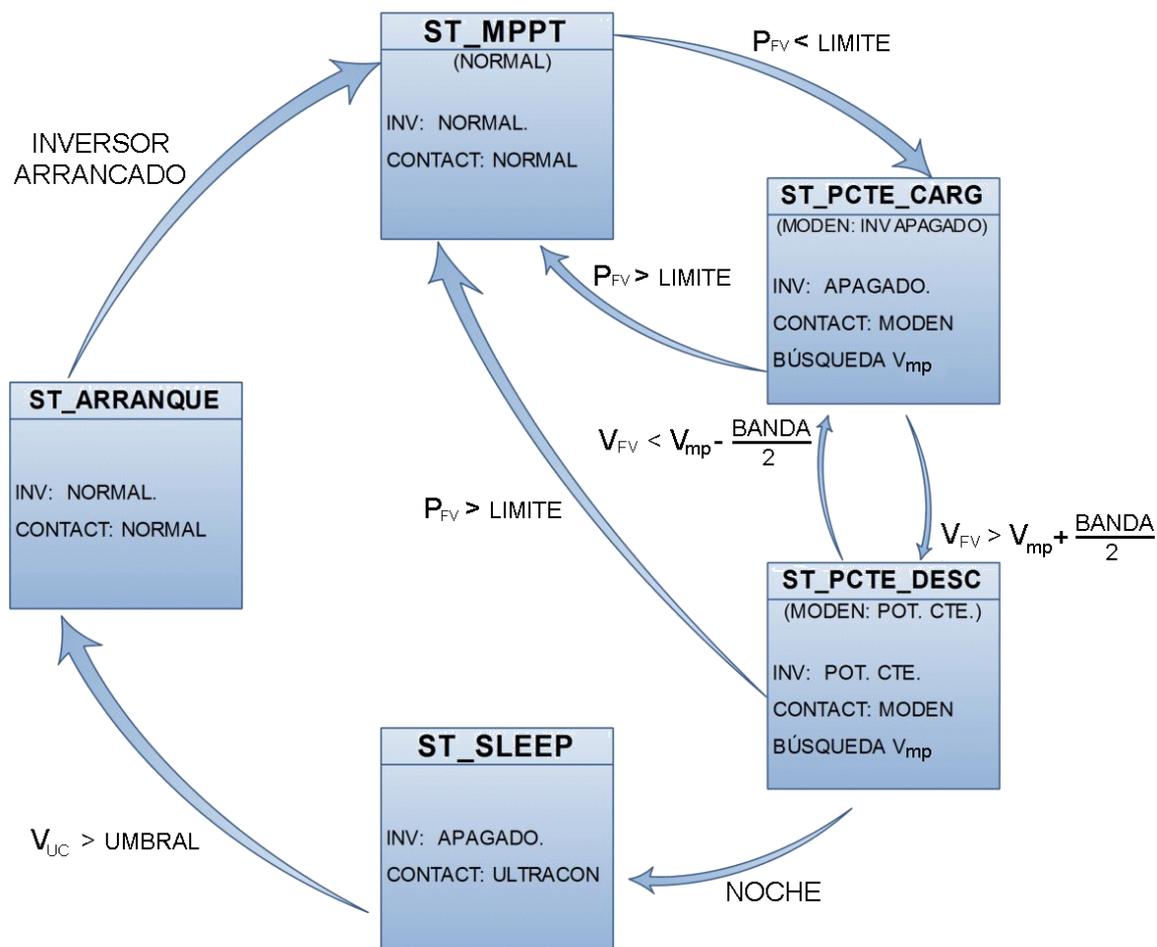


Fig: 6.15: Diagrama de bloques del *firmware* del MODEN V.

Finalmente, cuando la potencia que aporta el generador fotovoltaico es muy pequeña y su tensión se reduce por debajo de un umbral, el sistema entiende que ha anochecido y desconecta el inversor dejando conectados los ultracondensadores al generador fotovoltaico (ST_SLEEP).

En paralelo con el algoritmo general del sistema, se ha programado también un procedimiento para localizar el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico durante el funcionamiento del sistema en modo MODEN.

En la última versión del software diseñado se incluyó una modificación del algoritmo para compensar el retardo en la puesta en marcha del inversor en modo MODEN desde que se activa la señal de control adecuada. Para obviar ese problema se ha dotado al software de un carácter anticipativo a la hora de determinar el estado de funcionamiento en modo MODEN.

6.2.3. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA.

Para comprobar el funcionamiento de la planta prototipo se han dispuesto una serie de equipos de medida y monitorización que se aplican a conocer permanentemente la evolución de las magnitudes más significativas de la instalación.

El sistema de instrumentación con el que cuenta la instalación MODEN está formado por los siguientes elementos:

- ◆ Contador-Registrador de energía eléctrica.
- ◆ Medidores-Registradores integrados en los inversores.
- ◆ Equipo registrador: “Medida_VI”.

Se describen a continuación las características de estos equipos.

■ CONTADOR - REGISTRADOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Se trata de un equipo electrónico contador/registrador de energía eléctrica fabricado por ORBIS, en concreto el modelo ORBITAX T3, modificado por el fabricante para esta aplicación concreta.



Fig. 6.16: Contador – Registrador ORBITAX T3.

El equipo utilizado permite:

- ▲ Medir la tensión de cada fase-neutro.
- ▲ Medir la intensidad de cada fase.
- ▲ Medir las potencias activa y reactiva instantáneas de cada fase.
- ▲ Acumular las energías activa y reactiva en un totalizador.
- ▲ Implementar funciones de registrador.
- ▲ Implementar funciones de comunicación por puerto óptico y puerto serie.

El contador se ha complementado con una serie de accesorios para facilitar su utilización:

- Puerto RS485: Que permite el acceso a través de un único puerto a varios contadores dispuestos en el mismo bus.
- MODEM GSM/GPRS: Que permite realizar la lectura e importación de datos a distancia. La conexión de los contadores con el *modem* se realiza a través del bus RS485 mediante un convertidor RS485/RS232.
- Software de lectura: Se ha empleado un software de fabricante denominado AGNI para la gestión de los contadores ORBITAX T3.

El esquema del sistema de medida realizado con los contadores ORBITAX es el que se muestra en la figura:

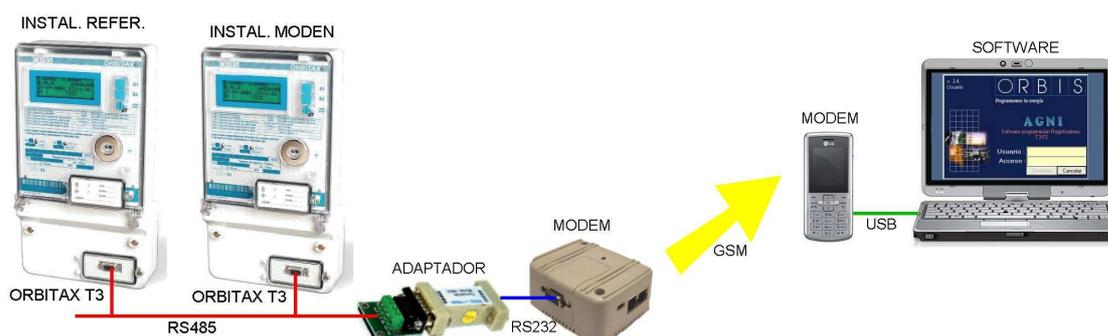


Fig: 6.17: Diagrama de conexión de los contadores de energía.

Se utilizan dos contadores, uno de ellos colocado en la instalación MODEN y el otro en la instalación de referencia. Los contadores se localizan en el punto de conexión del inversor a la red (salida del transformador de aislamiento) en ambas instalaciones. Como los contadores son trifásicos, la salida monofásica del inversor se conecta únicamente a una de las fases del contador.

El acceso a la información almacenada se realiza a través de un teléfono celular, que actúa de *modem* GSM, desde un computador en el que se ejecuta la aplicación de medida AGNI de ORBIS.



Fig. 6.18: Pantalla de acceso de la aplicación AGNI.

Desde dicha aplicación se puede acceder a la información de energía registrada en el instrumento, tanto de valores instantáneos (energía integrada cada 5 minutos) como totalizados. En el caso de valores instantáneos, la profundidad del registro alcanza 14 días completos (4096 valores).

La figura 6.19 muestra el aspecto de la pantalla de configuración de valores de medida de la aplicación AGNI en la que se selecciona el periodo de búsqueda y el tipo de dato a recuperar.

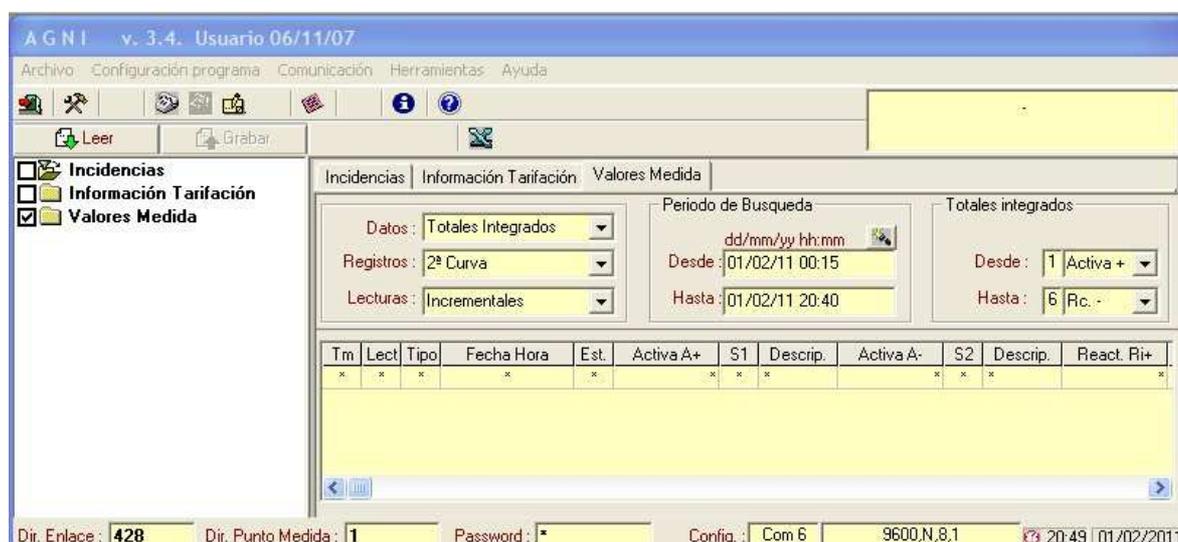


Fig. 6.19: Aplicación AGNI: Configuración de la medida.

Los contadores empleados en la instalación prototipo corresponden a una configuración personalizada por el fabricante para esta aplicación concreta. A través de conversaciones directas con el fabricante se consiguió modificar el *firmware* original de los instrumentos para dotarles de las siguientes prestaciones:

- Se redujo el periodo de integración de potencia hasta situarlo en 5 minutos de manera que el instrumento registrara, a, través de su segunda curva de potencia, valores de energía cada 5 minutos.
- Se modificó la unidad de medida de la energía, que originalmente se ofrecía en KW·h, para que registrara los datos en W·h. La resolución de la medida de energía en este caso es más adecuada para un periodo de integración tan pequeño como el que se está utilizando.

Los datos recogidos de los contadores se presentan en una hoja “excel” con una configuración similar a la mostrada en la figura 6.20 en la que se aprecian los datos de energía activa y reactiva registrados por el contador de la instalación MODEN durante una hora.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	
	Tm	Lect	Tipo	Fecha Hora	Est.	Activa A+	S1	Descrip.	Activa A-	S2	Descrip.	React. Ri+	S3	Descrip.	React. Rc+	S4	Descrip.	
1				03/12/10 12:00	Inv.	105	128	Wh, IV,	0	128	Wh, IV,	1	128	varh, IV,		1	128	varh, IV,
2	2c	Inc.	Int	03/12/10 12:05	Inv.	130	128	Wh, IV,	0	128	Wh, IV,	0	128	varh, IV,		0	128	varh, IV,
3	2c	Inc.	Int	03/12/10 12:10	Inv.	160	128	Wh, IV,	0	128	Wh, IV,	0	128	varh, IV,		0	128	varh, IV,
4	2c	Inc.	Int	03/12/10 12:15	Inv.	195	128	Wh, IV,	0	128	Wh, IV,	0	128	varh, IV,		0	128	varh, IV,
5	2c	Inc.	Int	03/12/10 12:20	Inv.	240	128	Wh, IV,	0	128	Wh, IV,	0	128	varh, IV,		0	128	varh, IV,
6	2c	Inc.	Int	03/12/10 12:25	Inv.	283	128	Wh, IV,	0	128	Wh, IV,	0	128	varh, IV,		0	128	varh, IV,
7	2c	Inc.	Int	03/12/10 12:30	Inv.	312	128	Wh, IV,	0	128	Wh, IV,	0	128	varh, IV,		0	128	varh, IV,
8	2c	Inc.	Int	03/12/10 12:35	Inv.	324	128	Wh, IV,	0	128	Wh, IV,	1	128	varh, IV,		0	128	varh, IV,
9	2c	Inc.	Int	03/12/10 12:40	Inv.	324	128	Wh, IV,	0	128	Wh, IV,	0	128	varh, IV,		0	128	varh, IV,
10	2c	Inc.	Int	03/12/10 12:45	Inv.	323	128	Wh, IV,	0	128	Wh, IV,	0	128	varh, IV,		0	128	varh, IV,
11	2c	Inc.	Int	03/12/10 12:50	Inv.	321	128	Wh, IV,	0	128	Wh, IV,	0	128	varh, IV,		0	128	varh, IV,
12	2c	Inc.	Int	03/12/10 12:55	Inv.	320	128	Wh, IV,	0	128	Wh, IV,	0	128	varh, IV,		0	128	varh, IV,
13	2c	Inc.	Int	03/12/10 13:00	Inv.	318	128	Wh, IV,	0	128	Wh, IV,	0	128	varh, IV,		0	128	varh, IV,
14	2c	Inc.	Int															
15																		

Fig: 6.20: Formato de los datos entregados por la aplicación AGNI.

Los contadores utilizados fueron calibrados previamente a su instalación en el departamento de Metrología de la Asociación LACECAL (Laboratorio de Calibración Eléctrica de Castilla y León).

■ **MEDIDOR - REGISTRADOR INTEGRADO EN LOS INVERSORES.**

Los inversores utilizados ofrecen la posibilidad de acceder en tiempo real a la medida de las principales magnitudes del sistema. Las medidas “on-line” pueden realizarse de forma instantánea o periódica, con un intervalo mínimo de 2 segundos.

Para instalaciones fotovoltaicas fijas (sin seguidor) la relación de magnitudes con posibilidad de medida en línea incluye las siguientes:

- ▲ Energía total entregada a la red.
- ▲ Tensión del generador fotovoltaico.
- ▲ Corriente del generador fotovoltaico.

- ▲ Potencia del generador fotovoltaico.
- ▲ Corriente de salida a la red.
- ▲ Potencia de salida a la red.
- ▲ Coseno de phi
- ▲ Tensión de la red.
- ▲ Frecuencia de la red.

Del mismo modo, los inversores poseen la función de registrador y almacenan, con un periodo fijo de 15 minutos, la evolución de las magnitudes del sistema para su posterior lectura y procesado. Entre otras, las magnitudes registradas son:

- ▲ Fecha/Hora de la muestra.
- ▲ Tensión de los paneles fotovoltaicos.
- ▲ Corriente de los paneles fotovoltaicos.
- ▲ Tensión del bus.
- ▲ Tensión alterna de salida.
- ▲ Frecuencia de salida.
- ▲ Corriente alterna de salida.
- ▲ Potencia de salida.
- ▲ Coseno de phi.
- ▲ Energía parcial ($W \cdot h$) cada 15 minutos.

El tamaño de la memoria de almacenamiento permite conservar registros de hasta 25 días. Se puede acceder a esta información de forma remota a través de un modem GSM instalado en la planta fotovoltaica “Ponferrada I” y conectado por bus a todos los inversores de la instalación.

A través de una aplicación de teled medida suministrada por el fabricante de los inversores es posible conectarse con ellos y recoger los valores registrados. El programa monitor dispone del menú principal de comandos que se muestra en la figura:

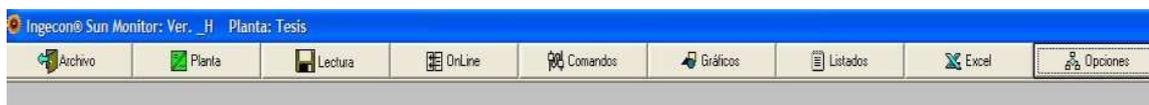


Fig: 6.21: Menú de comandos principales de la aplicación de teled medida de los inversores.

Archivo: Se utiliza para elegir la planta a monitorizar.

Planta: Se utiliza para definir el número de inversores que componen la instalación y detectar su estado de funcionamiento durante el periodo en el que la aplicación de teledeteción está conectada a la planta.



Fig: 6.22: Detección de inversores en la planta "Ponferrada I" (parcial).

Lectura: Permite recoger los datos almacenados en el inversor que se indique durante el periodo de tiempo deseado.

On-Line: Permite realizar ciertas operaciones con los inversores en el momento: leer valores instantáneos, sincronizar los relojes de todo ellos, modificar su configuración, etc.

Comandos: Incluye una serie de comandos relacionados con operaciones de gestión y mantenimiento de los seguidores solares, en el caso de que la instalación disponga de ellos.

Gráficos: Ofrece una herramienta para representar de forma gráfica las diferentes magnitudes registradas. Las siguientes figuras muestran, a modo de ejemplo, algunas de las posibilidades gráficas del sistema. En la figura 6.23 se muestra la energía (Kw·h) generada por los 5 primeros inversores de la instalación "Ponferrada I" durante la primera semana de septiembre de 2008. Ninguno de los inversores dispone de un equipo MODEN en ese momento. El inversor "Ing 1" será sobre el que se instalará el equipo MODEN y el inversor "Ing 2" será el que sirva de referencia.

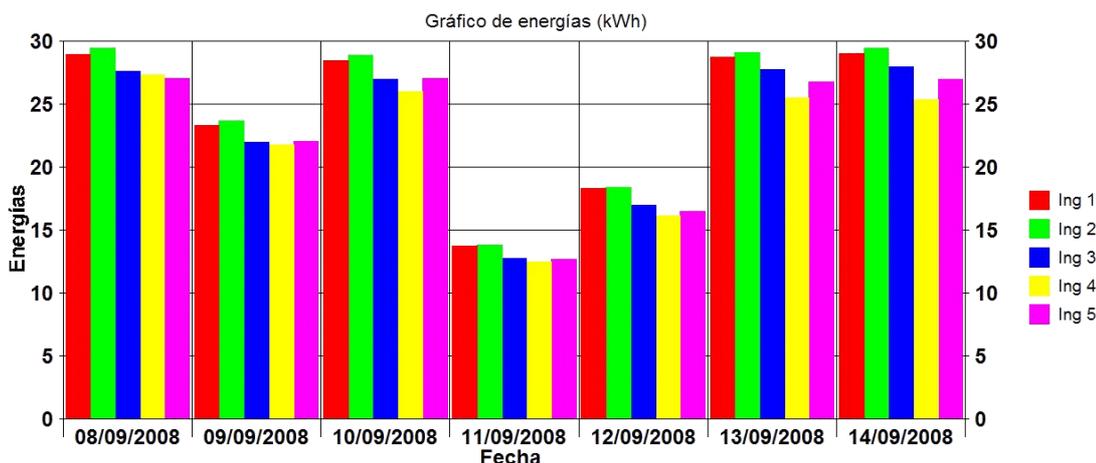


Fig. 6.23: Representación gráfica de la energía proporcionada por 5 inversores de la planta.

En la figura 6.24 se muestra la evolución de la potencia de salida generada por el inversor “Ing 1” durante el mismo periodo.

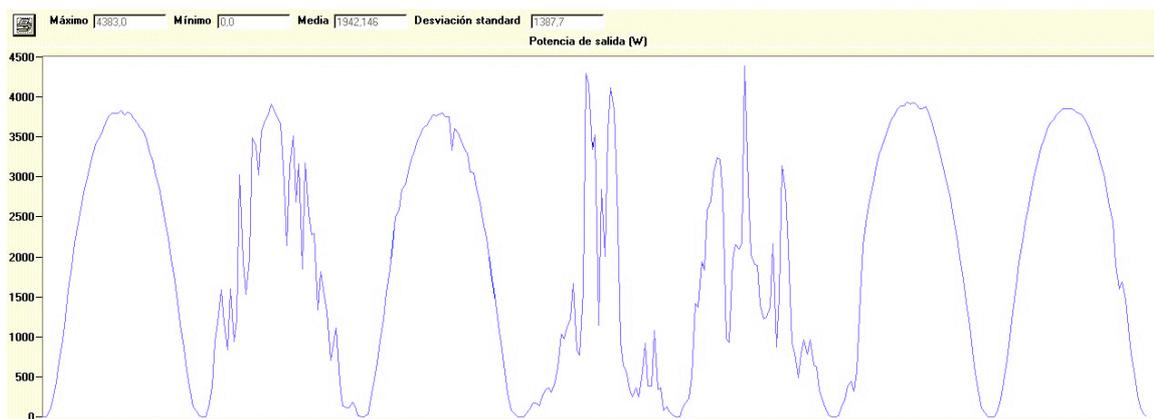


Fig. 6.24: Representación gráfica de la potencia de salida de un inversor.

Listados: Ofrece en forma de tabla los distintos datos registrados (energías y potencias, tensiones, corrientes, etc).

Excel: Esta opción del menú genera ficheros en formato *excel*/ de los datos registrados para su posterior procesado.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	Fecha	Vsolar (V)	Isolar (A)	Vbus (V)	Vsal (V)	Fsal (Hz)	Isal (A)	Psal (W)	Cos Phi	Signo SinPhi	Temp (°C)	Zred (Ohmios)	Energías Parciales (W.h)	
2	08/09/2008 10:30	296	6,78	369	232	49,96	8,1	1877	1	Positivo	29	0	464	
3	08/09/2008 10:45	290	8,01	369	232	49,96	9,38	2172	1	Positivo	33	0	537	
4	08/09/2008 11:00	286	9,02	368	232	49,96	10,39	2413	1	Positivo	36	0	596	
5	08/09/2008 11:15	283	9,87	369	234	49,96	11,16	2611	1	Positivo	41	0	645	
6	08/09/2008 11:30	279	10,73	373	236	49,96	11,87	2798	1	Positivo	45	0	692	
7	08/09/2008 11:45	274	11,64	373	236	49,96	12,67	2982	1	Positivo	36	0	737	
8	08/09/2008 12:00	269	12,48	373	235	49,95	13,36	3140	1	Positivo	29	0	776	
9	08/09/2008 12:15	266	13,37	373	236	49,98	14,09	3324	1	Positivo	30	0	822	
10	08/09/2008 12:30	262	14,01	373	236	49,98	14,54	3431	1	Positivo	27	0	848	
11	08/09/2008 12:45	258	14,51	373	237	49,95	14,8	3500	1	Positivo	27	0	865	
12	08/09/2008 13:00	255	15,01	373	236	49,96	15,17	3578	1	Positivo	28	0	884	

Fig. 6.25: Extracto de un fichero *excel*/ de datos registrados en un inversor.

Los datos suministrados por cada inversor son los que aparecen en la figura 6.25 en la que se muestra un extracto de una hoja generada por la aplicación de teledatada.

Opciones: Permite personalizar algunas características del programa.

Para comprobar la fiabilidad de las medidas de potencia y energía proporcionadas por los inversores se han comparado los valores registrados por estos con los almacenados en los contadores de energía durante el mismo periodo de tiempo. La figura 6.26 muestra, a modo de ejemplo, la comparación de los valores de potencia generados por el inversor (cada 15 minutos) y los correspondientes registrados en el contador. Como su periodo de integración es de 5 minutos, se han obtenido valores cada 15 minutos mediante la promediación de tres valores consecutivos.

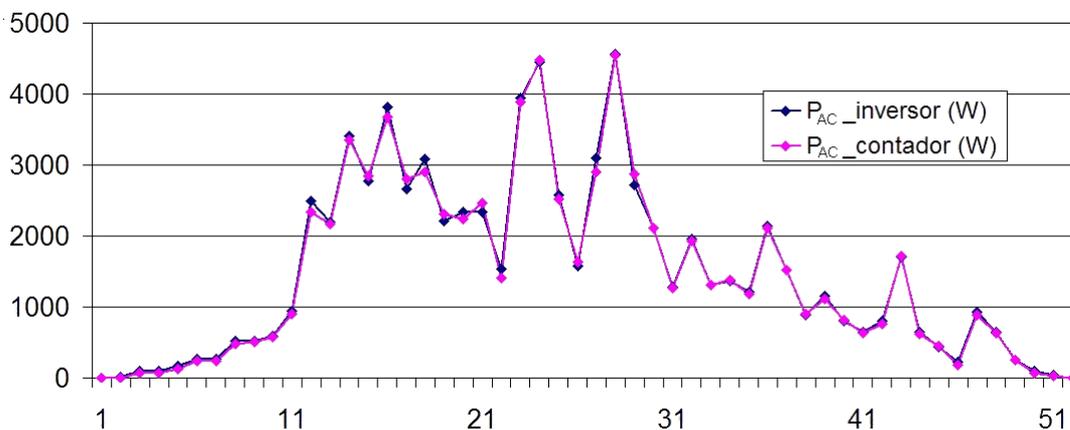


Fig. 6.26: Comparación entre los valores de potencia registrados en el inversor y en el contador.

Al analizar los resultados se aprecian pequeñas diferencias que cambian continuamente de signo a lo largo del tiempo. Estas diferencias en la medida de potencia se deben a que no coinciden exactamente los intervalos de tiempo utilizados en la integración en los dos dispositivos.

Sin embargo, si se analiza la energía totalizada a lo largo de un día completo, durante una serie de días, las diferencias entre las indicaciones de ambos sistemas se sitúan por debajo de un 0,5%. La siguiente gráfica ilustra esa prueba. Se representan los valores de energía registrados por el contador de energía durante trece días consecutivos (en Kw·h). Junto a ellos, la diferencia entre la indicación de energía registrada por el inversor y la indicada por el contador, expresada como porcentaje de esta.

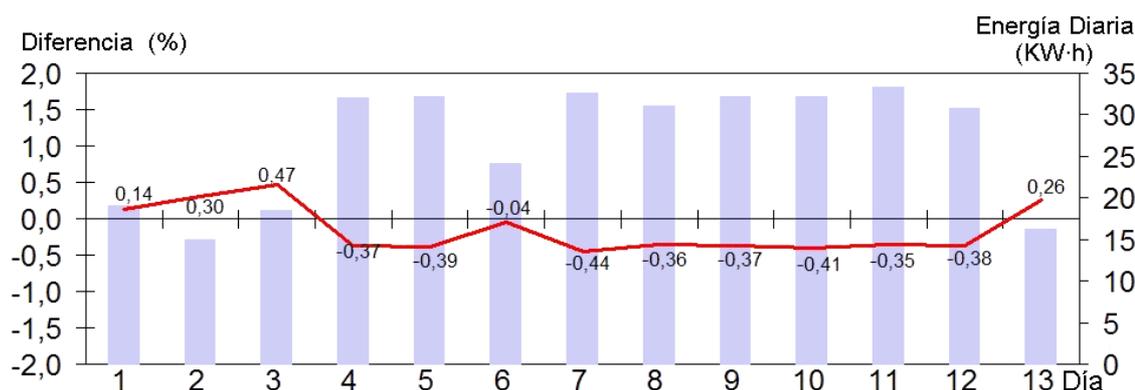


Fig. 6.27: Comparación entre los valores de energía diaria registrados en el inversor y en el contador.

A la vista de los resultados anteriores se puede deducir que las medidas de potencia y energía de los inversores son fiables, si bien, los valores instantáneos de potencia solo podrán compararse entre inversores que estén sincronizados, lo que asegura el mismo periodo de integración.

■ EQUIPO REGISTRADOR “MEDIDA VI”.

Para completar la información medida sobre la instalación, se ha diseñado y construido un sistema registrador de magnitudes en continua que se ha denominado sistema “Medida_VI”.

Su misión será registrar de manera permanente la tensión y la corriente suministrada por los generadores fotovoltaicos de la instalación donde está colocado el sistema MODEN y de la instalación de referencia. Se registrará también la potencia instantánea en continua de la instalación y la energía parcial y totalizada proporcionada por los campos fotovoltaicos.

Se pretende con ello:

- ✧ Verificar el comportamiento del equipo MODEN.
- ✧ Comparar la energía suministrada por los generadores fotovoltaicos de ambas instalaciones.
- ✧ Verificar si el funcionamiento del sistema MODEN incide sobre la energía proporcionada por el campo fotovoltaico de la instalación con la que trabaja.

La estructura del sistema desarrollado se muestra en la figura 6.28. El equipo de registro se basa en un sistema de adquisición de datos albergado en un computador personal al que le llegan, convenientemente acondicionadas, las señales de tensión y corriente de los generadores fotovoltaicos de ambas

instalaciones.

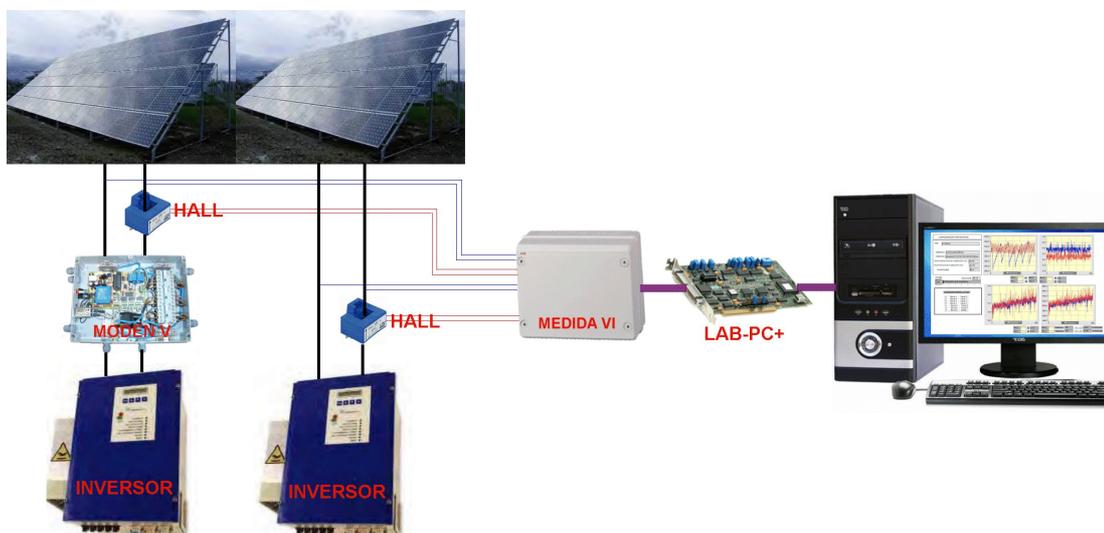


Fig: 6.28: Estructura del sistema 'Medida VI'.

El sistema es capaz de registrar dichas señales, con un periodo de muestreo ajustable, y almacenarlas en archivos en el ordenador, cada uno de los cuales contendrá todos los datos correspondientes a un día. El sistema es totalmente automático y trabaja permanentemente. Los elementos utilizados para conformar el registrador "Medida VI" han sido los siguientes:

SENSORES: La tensión de los generadores fotovoltaicos se lleva directamente a la tarjeta acondicionadora mediante cable trenzado y apantallado. Para la medida de corriente se utilizan dos sondas hall (modelo LEM HAS100S) alimentadas a ± 15 voltios. La señal de corriente se transmite hasta la tarjeta acondicionadora mediante un cable trenzado y apantallado de dos pares, el segundo de los cuales lleva la alimentación.

ACONDICIONAMIENTO DE SEÑAL: Para el acondicionamiento de señales se ha construido una tarjeta que incluye cuatro canales para la medida de tensión y dos canales para la medida de corriente.

Acondicionador de tensión: Está formado por un amplificador diferencial que transforma el rango de entrada 0 a 400 voltios a una señal proporcional entre 0 y 4,5 voltios referida a común. La figura 6.29 muestra el esquema del acondicionador de tensión.

Acondicionador de corriente: La tensión de salida de la sonda de corriente es amplificada para conseguir una señal variable entre 0 y 5 voltios, proporcional a la corriente detectada en el rango 0 a 20 amperios. La figura 6.30 muestra su esquema.

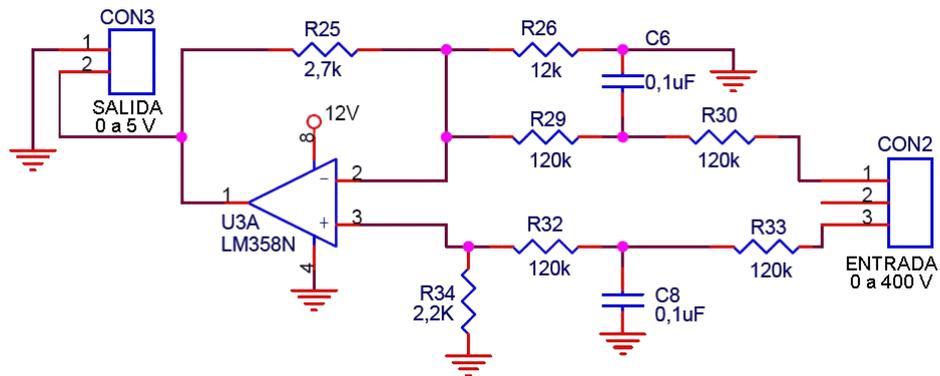


Fig. 6.29: Esquema del acondicionador de tensión de la tarjeta 'Medida VI'.

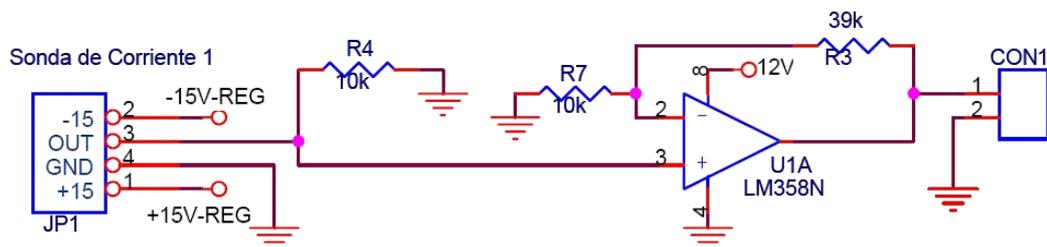


Fig. 6.30: Esquema del acondicionador de corriente de la tarjeta 'Medida VI'.

TARJETA DE ADQUISICIÓN DE DATOS: Se ha utilizado la tarjeta multifunción Lab-PC+ fabricada por *National Instruments*, instalada en un slot de expansión del bus del computador personal. Sus características más relevantes se muestran en el cuadro recogido en la figura 6.31. Se utilizan seis canales de entrada analógica configurados en modo SE (*single-ended*) y rango de entrada 0 a 5 voltios. Dos de ellos se utilizan para la medida de las tensiones de los campos fotovoltaicos y los otros dos para las medidas de sus corrientes. Al día de hoy se mantienen sin utilizar dos canales auxiliares de medida de tensión.

SOFTWARE DE MEDIDA “Medida_VI ver1.4”: El sistema de adquisición de datos es controlado por una aplicación desarrollada en el entorno de programación *Lab-View*.

La aplicación permite:

- Establecer el periodo de la toma de muestras (en segundos).
- Determinar la hora de comienzo y final de la monitorización cada día.
- Medir y visualizar en tiempo real cuatro canales de tensión (V1, V2, V3 y V4) y dos de corriente (I1 e I2).
- Calcular y visualizar en tiempo real las potencias definidas como $V1 \cdot I1$ y $V2 \cdot I2$.

Lab-PC+

Analog Input

Input Characteristics

Number of channels 8 single-ended, 4 differential
 Type of ADC Successive approximation
 Resolution 12 bits, 1 in 4,096
 Maximum sampling rate 83 ksamples/s
 Input signal ranges

Board Gain (Software Selectable)	Board Range (Jumper Selectable)	
	bipolar	unipolar
1	±5 V	0 to 10 V
2	±2.5 V	0 to 5 V
5	±1 V	0 to 2 V
10	±0.5 V	0 to 1 V
20	±0.25 V	0 to 0.5 V
50	±0.1 V	0 to 0.2 V
100	±0.05 V	0 to 0.1 V

Input coupling DC
 Overvoltage protection ±45 V powered on, ±45 V powered off
 Inputs protected ACH<0..7>
 FIFO buffer size 512 samples
 Data transfers DMA, interrupts, programmed I/O
 DMA modes Single transfer

Analog Output

Output Characteristics

Number of channels 2
 Resolution 12 bits, 1 in 4,096
 Type of DAC Double-buffered multiplying
 Data transfers Interrupts, programmed I/O

Voltage Output

Ranges ±5 V, or 0 to 10 V, jumper selectable
 Output coupling DC
 Output impedance 0.2 Ω max
 Current drive ±2 mA max
 Protection Short to AGND
 Power on state 0 V for ±5 V range, 5 V for 0 to 10 V range

Fig: 6.31: Cuadro de características de la tarjeta de adquisición de datos Lab-PC+.

- ☐ Totalizar la energía generada cada día en los dos canales de potencia.
- ☐ Volcar los datos de cada día a un fichero de texto fácilmente manejable desde *excel*.
- ☐ Almacenar gráficamente, para poder revisarlo *on-line*, la evolución de todas las magnitudes medidas durante el periodo actual de toma de muestras.

La aplicación software funciona de forma automática y continuada almacenando en el ordenador los datos capturados cada día. Los ficheros de datos tienen el formato del siguiente ejemplo:

Datos del día 12/09/09

Muestra	V1	V2	V3	V4	I1	I2	hora
1	274,5	271,5	1,0	2,0	9,278	9,093	17:30:34
2	273,4	273,4	1,2	3,8	9,241	9,179	17:30:35
3	275,2	273,0	1,0	2,0	9,068	9,217	17:30:36
4	276,1	271,1	1,2	2,0	9,043	9,279	17:30:37
5	278,0	270,4	1,2	2,0	8,845	9,254	17:30:38
6	279,1	268,7	1,2	2,3	8,845	9,217	17:30:39
.....							
21245	0,2	1,7	1,9	2,0	0,046	0,019	23:29:57
21246	0,0	1,9	1,7	2,0	0,021	0,019	23:29:58
21247	7,2	8,4	1,9	1,8	0,046	0,019	23:29:59
21248	3,9	4,9	1,9	2,0	0,034	0,019	23:30:00

Energía diaria - KW-h (V1*I1; V2*I2):
 3,039 2,981

Las siguientes figuras muestran el panel frontal de la aplicación y el primer nivel de su diagrama.

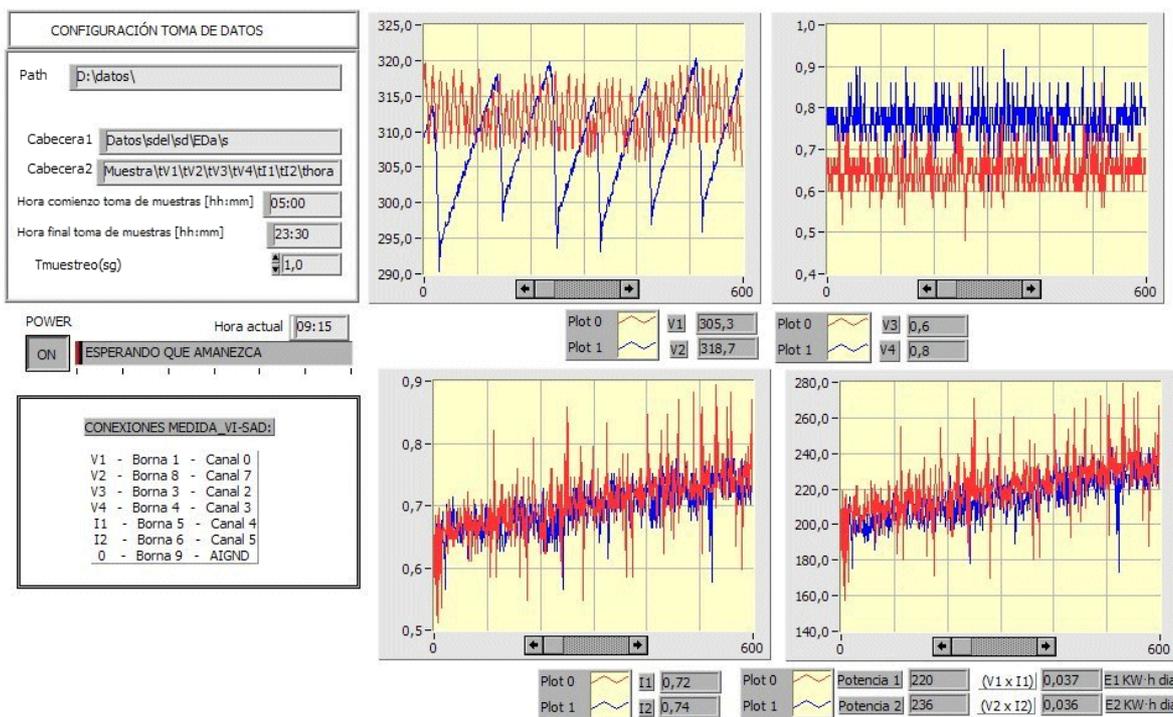


Fig: 6.32: Panel frontal de la aplicación "Medida_VI ver1.4".

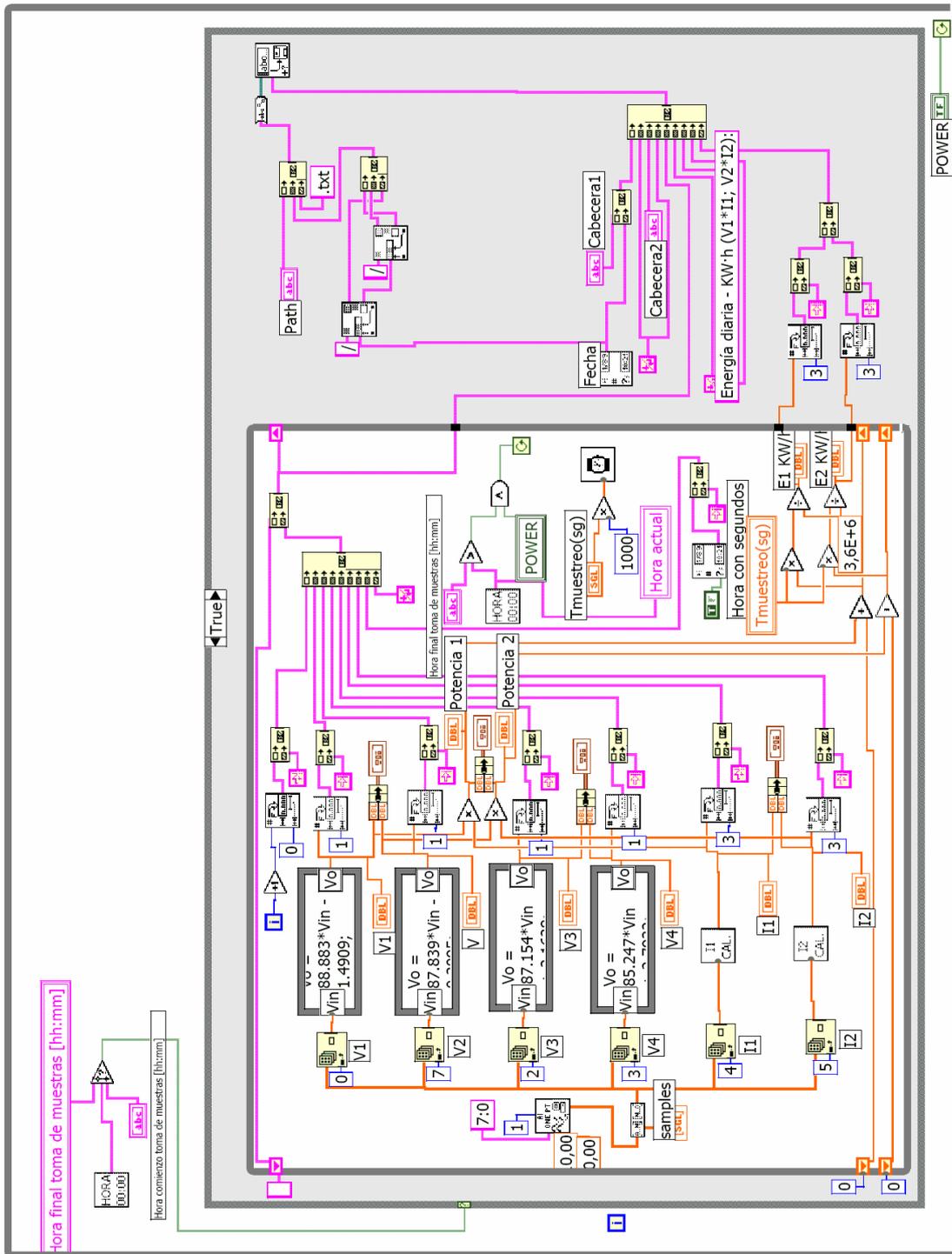


Fig: 6.33: Diagrama de la aplicación “Medida_VI ver1.4”.

Antes de instalar el equipo “Medida VI” en la planta se remitió a la Asociación LACECAL (Laboratorio de Calibración Eléctrica de Castilla y León) para su calibración en tensión y corriente. El proceso de calibración permitió ajustar mediante software la medida de la tensión y la corriente que ofrece el equipo.

6.2.4. COMPROBACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL EQUIPO MODEN V.

Se pretende en este apartado comprobar el funcionamiento del prototipo MODEN V tal como se ha diseñado. Para ello se utilizarán los datos suministrados por los equipos de medida dispuestos para ello y se comparará el funcionamiento del inversor dotado del sistema MODEN con el inversor convencional de la instalación que servirá como referencia.

Para potencias superiores al límite de funcionamiento del sistema MODEN, el Inversor-MODEN trabajará de forma convencional utilizando su propio algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia. Se puede apreciar esta circunstancia al visualizar la tensión de entrada de ambos inversores (MODEN, REF) y comprobar el pequeño rizado derivado de la búsqueda del punto de máxima potencia.

En la figura 6.34 se muestra la evolución de la tensión de entrada del inversor (V_{CC}) y la potencia suministrada por los módulos fotovoltaicos (Pot) en el caso del inversor MODEN y del inversor de referencia durante un día soleado, de manera que ambos trabajan de forma similar.

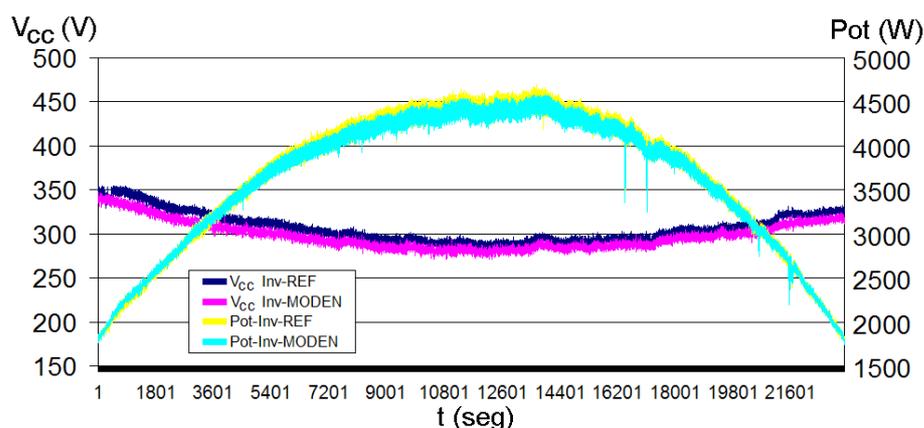


Fig. 6.34: Evolución de la tensión de entrada del inversor y su potencia en un día soleado.

A lo largo del día, el inversor modifica la tensión de los módulos fotovoltaicos para aumentar la potencia generada. La figura 6.35 muestra en detalle la evolución de la tensión de los generadores fotovoltaicos para comprobar el funcionamiento del algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia.

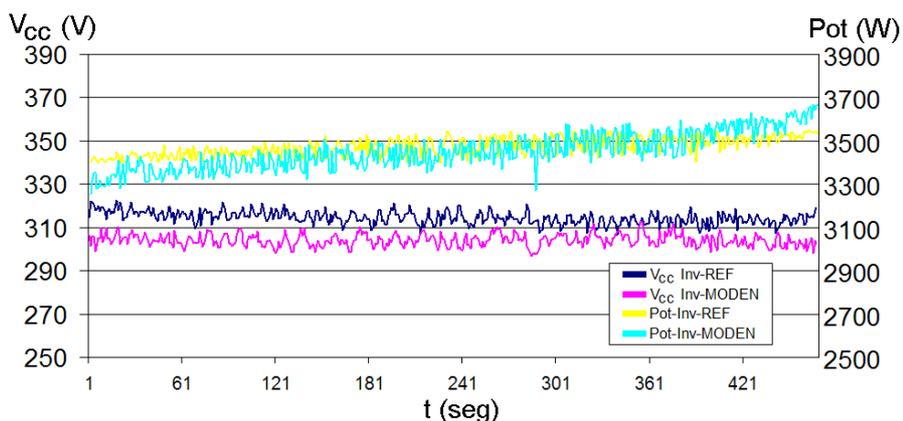


Fig. 6.35: Detalle de la evolución de la tensión de entrada del inversor: Modo NORMAL.

En el caso de trabajar en modo MODEN (bajas potencias) la tensión de entrada del inversor corresponde también a la de los ultracondensadores, conectados en paralelo con él, y sigue una evolución en diente de sierra entre los valores V_{UC-min} y V_{UC-max} . La región de pendiente positiva corresponde a la carga de los ultracondensadores cuando el inversor está apagado, y la negativa a la fase de descarga cuando el inversor trabaja a potencia constante.

Como tanto la carga como la descarga se producen con una corriente prácticamente constante, la evolución de la tensión en ambos casos es casi lineal. La figura 6.36 muestra un detalle de ese modo de funcionamiento obtenido de la monitorización del sistema MODEN trabajando de esta forma.

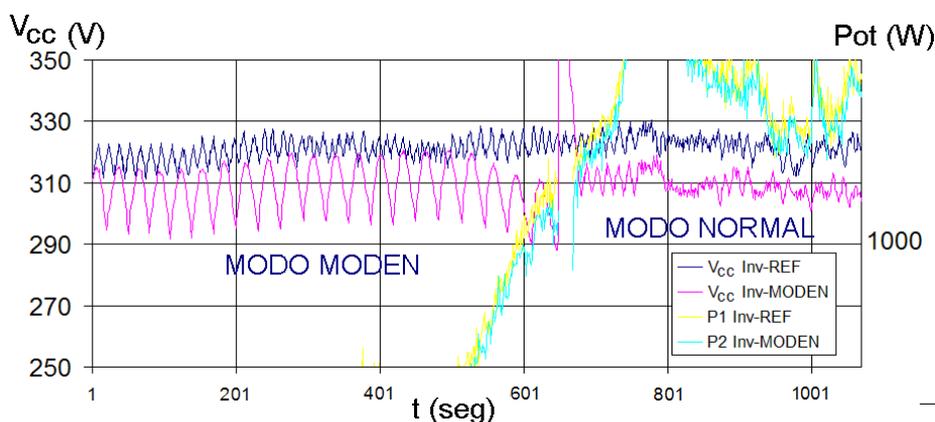


Fig. 6.36: Detalle de la evolución de la tensión de entrada del inversor: Cambio de modo MODEN a NORMAL.

Se representa en la figura la típica evolución de la tensión de los ultracondensadores durante sus ciclos de carga y descarga y como, cuando la potencia supera el umbral de los 1000W, el inversor pasa a modo NORMAL caracterizado por una variación mucho más reducida de su tensión de entrada. La tensión de los ultracondensadores ($V_{CC Inv-MODEN}$) varía alrededor del que se

considera punto de máxima potencia identificado por el algoritmo de búsqueda implementado por el equipo MODEN. En la situación representada en la figura, para una potencia próxima a 1000W, el periodo de conmutación del inversor en modo MODEN se encuentra alrededor de 35 segundos. Como el prototipo incluye una capacidad nominal en los ultracondensadores de 2,4 faradios (la capacidad medida fue de 2,6 faradios) y un intervalo de variación de tensión de $\pm 4\%$, los valores medidos en el prototipo superan ligeramente a los previstos en simulación. Esta discrepancia se debe, como se verá más adelante, a que la puesta en conducción del inversor utilizado en el prototipo no es instantánea sino progresiva, con una rampa de subida de 200 W/seg, lo que incrementa la duración de la fase de descarga de los ultracondensadores.

La figura 6.37 muestra de nuevo la tensión de continua tanto en el inversor MODEN como en el de referencia, en este caso durante un día nublado. En el gráfico se aprecian zonas de funcionamiento en modo MODEN y en modo convencional alternadas.

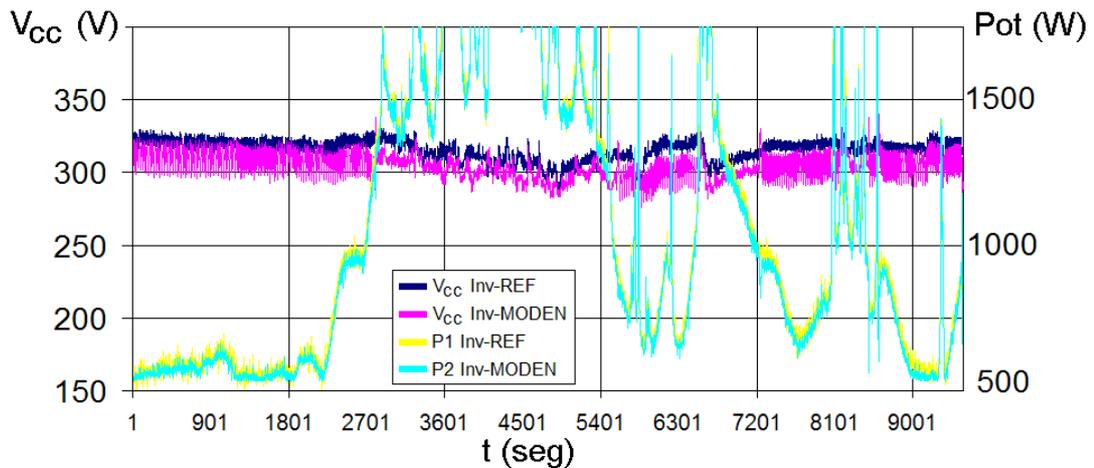


Fig. 6.37: Evolución de la tensión de entrada del inversor y su potencia en un día nublado.

El funcionamiento en modo MODEN (potencias inferiores a 1000 vatios) se caracteriza por un mayor intervalo de variación de la tensión V_{CC} que corresponde, en el caso del prototipo monitorizado, del $\pm 4\%$ del valor medio.

Se observa que el seguimiento del punto de máxima potencia que hace el algoritmo de búsqueda del equipo MODEN es similar al que se obtiene del algoritmo del inversor de referencia. Como se preveía, a pesar de que la excursión del punto de trabajo del generador en modo MODEN es más amplia (mayor variación de la tensión del generador fotovoltaico) su efecto en la potencia extraída es poco significativo, ya que en ambos casos esta es similar. El reducido valor de la banda de variación de V_{CC} ($\pm 4\%$) posibilita que apenas se reduzca la energía obtenida del generador fotovoltaico en modo MODEN.

En la siguiente gráfica se muestra la evolución de la salida del inversor del equipo MODEN durante su funcionamiento en ese modo. Se observa el característico funcionamiento intermitente del inversor en esta forma de trabajo. El inversor, cuando está encendido, suministra una potencia alterna alrededor de 2000 vatios, que corresponde a su punto de rendimiento óptimo.

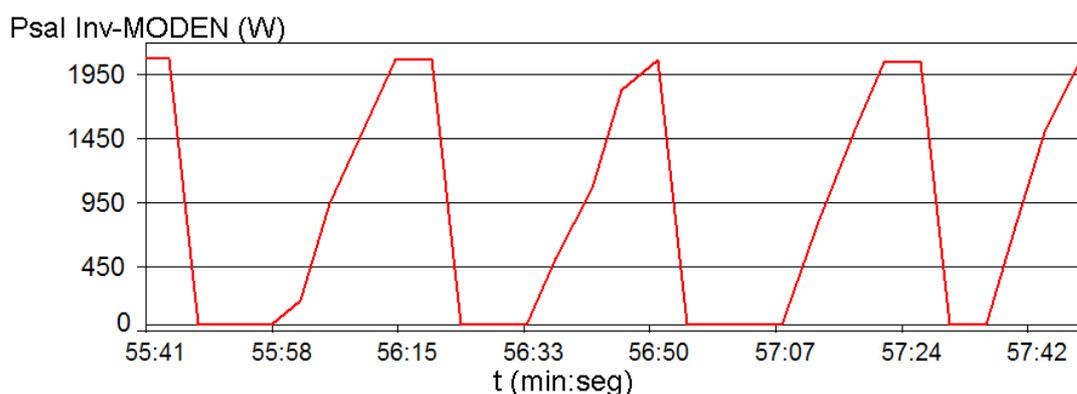


Fig: 6.38: Evolución de la potencia de salida durante el funcionamiento en modo MODEN.

La gráfica se obtuvo al monitorizar la potencia de salida del inversor del equipo prototipo. Se observa que, a diferencia de lo esperado, durante la puesta en conducción la potencia no alcanza instantáneamente su valor de consigna sino que emplea más de 10 segundos en alcanzar su valor final.

Durante el desarrollo del trabajo de campo de esta tesis se mantuvo un estrecho contacto con el equipo técnico de la empresa fabricante del inversor utilizado para adaptar el dispositivo a los requisitos del sistema MODEN. Fruto de este trabajo conjunto fue la modificación del *firmware* del equipo para aceptar las órdenes de control del prototipo MODEN y la instalación de los modos de funcionamiento alternativo MPPT y POT-CTE. Se trabajó también con el algoritmo de puesta en funcionamiento del inversor, que está diseñado en forma de rampa. Se aumentó en lo posible la pendiente de la rampa de arranque del inversor para reducir lo más posible su duración pero, tal como estaba concebido el equipo, el máximo valor que se alcanzó fue el de 200 W/sg, por lo que la subida de 0 a 2000 vatios (potencia óptima) empleará un tiempo medio de 10 segundos.

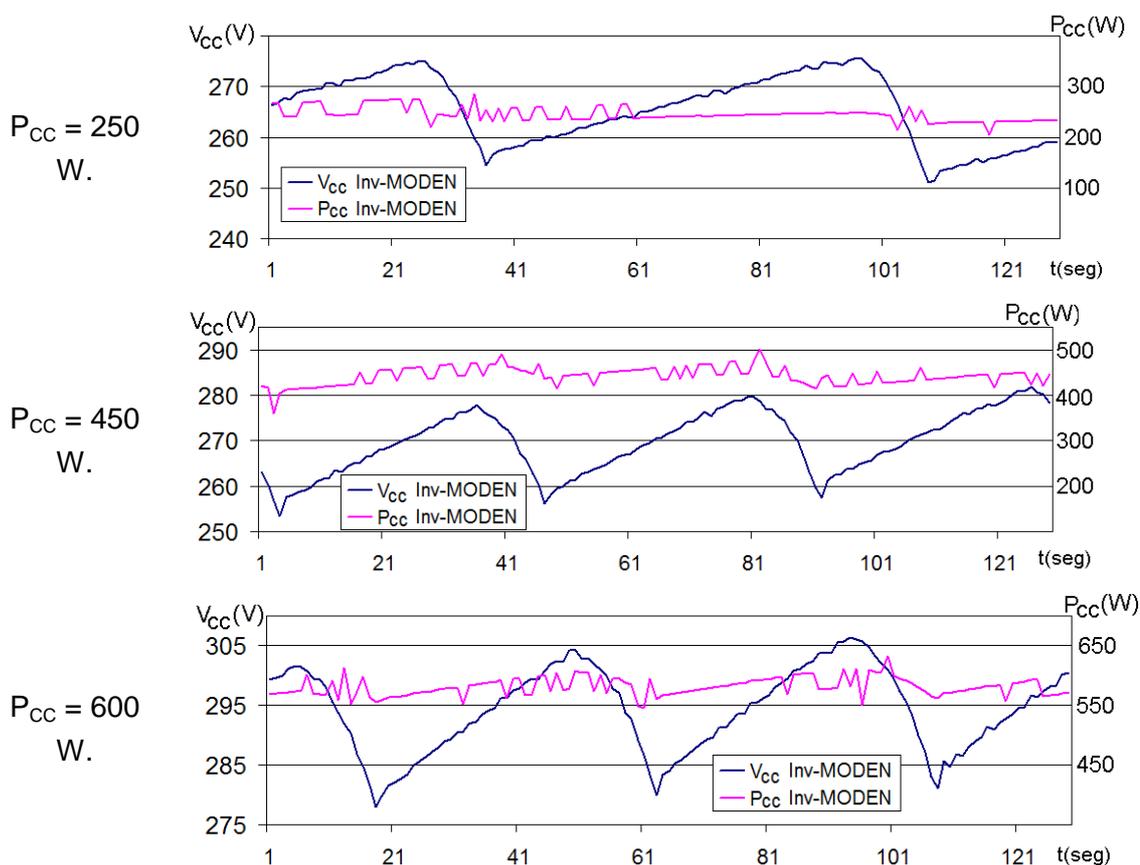
El inversor montado en la instalación prototipo tiene en concreto las siguientes características:

$t_{\text{retardo}}^{\text{①}} = 5$ segundos.

$t_{\text{subida}} (0 \text{ a } 2000 \text{ w}) = 10$ segundos.

Esta subida en rampa de la potencia en el inversor utilizado en la planta prototipo tendrá importantes efectos a la hora de evaluar la mejora de rendimiento en la instalación MODEN real, como se analizará más adelante. El tiempo de retardo fue compensado incluyendo un carácter anticipativo al algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia implementado.

En las siguientes gráficas se muestra el registro de la tensión de entrada del inversor para distintos valores de la potencia del generador fotovoltaico, todos ellos correspondientes a la región de funcionamiento en modo MODEN. En ellas se pueden apreciar los periodos de conmutación (tiempos de subida y bajada) para distintos valores de potencia.



^① t_{retardo} : Tiempo transcurrido desde que se envía la orden de encendido y el instante en que empieza a crecer la potencia de salida.

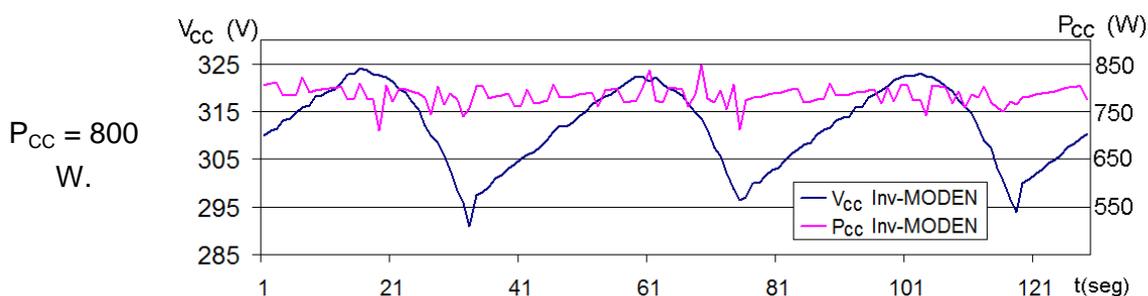


Fig. 6.39: Evolución de P_{CC} y V_{CC} durante el funcionamiento en modo MODEN.

Los valores de los tiempos de subida coinciden perfectamente con los previstos por la simulación mientras que los tiempos de caída son ligeramente superiores debido al procedimiento de arranque del inversor.

A partir de los datos monitorizados se puede determinar también la capacidad efectiva del banco de ultracondensadores y comprobar si se ha producido degradación durante el periodo en que ha estado funcionando el equipo prototipo. En el momento de redactar este trabajo se disponía de datos registrados de varios meses durante los dos últimos años en los que había estado trabajando el equipo MODEN. A pesar de haber trabajado con diversas versiones del algoritmo final, los datos recogidos permiten en cualquier caso evaluar dicha capacidad a partir de la pendiente de la carga y descarga de los ultracondensadores. Los valores obtenidos sitúan la capacidad de los ultracondensadores en torno a 2,5 y 2,6 faradios, sin que se aprecie una reducción en dicho valor con el paso del tiempo.

6.2.5. RESULTADOS DE FUNCIONAMIENTO DEL EQUIPO MODEN V.

Se ha mantenido funcionando el prototipo MODEN V a lo largo de varios años de manera intermitente, durante los que se han tomado infinidad de muestras sobre sus parámetros de funcionamiento. De su adecuado tratamiento se podrán obtener ciertas conclusiones sobre los resultados de mejora de eficiencia que supone la utilización de la estrategia MODEN. Este apartado recoge y analiza esos resultados.

El análisis de los resultados ofrecidos por el sistema MODEN se realiza a través de los siguientes subapartados:

- **Dificultades para obtener conclusiones:** En él se establece el procedimiento definido para obtener las conclusiones y se detallan los factores que dificultan la posibilidad de establecer conclusiones absolutas a partir del estudio del funcionamiento de la instalación prototipo.

- **Caracterización de los generadores fotovoltaicos.** El procedimiento utilizado necesita la caracterización exacta de los generadores fotovoltaicos de las dos instalaciones utilizadas en el estudio. Dicha caracterización se describe en este apartado.
- **Caracterización de los inversores.** Al igual que en el apartado anterior, es necesario caracterizar el funcionamiento de los inversores de ambas instalaciones.
- **Comparativa de producción entre las dos instalaciones.** Se describen en este caso los ensayos practicados para comparar la producción inicial (antes de la inclusión del sistema MODEN) de ambas instalaciones y los resultados que han arrojado.
- **Determinación de la mejora de rendimiento debida al equipo MODEN V.** Una vez instalado el sistema MODEN se compara la producción generada en ambas instalaciones. A partir de esta información y de la obtenida en el apartado anterior, se compara la energía generada por la planta prototipo con el sistema MODEN y la que habría producido sin dicho sistema. De esa comparación se determina la mejora de rendimiento debida a la utilización del equipo MODEN V.

a) **DIFICULTADES PARA OBTENER CONCLUSIONES.**

La mejora de rendimiento que se pretende evaluar se refiere a la diferencia entre la producción generada por un inversor dotado del sistema MODEN y la que habría tenido el mismo inversor, en las mismas condiciones, sin el equipo MODEN. Para obtener este resultado podría utilizarse alguna de las siguientes posibilidades:

Posibilidad A: SISTEMA CONTROLADO QUE REPRODUZCA LAS CONDICIONES DE IRRADIANCIA Y TEMPERATURA. Se trataría de utilizar una instalación en la que pudieran programarse las condiciones de irradiancia y temperatura a las que estaría sometido el generador fotovoltaico. Se está hablando de un simulador solar con un sistema de control de temperatura. Los laboratorios de caracterización de módulos fotovoltaicos disponen de estas instalaciones pero con capacidad para ensayar unos pocos módulos fotovoltaicos simultáneamente. En ningún caso para trabajar con un generador fotovoltaico, aunque sea de baja potencia (solamente un kilovatio supone la utilización de 5 módulos de silicio cristalino).

Posibilidad B: SISTEMA CONTROLADO QUE SIMULE UN GENERADOR FOTOVOLTAICO. Esta opción consistiría en utilizar una fuente de alimentación con control electrónico que simule el comportamiento de un generador fotovoltaico

con la potencia adecuada (por ejemplo 5 kilovatios). Dicha posibilidad resultaría factible pero no podría reproducir de forma fidedigna las variaciones de potencia que afectan a los generadores fotovoltaicos por efecto de las nubes. Como se ha podido ver en numerosas ocasiones en este trabajo, las curvas reales de potencia ofrecidas por los generadores fotovoltaicos presentan en muchas ocasiones variaciones muy rápidas con perfiles casi caóticos.

Posibilidad C: COMPARACIÓN DE DOS INSTALACIONES REALES EQUIVALENTES. Se trataría en este caso de utilizar dos instalaciones equivalentes que trabajen simultáneamente en las mismas condiciones (irradiancia, temperatura, orientación, inclinación, etc). Sobre una de ellas se montaría el equipo MODEN y las conclusiones de mejora se derivarían de la comparación de la energía producida por ambas. Por instalaciones equivalentes se entiende aquellas construidas con el mismo número de componentes, de la misma marca y modelo, dispuestas juntas con la misma inclinación y orientación para asegurar que las condiciones de trabajo son las mismas.

Se entiende que este procedimiento puede ofrecer los resultados más próximos a la realidad posibles, sin embargo conlleva una serie de dificultades a la hora de obtener conclusiones absolutas sobre la mejora de rendimiento (alguna de las cuales afectaría del mismo modo a cualquiera de las otras opciones):

- i. Los generadores fotovoltaicos utilizados no son exactamente iguales, a pesar de que nominalmente lo sean. Las principales causas de esta diferencia son:
 - La tolerancia de potencia de los módulos que componen los generadores ($\pm 5\%$ en los módulos utilizados).
 - Problemas de *mismatch* en la asociación de los módulos del generador.
 - Posibles defectos en algunas células de los módulos (puntos calientes, conexiones resistivas, etc) lo que significa que sus curvas I-V no se corresponden de manera exacta.

En principio las diferencias entre ambos generadores se prevén pequeñas pero, posiblemente, del mismo orden que las mejoras que se espera obtener.

- ii. Los inversores son equivalentes pero pueden no ser exactamente iguales. Podrá ocurrir que su curva de rendimiento no coincida exactamente. Los valores instantáneos de funcionamiento tampoco serán coincidentes debido a su permanente variación motivada por el algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia.

- iii. Los resultados de rendimiento solo podrán obtenerse sobre una serie de días concretos, con sus características particulares de irradiancia y temperatura, sin que la unión de todos ellos constituya un “año típico” que permita normalizar los resultados. A pesar de que se han obtenido medidas del funcionamiento durante muchos días, no será fácil extrapolar un valor particular de mejora de rendimiento aplicable a un año tipo.
- iv. Durante el periodo de tiempo en el que se ha monitorizado el sistema han aparecido eventualmente comportamientos anómalos y espurios, tanto de los inversores como del equipo MODEN, que ha sido necesario detectar y eliminar para no alterar la naturaleza de los resultados correctos. Se han de incluir además las interrupciones de funcionamiento en ambas plantas debidas a averías, mantenimiento, etc.
- v. No es sencillo ajustar los parámetros de funcionamiento del prototipo MODEN para optimizar su comportamiento ya que los sucesivos ensayos se realizan sobre condiciones de partida (irradiancia y temperatura) que pueden ser diferentes en cada prueba.
- vi. Los resultados obtenidos en la planta piloto no son extrapolables a otras ubicaciones o condiciones de la instalación. Sí podrán servir, sin embargo, para validar los modelos elaborados y garantizar los resultados ofrecidos mediante simulación.

El camino para paliar estas dificultades consiste en caracterizar exhaustivamente los distintos elementos de las instalaciones que se van a comparar y aplicar un proceso de normalización que permita obviar las diferencias inherentes de funcionamiento entre ellas.

De esta forma, será necesario:

- Caracterizar el generador fotovoltaico en ambas instalaciones.
- Determinar la curva de rendimiento de cada uno de los inversores utilizados.
- Comparar, utilizando un número de muestras suficientemente grande, el comportamiento de ambas instalaciones frente a las mismas condiciones de trabajo.

Se obtendrá de esta forma una idea bastante aproximada de las diferencias de comportamiento entre ambas instalaciones que permita corregir adecuadamente los resultados obtenidos al compararlos cuando sobre una de ellas se haya dispuesto un equipo MODEN.

b) CARACTERIZACIÓN DE LOS GENERADORES FOTOVOLTAICOS.

Se caracterizarán los generadores fotovoltaicos mediante la determinación de su curva I-V de acuerdo con el procedimiento descrito en la norma EN 60904-1. La tarea fue desarrollada por técnicos de CIEMAT. La toma de muestras se realizó un día de julio con buenas condiciones de irradiancia alrededor del mediodía solar. Todas las medidas se realizaron con valores de irradiancia superiores a 850 W/m^2 y temperaturas de módulo entre 46°C y 55°C .

Los resultados obtenidos fueron:

INSTALACIÓN	G (W/m^2)	Tc ($^\circ\text{C}$)	Isc (A)	Voc (V)	Pm (W)	Vmp (V)	Imp (A)	FF
MODEN	863	52,7	16,39	341,0	3654	256,4	14,25	65,4
REFERENCIA	853	52,3	16,21	343,8	3698	258,4	14,31	66,3

Tabla 6.3: Resultados de la caracterización de los generadores fotovoltaicos.

A partir de los valores experimentales de la curva I-V se aplicó un procedimiento de extrapolación para obtener las curvas en las condiciones estándar de medida, STC, definidas por una irradiancia incidente de 1000 W/m^2 , una temperatura de célula de 25°C y un espectro normalizado AM1,5.

Se aplicaron tres procedimientos diferentes para la extrapolación a STC de las curvas I-V experimentales:

- Traslación geométrica.
- Traslación geométrica con corrección del FF.
- Procedimiento descrito en la norma EN 60891.

Los valores resultantes de la extrapolación se muestran en las siguientes tablas:

TRASLACIÓN GEOMÉTRICA:								
INSTALACIÓN	G (W/m ²)	T_c (°C)	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)	P_m (W)	V_{mp} (V)	I_{mp} (A)	FF
MODEN	1000	25	19,00	385,5	4795	294,0	16,31	65,5
REFERENCIA	1000	25	19,01	388,0	4893	304,4	16,08	66,4

Tabla 6.4: Extrapolación a STC: Traslación geométrica

TRASLACIÓN GEOMÉTRICA CON CORRECCIÓN DEL FF:								
INSTALACIÓN	G (W/m ²)	T_c (°C)	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)	P_m (W)	V_{mp} (V)	I_{mp} (A)	FF
MODEN	1000	25	18,99	385,2	4977	294,0	16,93	68,1
REFERENCIA	1000	25	19,00	387,7	5072	304,4	16,66	68,9

Tabla 6.5: Extrapolación a STC: Traslación geométrica con corrección del FF

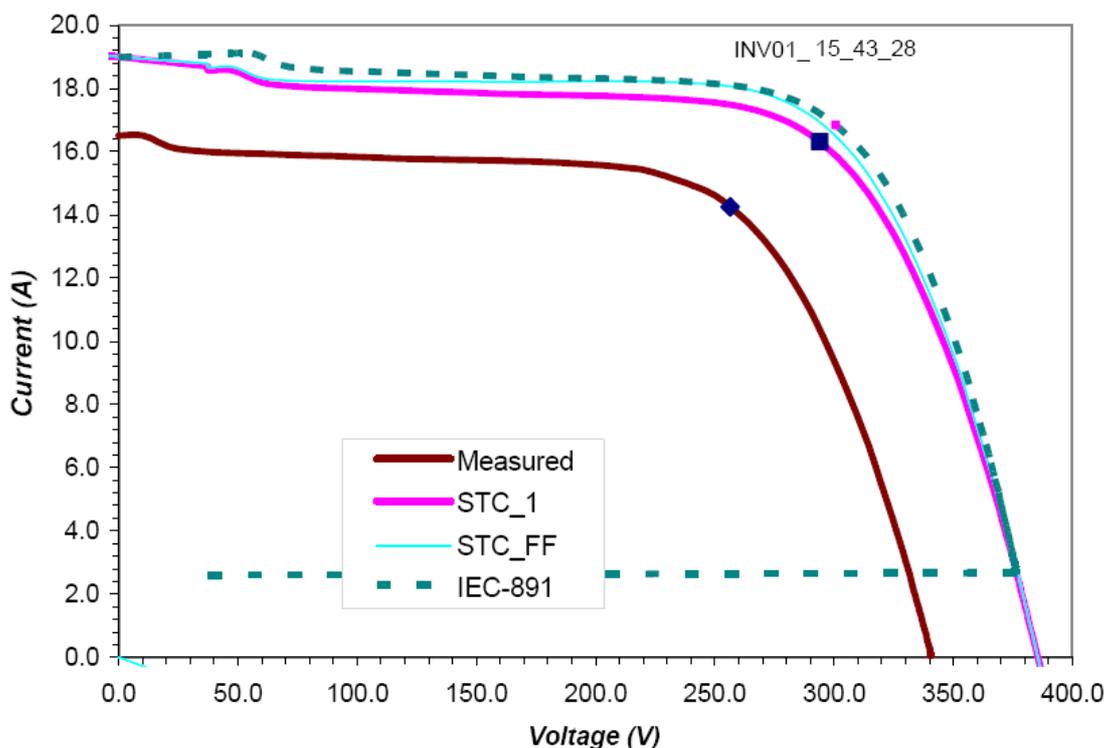
NORMA EN-60891:								
INSTALACIÓN	G (W/m ²)	T_c (°C)	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)	P_m (W)	V_{mp} (V)	I_{mp} (A)	FF
MODEN	1000	25	19,11	376,4	5065	300,7	16,85	70,4
REFERENCIA	1000	25	19,13	378,5	5158	301,7	17,09	71,3

Tabla 6.6: Extrapolación a STC: De acuerdo a la norma EN-60891

Las figuras 6.40 y 6.41 muestran las curvas I-V medidas y extrapoladas de ambas instalaciones.

A la vista de los resultados se puede extraer, como conclusión más significativa, que el generador fotovoltaico de la instalación de Referencia tiene un valor de potencia pico superior, en torno a un 1,9%, al del generador de la instalación MODEN.

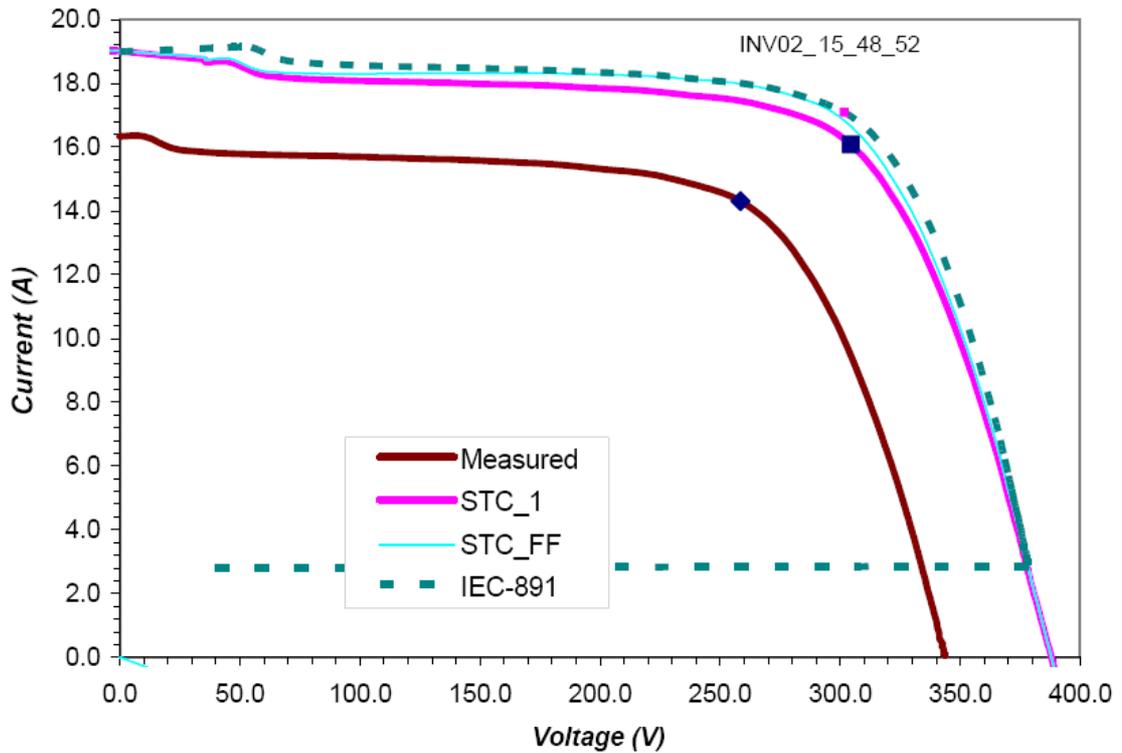
CURVAS I-V: INSTALACIÓN MODEN.



INV01_'02-07-2007 15_43_28					
	Measured	STC1	STC_FF	IEC-891	
Irradiance	863	1000	1000	1000	(W/m ²)
Temperature	53	25	25	25	(°C)
I _{sc}	16.39	19.	18.99	19.11	(A)
V _{oc}	340.97	385.465	385.19	376.42	(V)
P _m	3653.63	4795.38	4977.42	5064.73	(W)
I _m	14.25	16.31	16.93	16.85	(V)
V _m	256.42	294.03	294.03	300.65	(A)
FF	65.39	65.5	68.1	70.4	(%)
P I _{sc}	-0.00609	-0.00813	-0.00564	-0.00409	(au)
P V _{oc}	-0.28994	-.29823	-.31306	-.29823	(au)
R _s	2.117	2.301	2.142	2.308	(Ω)

Fig. 6.40: Características del generador fotovoltaico de la instalación MODEN.

CURVAS I-V: INSTALACIÓN REFERENCIA.



INV02_'02-07-2007 15_48_52					
	Measured	STC1	STC_FF	IEC-891	
Irradiance	853	1000	1000	1000	(W/m ²)
Temperature	52	25	25	25	(°C)
I _{sc}	16.21	19.01	19.	19.13	(A)
V _{oc}	343.81	387.961	387.669	378.449	(V)
P _m	3696.86	4893.37	5071.61	5157.64	(W)
I _m	14.31	16.08	16.66	17.09	(V)
V _m	258.42	304.35	304.35	301.73	(A)
FF	66.34	66.4	68.9	71.3	(%)
P I _{sc}	-0.00570	-0.00751	-0.00520	-0.00449	(au)
P V _{oc}	-0.29108	-0.2762	-0.28902	-0.2762	(au)
R _s	2.090	2.569	2.408	2.576	(Ω)

Fig: 6.41: Características del generador fotovoltaico de la instalación de Referencia.

c) CARACTERIZACIÓN DE LOS INVERSORES.

El objetivo de este apartado es obtener la curva de rendimiento de los dos inversores utilizados (Inversor de REFERENCIA e Inversor MODEN) para compararlos posteriormente.

Los ensayos se han realizado en la misma planta, recogiendo muestras de las potencias y las energías parciales de entrada y salida de los inversores durante varios días.

La medida de la entrada de continua de los inversores se ha realizado mediante el sistema de monitorización "Medida V-I". Los datos, recogidos cada segundo, se han integrado para conseguir valores medios de potencia cada 5 minutos. La información de la salida de los inversores procede de los contadores de energía que están configurados para registrar valores de potencia media y energía parcial en intervalos de 5 minutos.

Se han recogido y analizado datos durante 7 días de funcionamiento no consecutivos, entre los que se han incluido días despejados con alta irradiancia (figura 6.42), para caracterizar bien la región de potencias altas, y días cubiertos con irradiancias bajas (figura 6.43), para la correcta evaluación de la zona de bajas potencias).

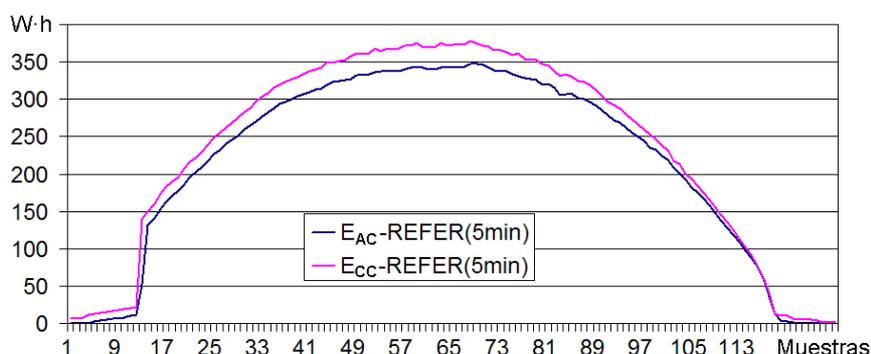


Fig: 6.42: Energía parcial en la entrada y salida del inversor de Referencia durante un día soleado.

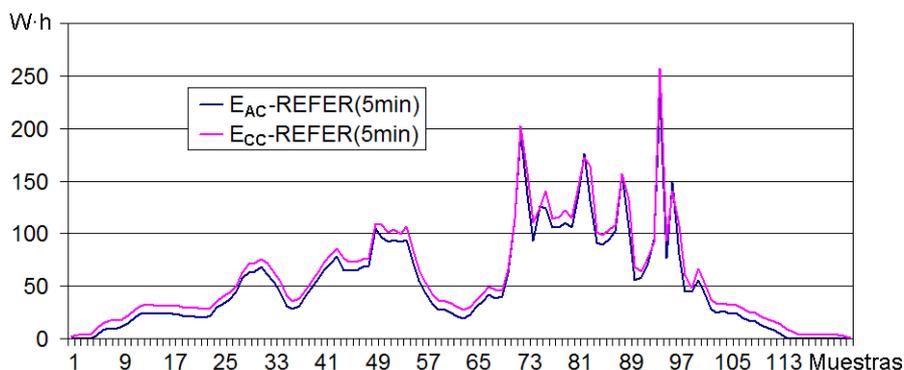


Fig: 6.43: Energía parcial en la entrada y salida del inversor de Referencia durante un día nublado.

Las figuras 6.44 y 6.45 muestran las curvas de rendimiento de cada inversor frente a la potencia de salida. Se ha determinado el rendimiento de los inversores como:

$$\text{RENDIMIEN (\%)} = \frac{P_{\text{medida-SALIDA}}}{P_{\text{medida-ENTRADA}}} \cdot 100 = \frac{E_{\text{AC-5min}}}{E_{\text{CC-5min}}} \cdot 100 \quad (6.1)$$

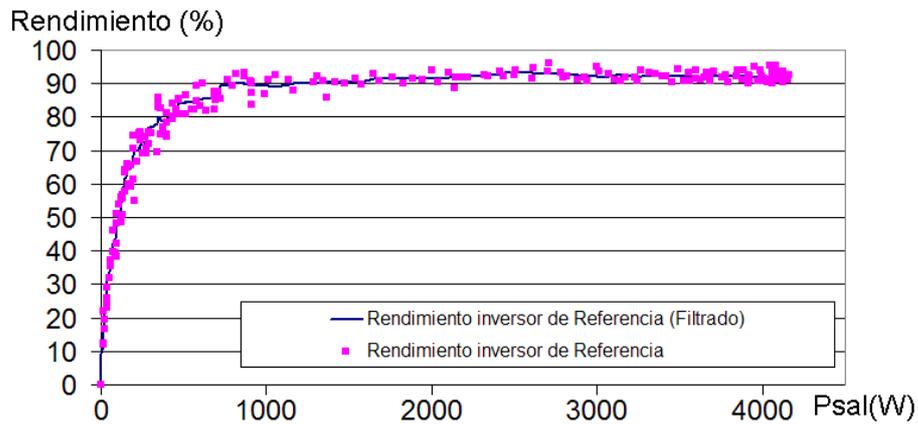


Fig: 6.44: Curva de rendimiento del inversor de la instalación de Referencia.

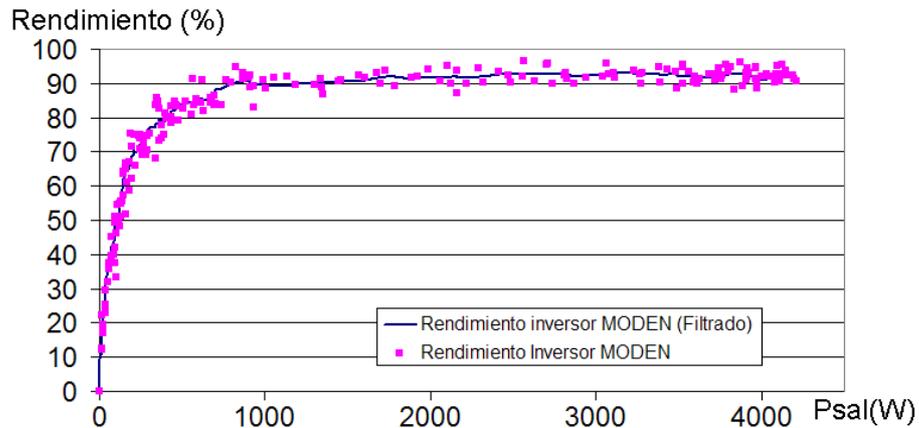


Fig: 6.45: Curva de rendimiento del inversor de la instalación de MODEN.

Sobre las muestras recogidas se ha aplicado un procedimiento de promediado (filtrado) para construir las curvas mostradas.

Como se observa en las figuras, el funcionamiento de los inversores es muy parecido y con el procedimiento utilizado no se pueden apreciar diferencias entre ellos. La única conclusión posible es considerar que ambos tienen un comportamiento similar.

d) COMPARATIVA DE PRODUCCIÓN ENTRE LAS DOS INSTALACIONES.

Se trata en este caso de analizar las dos instalaciones utilizadas en los ensayos y comparar la energía que producen cada una de ellas, en las mismas

condiciones de irradiancia y temperatura, antes de conectar el sistema MODEN.

De este modo, hablaremos de:

- Instalación MODEN: Aquella en la que se colocará el prototipo MODEN pero que, en este ensayo, aparece de manera convencional, sin ningún sistema adicional.
- Instalación de REFERENCIA: Corresponde a la instalación equivalente a la anterior utilizada como patrón o referencia para evaluar la mejora de eficiencia.

Para realizar la comparación se han monitorizado ambas plantas y se han recogido datos de potencia instantánea (tanto a la entrada como a la salida de los inversores) y parciales de energía (integrados en periodos de 1, 5 y 15 minutos) a lo largo de varios meses. Con los miles de datos recogidos se pretende comparar la producción generada por cada una de las dos instalaciones.

i. Análisis de la potencia de entrada a los inversores:

En este ensayo se ha registrado la potencia continua a la entrada de los inversores de ambas instalaciones. Las muestras corresponden a valores instantáneos de potencia tomados de manera simultánea en las dos instalaciones. Los valores recogidos recorren todo el rango de entrada de los inversores utilizados (potencia nominal 5 KW).

Por ejemplo, para un día soleado de julio, las muestras de potencia de ambas instalaciones tomadas cada segundo componen la gráfica de la figura 6.46.

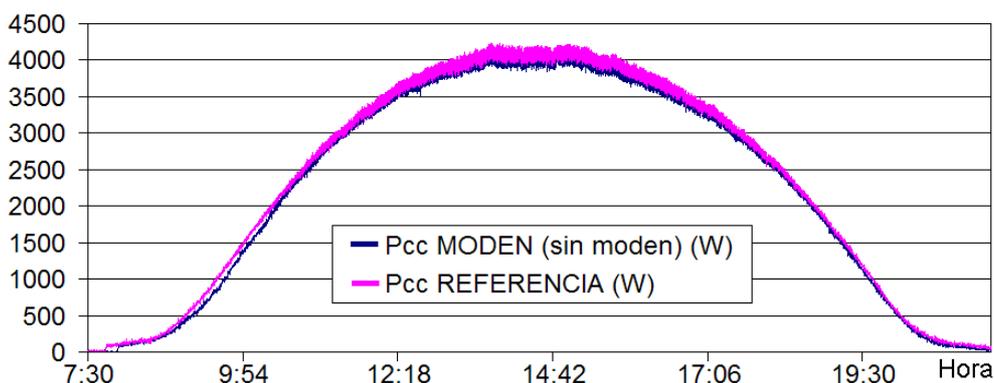


Fig: 6.46: Potencia fotovoltaica de las dos instalaciones durante un día soleado.

Se resaltaré un efecto que podrá tener cierta importancia para el resto del análisis. Como se aprecia en la figura 6.47, que es una ampliación de los primeros minutos del día, el inversor de la instalación MODEN arranca por la mañana después del de referencia, posiblemente por la disposición de sus campos

fotovoltaicos en el bastidor, por lo que al comparar los valores de potencia de una y otra correspondientes a rangos de potencia baja, los resultados pueden resultar absurdos. Se intentará obviar en el resto del análisis esta circunstancia.

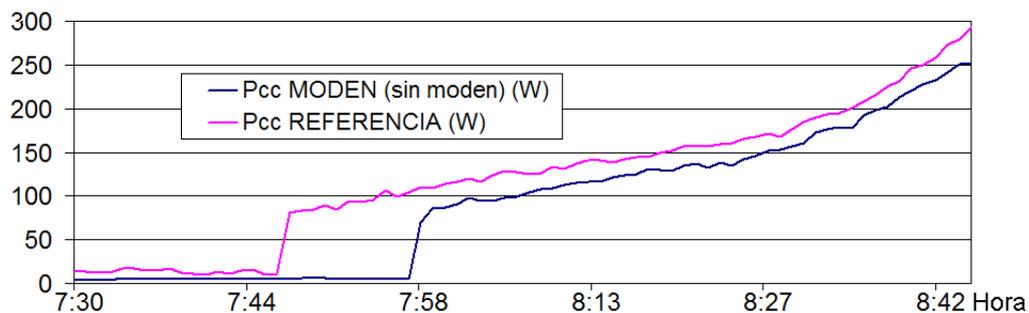


Fig. 6.47: Potencia fotovoltaica de ambas instalaciones durante el arranque de los inversores.

Los datos recogidos para ese día, muestreados cada 5 segundos, se presentan en la siguiente gráfica, ordenados por los valores de potencia de la instalación de referencia de manera creciente:

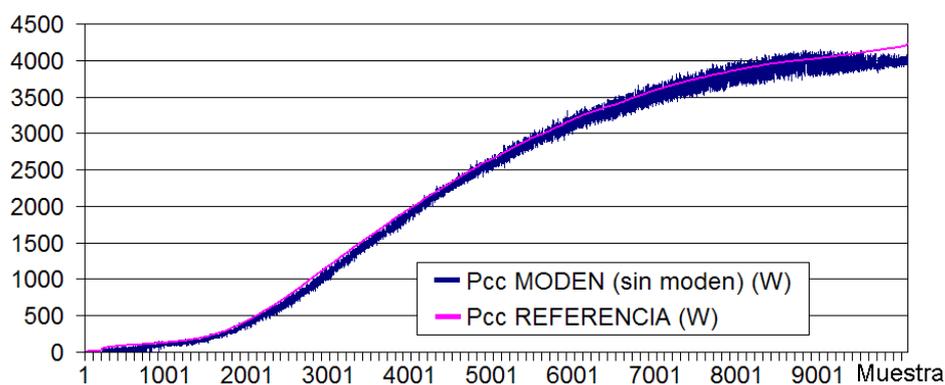


Fig. 6.48: Potencia fotovoltaica de ambas instalaciones un día soleado. Muestras ordenadas.

El rizado que acompaña a la curva de valores de potencia de la instalación MODEN se explica por el funcionamiento del algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia que ejecutan ambos inversores. Dicho algoritmo hace que el punto de funcionamiento de los generadores fotovoltaicos cambie continuamente en el interior de un intervalo, por lo que los valores de potencia de ambas instalaciones tomados simultáneamente tendrán, por esta causa, una variación aleatoria en el interior de ese entorno. Al representar estas parejas de valores, ordenados de manera ascendente por el valor de la potencia de la instalación de referencia, el rizado aparece reflejado únicamente en la curva de potencia de la instalación MODEN. Para evitar esta circunstancia se ha trabajado, en general, con valores promediados a lo largo de un minuto para cada una de las potencias. De esta forma se intenta evitar la variación producida por el algoritmo MPPT. La gráfica anterior se muestra como en la figura 6.49 al aplicar este procedimiento.

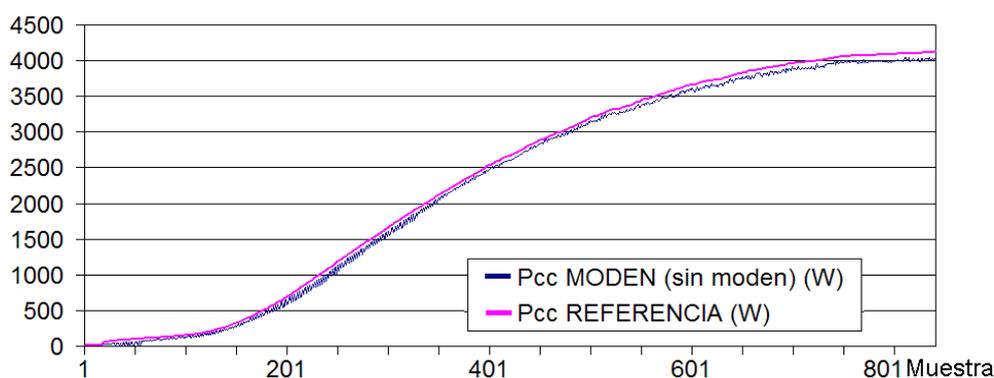


Fig. 6.49: Potencia fotovoltaica de ambas instalaciones. Muestras ordenadas y promediadas.

Se han realizado registros similares en numerosos días durante los que se han recogido miles de muestras que han sido convenientemente analizadas para poder obtener conclusiones.

El aspecto observado más importante es que la instalación de referencia extrae más energía de su generador fotovoltaico que la instalación MODEN (sin conectar el equipo MODEN) para todos los niveles de potencia.

La gráfica de la figura 6.50 recoge los valores de potencia tomados simultáneamente en ambas instalaciones durante todos los días del ensayo (los valores de potencia corresponden al promedio de las potencias instantáneas durante un minuto).

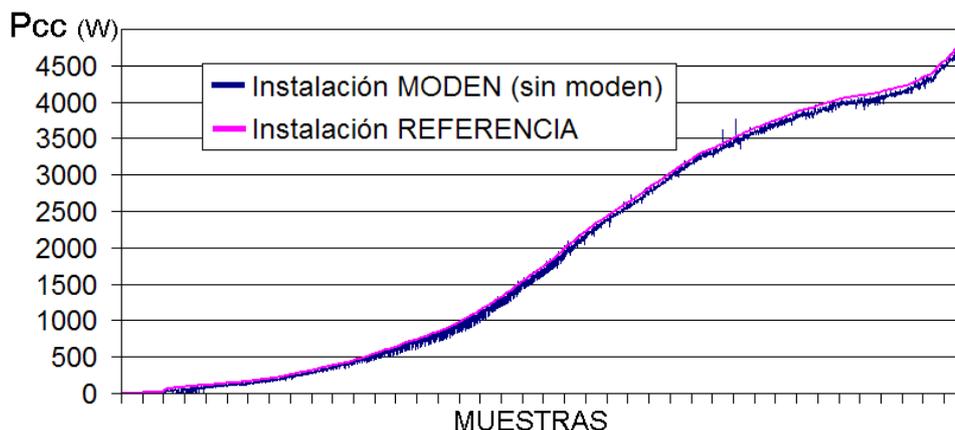


Fig. 6.50: Comparación entre las potencias extraídas de los generadores FV por ambas instalaciones.

Como se observa en la gráfica, para cualquier valor de P_{CC} de la instalación de referencia, la instalación MODEN ofreció, durante los distintos días del ensayo, valores siempre inferiores.

Se puede particularizar el análisis a los diferentes rangos de potencia de la instalación, con especial interés en las zonas de baja potencia que serán sobre las que se aplique el sistema MODEN. Para potencias inferiores a 1000 vatios, los

resultados obtenidos han sido:

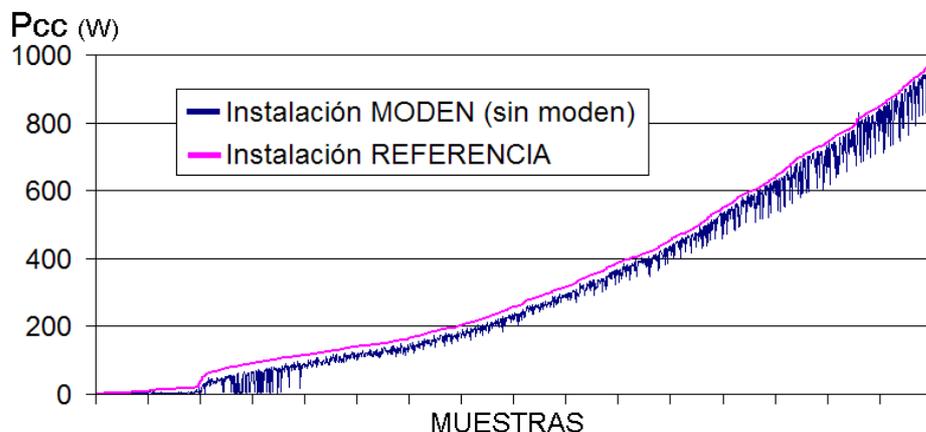


Fig: 6.51: P_{CC} de ambas instalaciones en el rango 0 a 1000 vatios.

Para este rango en concreto se observa que la potencia de la instalación MODEN es siempre más pequeña, incluso en ocasiones bastante más pequeña, que la obtenida por la instalación de referencia. Por debajo de 100 W. las diferencias significativas se deben a que, como se comentó anteriormente, la instalación de referencia arranca antes que la instalación MODEN.

En el resto de intervalos, los resultados obtenidos se muestran en las siguientes gráficas. La figura 6.52 muestra las potencias P_{CC} en el intervalo 1000 a 2500 vatios. Del mismo modo, la figura 6.53 representa las potencias P_{CC} en el rango 2500 a 5000 vatios.

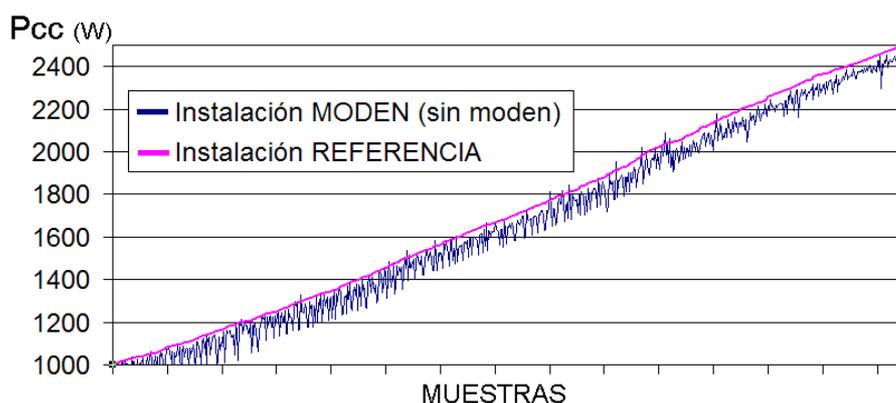
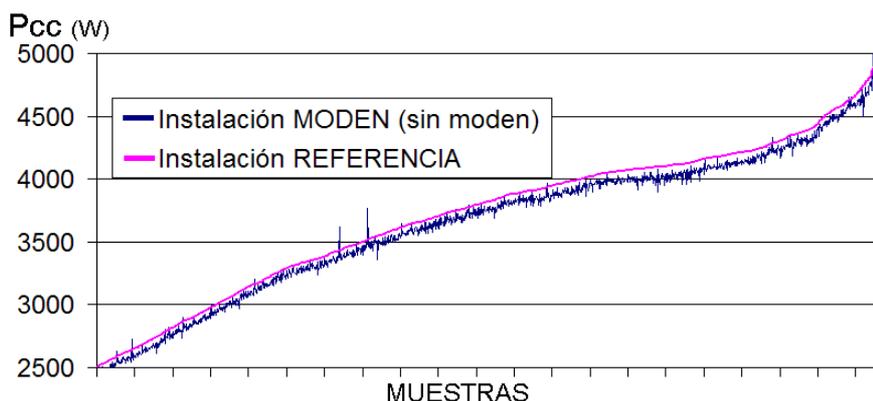
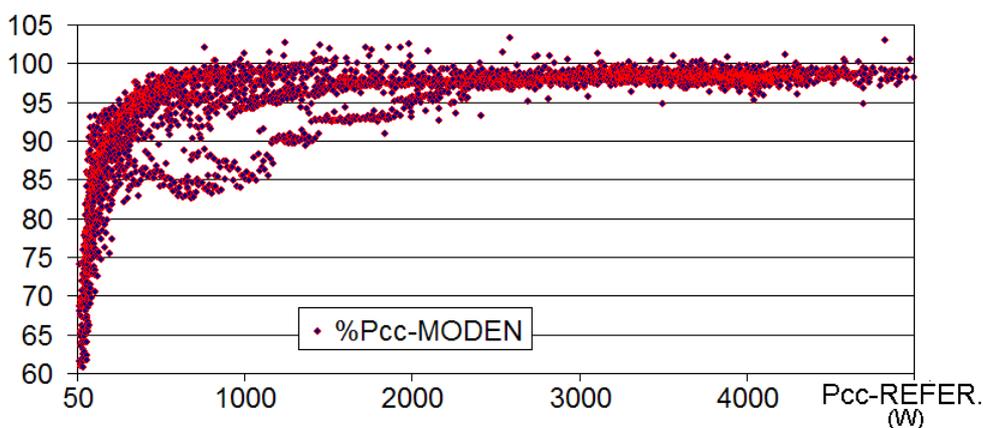


Fig: 6.52: P_{CC} de ambas instalaciones en el rango 1000 a 2500 vatios.

Los gráficos anteriores muestran el fenómeno de manera absoluta pero resulta interesante estudiarlo en forma porcentual mediante la representación del tanto por ciento que supone la potencia extraída por la instalación MODEN frente a la que en ese mismo instante está generando la instalación de referencia, como muestra la figura 6.54.

Fig: 6.53: P_{CC} de ambas instalaciones en el rango 2500 a 5000 vatios.Fig: 6.54: Porcentaje de P_{CC} de la instalación MODEN frente a la de Referencia, en función de esta.

Los aspectos más interesantes a resaltar a la vista de esa gráfica son los siguientes:

- Para potencias superiores a 2000 vatios, el comportamiento de la instalación MODEN es más estable y ofrece valores sensiblemente constantes en el entorno del 98% de la potencia generada por la instalación de referencia.
- Para potencias inferiores a 2000 vatios, los valores obtenidos son más dispersos y en general ofrecen valores porcentualmente inferiores a los obtenidos en el rango de potencias superiores, que van desde el 60%, para potencias pequeñas, al 98% en el extremo superior del intervalo considerado.
- No se han representado valores correspondientes a potencias por debajo de 50 W. puesto que en esta región es posible que el inversor MODEN no esté aún en funcionamiento, o esté en proceso de arranque, por lo que los valores obtenidos no son significativos.
- Se ha observado que en el rango 300 a 2300 vatios, aproximadamente, el inversor de la instalación MODEN presenta durante alguno de los días

analizados una bifurcación en su funcionamiento, de manera que cuando esas potencias se alcanzan de manera creciente, durante la primera parte del día, los valores de potencia a la entrada del inversor MODEN son sensiblemente inferiores a los que aparecen en la instalación de Referencia en esos instantes. Durante el atardecer, cuando las potencias del rango en cuestión se van alcanzando de manera decreciente, los valores ofrecidos por la instalación MODEN se acercan mucho a los medidos en la instalación de Referencia. A modo de ejemplo se muestra la figura 6.55 que pone de manifiesto este fenómeno. Representa las potencias de entrada al inversor medidas en ambas instalaciones durante un día soleado (se han incluido únicamente los valores correspondientes al intervalo de interés). Claramente se observa que las potencias de la instalación MODEN son inferiores a las de la instalación de referencia durante la primera parte del día y mucho más parecidas al atardecer.

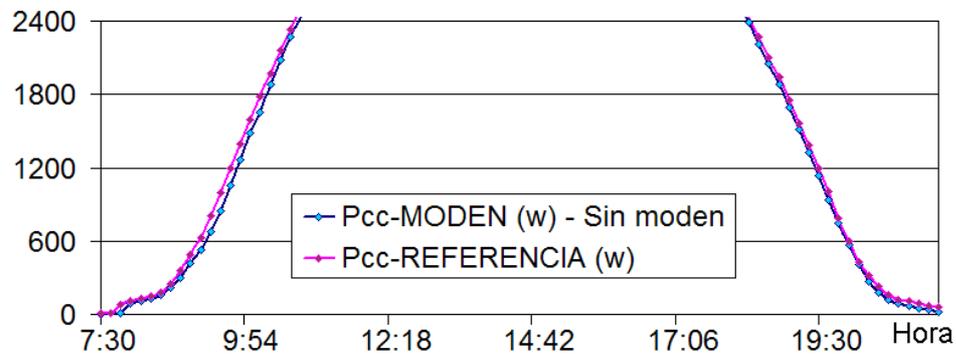


Fig: 6.55: Diferencia entre las potencias MODEN y REFERENCIA en un día soleado.

La representación porcentual ($P_{CC-MODEN}$ como porcentaje de $P_{CC-REFERENCIA}$) de los datos de la figura 6.55 se muestra en la figura 6.56:

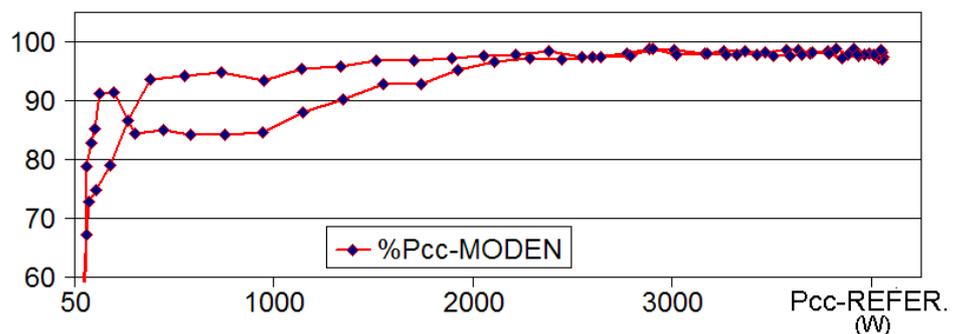


Fig: 6.56: Representación porcentual de la potencia MODEN frente a REFERENCIA en un día soleado.

La situación descrita es aún más evidente si se muestran en gráficas separadas los puntos correspondientes a la primera mitad del día (hasta el mediodía solar) y los de la segunda mitad.

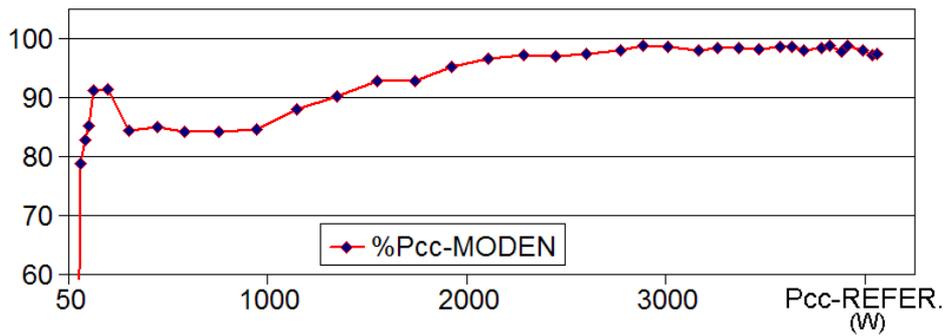


Fig. 6.57: Representación porcentual durante la primera mitad del día.

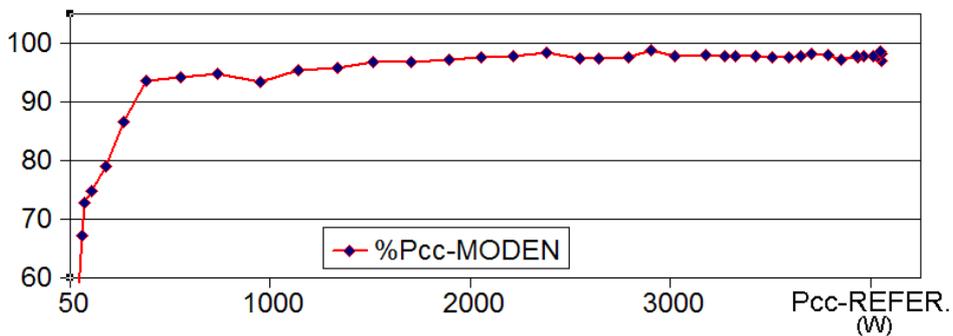
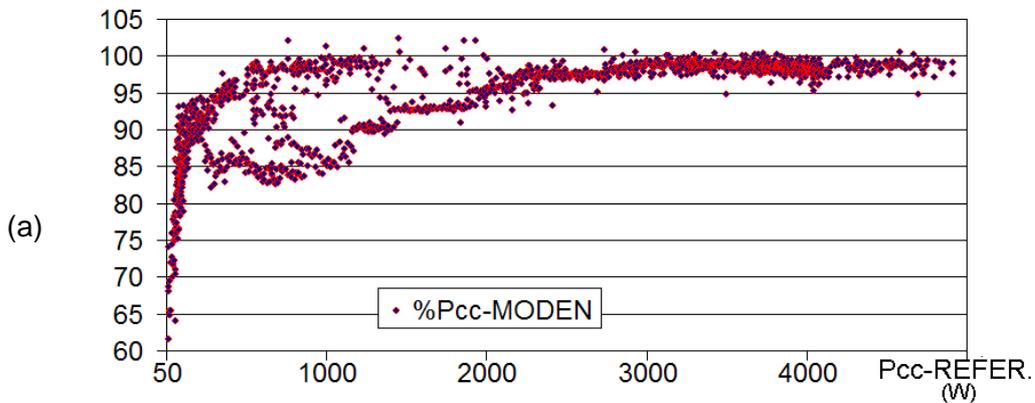


Fig. 6.58: Representación porcentual durante la segunda mitad del día.

Este fenómeno, de manera más o menos acentuada, se ha observado en la mayoría de los días soleados del periodo analizado, en los que la irradiancia sufre una variación lenta. Posiblemente exista, aunque es mucho más difícil de visualizar y evaluar, en los días con nubosidad variable en los que los cambios de irradiancia son mucho más rápidos.

Aplicando el procedimiento de representación anterior a todas las muestras recogidas se obtienen las siguientes gráficas correspondientes a las primeras (gráfica a) y segundas (gráfica b) mitades de todos los días analizados:



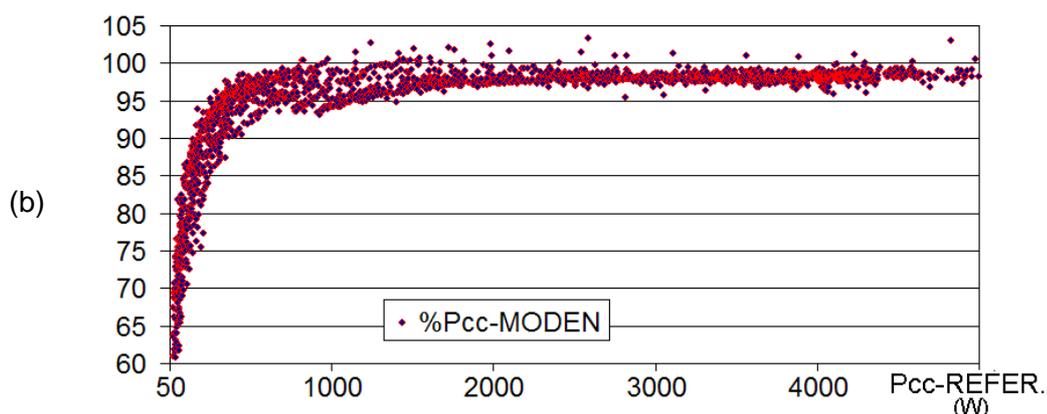


Fig: 6.59: Representación porcentual de Pcc-MODEN durante todos los días analizados.

A modo de resumen, del análisis de la potencia continua de ambas instalaciones se puede concluir que:

- ♦ La instalación de referencia extrae más energía de su generador fotovoltaico que la instalación MODEN (sin el sistema MODEN conectado).
- ♦ Esa diferencia depende del nivel de potencia generada:
 - Para potencias medias y altas, la diferencia es prácticamente constante en torno a un 2%, que coincide prácticamente con la diferencia de potencia nominal determinada en condiciones estándar para cada uno de los generadores fotovoltaicos.
 - Para potencias bajas, la diferencia de producción es más evidente, llegando a ser bastante menor en el caso de la instalación MODEN.
- ♦ Obviando el fenómeno de bifurcación de la instalación MODEN descrito anteriormente, se puede establecer que la relación entre la potencia continua generada por ambas instalaciones corresponde a la presentada en la siguiente gráfica:

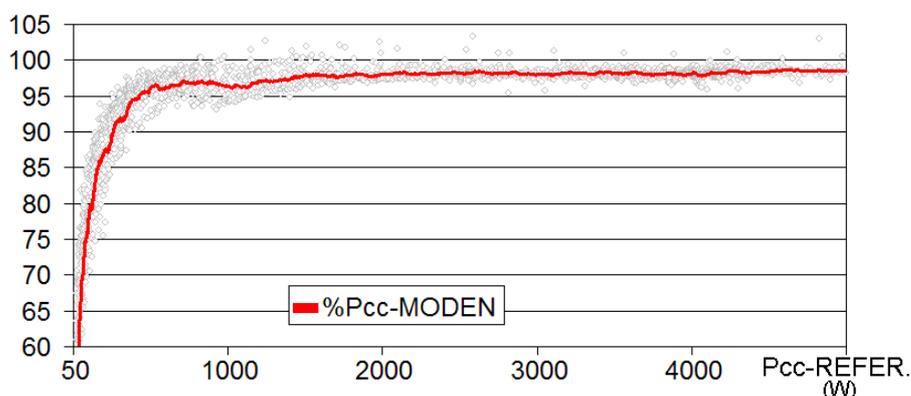


Fig: 6.60: Relación porcentual (aproximada) entre la Pcc de ambas instalaciones.

- ♦ La instalación MODEN ofrecerá, como mucho, la potencia continua mostrada en la figura anterior, que puede concretarse en la siguiente tabla:

$P_{cc-REFER}$	$\%P_{cc-MODEN}$	$P_{cc-REFER}$	$\%P_{cc-MODEN}$	$P_{cc-REFER}$	$\%P_{cc-MODEN}$
80 W	60%	350 W	90%	1500 W	98%
130 W	70%	500 W	95%	2500 W	98%
200 W	80%	1000 W	97%	4500 W	98,3%

Tabla 6.7: P_{cc} extraída por la instalación MODEN (sin MODEN) respecto a la de REFERENCIA

ii. Análisis de la potencia de salida de los inversores:

A partir de los datos de energía registrados en los inversores se puede comparar la producción de la instalación MODEN (sin MODEN) y la de la instalación de REFERENCIA. Los datos aportados por los inversores corresponden a la integración de la energía producida durante 15 minutos. Al ser el periodo de integración tan amplio, no se pueden afinar las conclusiones sobre el comportamiento de las instalaciones por tramos de potencia, como en el caso anterior en el que se analizó la potencia de entrada a los inversores.

Para el presente análisis se tomaron datos durante 48 días a lo largo de 3 meses. Para cada instalación se sumaron los datos de energía parcial, agrupados en función de la potencia media a la que fue producida, entendiendo por potencia media el cociente entre el dato de energía generada y el tiempo durante el que se generó, 15 minutos. Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

Potencia Media (W)	E_{AC} – Instalac. MODEN (KW·h)	E_{AC} – Instalac. REFER (KW·h)	% Diferencia MODEN-REFER
0 a 1000	321,1	329,9	- 2,7%
1000 a 2000	143,9	146,5	- 1,8%
2000 a 3000	262,9	267,1	- 1,6%
3000 a 4000	679,0	685,3	- 1,2%
4000 a 5000	17,1	17,3	- 0,9%
TOTAL:	1422,0	1446,1	- 1,67%

Tabla 6.8: Relación entre la E_{AC} producida por la instalación MODEN y la de REFERENCIA

Las variables mostradas en la tabla anterior representan:

- **Potencia Media:** Intervalo de potencias medias utilizada para el sumatorio de la energía generada por el inversor.
- **E_{AC} :** Sumatorio de los valores de energía parcial (cada 15 minutos) registrados en los inversores correspondientes al intervalo de potencias medias a las que se generaron.
- **%Diferencia MODEN-REFER:** Diferencia entre la energía generada por la instalación MODEN y la instalación de REFERENCIA, expresada como porcentaje de esta.

El amplio periodo de integración y la elevada dispersión que ofrecen las medidas procedentes de esta fuente hacen que el margen de detalle de este análisis para la región de interés (potencias bajas, hasta 1000 vatios) sea muy pequeño, por lo que las conclusiones más acertadas son las extraídas en el análisis de continua realizado en el apartado anterior.

e) **DETERMINACIÓN DE LA MEJORA DE RENDIMIENTO DEBIDA AL EQUIPO MODEN.**

El análisis del comportamiento del sistema MODEN V se ha centrado fundamentalmente en los siguientes aspectos:

- Revisar que la energía que extrae la instalación MODEN de su generador fotovoltaico no se ha reducido respecto a la que consigue extraer la instalación de referencia. Como en la instalación MODEN la tensión del generador fotovoltaico no se mantiene fija en el punto de máxima potencia sino que oscila alrededor de él, cabe el riesgo de que la energía extraída del generador sea inferior a la que podría obtener un inversor con un algoritmo MPPT optimizado.
- Comprobar la curva de rendimiento real con la que trabaja el conjunto INVERSOR+MODEN. La virtud del sistema MODEN es aumentar el rendimiento de la conversión de energía para rangos de potencia bajos. Teóricamente, en el rango de funcionamiento de la estrategia MODEN, el rendimiento de la conversión de energía debería ser el máximo del inversor.

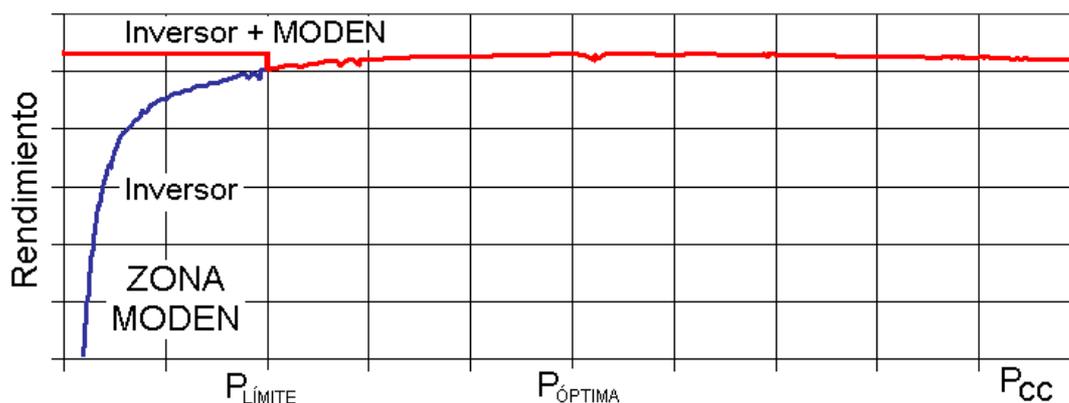


Fig: 6.61: Rendimiento teórico del inversor con el equipo MODEN.

- α Determinar la diferencia de producción entre la instalación MODEN y la instalación de REFERENCIA con el equipo MODEN funcionando. Se desea comprobar, a través de la comparación con la producción de la instalación de referencia, la mejora de producción que se obtiene en la instalación MODEN por la inclusión de este equipo.

e.1.- Energía extraída por el generador fotovoltaico:

Para el análisis de la potencia de entrada al inversor con el sistema MODEN trabajando se ha elegido un periodo con la mayoría de los días con baja irradiancia o irradiancias muy variables (febrero) con el fin de obtener muchas muestras en el intervalo de interés. Los días con continuas variaciones de irradiancia hacen que el fenómeno de bifurcación de inversor, descrito anteriormente y observado en los días soleados, no se haya apreciado en este registro.

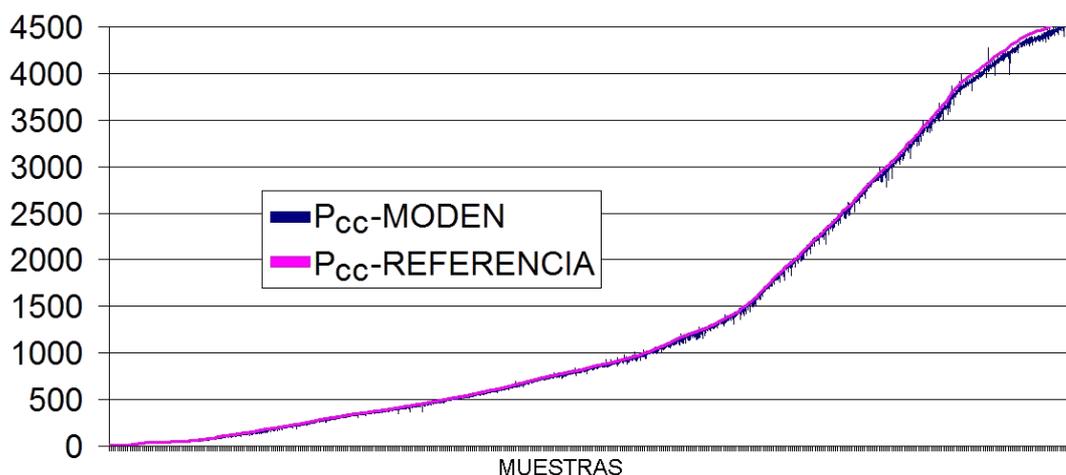


Fig: 6.62: Potencia continua extraída del generador fotovoltaico por ambos inversores.

La gráfica de la figura 6.62 muestra los datos de potencia continua extraída por las dos instalaciones a comparar: la instalación dotada del sistema MODEN y

la instalación de REFERENCIA. Los datos de potencia corresponden a valores de potencia instantánea promediados durante un minuto.

La figura 6.63 muestra la misma información, expresada como el porcentaje que representa la potencia de entrada en el inversor MODEN ($P_{CC}\text{-MODEN}$) frente a la del inversor de la instalación de referencia ($P_{CC}\text{-REFER}$).

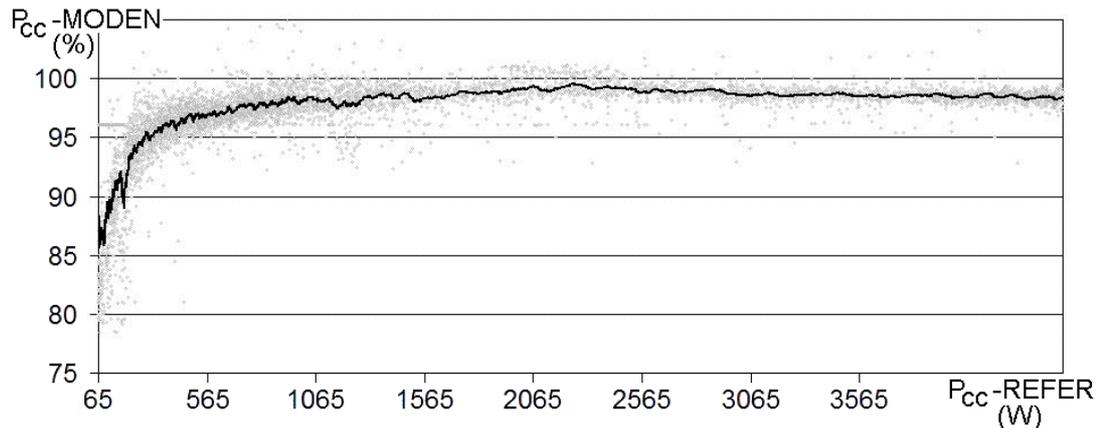


Fig: 6.63: Relación porcentual entre la potencia de la instalación MODEN y la de referencia.

Si se compara con la gráfica equivalente obtenida en ambas instalaciones cuando el equipo MODEN no estaba conectado (figura 6.60), se observa que en el rango de bajas potencias, hasta 1000 vatios, la energía obtenida por el sistema Inversor + MODEN es superior a la obtenida por el inversor sin el sistema MODEN conectado. En ambos casos la energía es inferior a la proporcionada por la instalación de referencia, pero en el caso de utilizar el sistema MODEN los valores son más próximos.

En lugar de la previsible reducción de energía extraída del generador fotovoltaico con el sistema MODEN, su algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia ha resultado ser más eficiente que el del inversor original. El intervalo de variación de la tensión del generador fotovoltaico durante el funcionamiento del sistema en modo MODEN fue del $\pm 4\%$ durante las pruebas que originaron estos registros. Se comprueba que ese intervalo de variación apenas penaliza la extracción de energía de los módulos, si bien, como se observó en simulación, aumenta significativamente el número de conmutaciones.

Reproduciendo la tabla que se presentó al comparar anteriormente las dos instalaciones, el porcentaje de potencia continua obtenido por el sistema INVERSOR + MODEN frente a la extraída por la instalación de referencia es ahora:

P_{cc} -REFER	% P_{cc} -MODEN	P_{cc} -REFER	% P_{cc} -MODEN	P_{cc} -REFER	% P_{cc} -MODEN
80 W	80,1%	350 W	95,7%	1500 W	98,5%
130 W	90,0%	500 W	96,5%	2500 W	99,0%
200 W	92,9%	1000 W	97,5%	4500 W	98,6%

Tabla 6.9: P_{cc} extraída por la instalación MODEN (con MODEN) respecto a la de REFERENCIA

El siguiente diagrama muestra los resultados obtenidos al comparar la potencia extraída del generador fotovoltaico de ambas instalaciones con y sin la utilización del sistema MODEN.

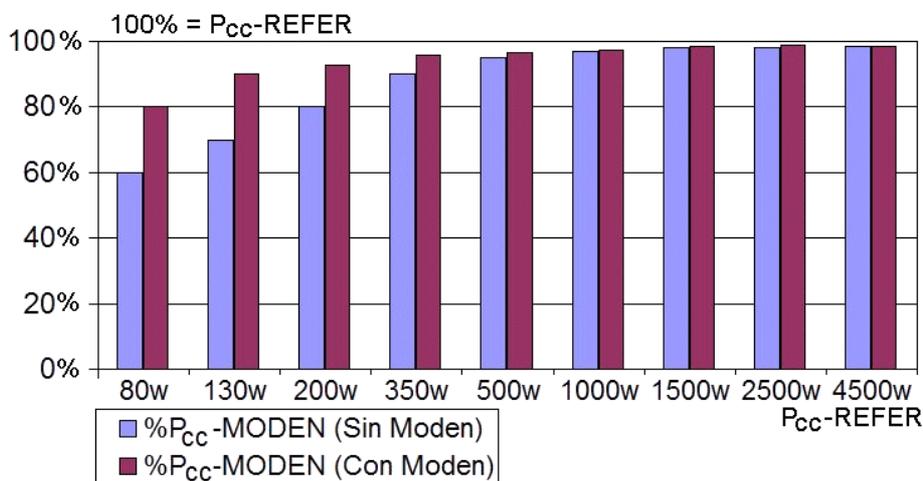


Fig. 6.64: Potencia extraída por la instalación MODEN frente a la instalación de REFERENCIA (en %).

En la gráfica anterior, para cada valor de la potencia continua de la instalación de referencia se presenta el valor promedio de la potencia continua medida en la instalación MODEN en esas mismas condiciones con y sin la participación del sistema MODEN, expresado como porcentaje de aquella.

e.2.- Curva de rendimiento real del sistema MODEN + INVERSOR:

Se pretende en este apartado trazar la característica de rendimiento del conjunto INVERSOR + MODEN y compararla con la obtenida del inversor únicamente.

Como el sistema incluye elementos de almacenamiento de energía, la curva de rendimiento no se puede confeccionar directamente a partir de los valores instantáneos de la potencia entregada por el generador fotovoltaico y la potencia suministrada por el inversor, que son las variables registradas, sino que se ha construido a partir del sumatorio de los datos de energía parcial generada a determinados intervalos de potencia, durante todo el periodo del análisis.

Efectivamente, se ha trabajado con valores de energía parcial correspondientes a periodos de funcionamiento de 5 minutos. Todos estos datos se han agrupado en función del valor de la potencia media en la salida del inversor de referencia durante el periodo de integración. De esta forma se han construido una serie de intervalos de potencia alterna y se ha determinado, para cada uno de ellos, el sumatorio de las energías parciales proporcionadas por el generador (entrada) y ofrecidas por el inversor (salida).

Para cada intervalo de potencia de salida, se determina el rendimiento del sistema INVERSOR + MODEN mediante la expresión:

$$\text{RENDIMIEN}_i (\%) = \frac{\sum_j E_{ACj} \Big|_{P_i}}{\sum_j E_{CCj} \Big|_{P_i}} \cdot 100 \quad (6.2)$$

donde:

E_{CCj} y E_{ACj} representan cada una de las muestras de energía durante cinco minutos en la entrada y la salida del sistema INVERSOR + MODEN.

P_i se refiere a cada uno de los intervalos de potencia de salida considerados.

Se han construido sendos diagramas de rendimiento para la instalación MODEN y la instalación de referencia, que se muestran en la figura 6.65:

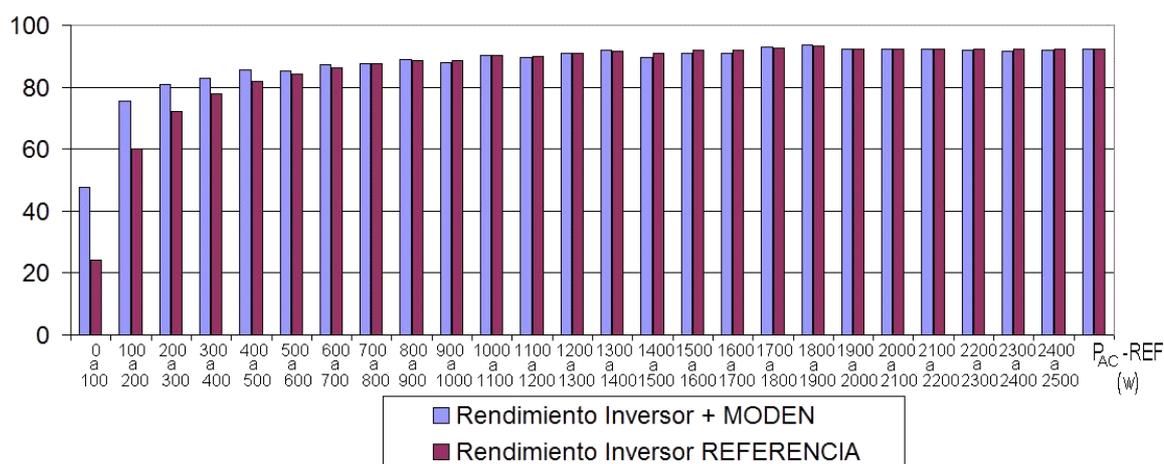


Fig: 6.65: Curva de rendimiento de ambos inversores.

La figura solo recoge el intervalo de potencias de interés (primera mitad del rango de trabajo). En el caso de las potencias no representadas, ambas

instalaciones presentan un rendimiento de inversor similar.

El rendimiento original de los inversores de ambas instalaciones era sensiblemente el mismo, como se comprobó en el análisis correspondiente. Se observa entonces que la introducción del sistema MODEN mejora sustancialmente el rendimiento de la conversión de energía en el rango de potencias en el que este actúa.

Sin embargo el sistema INVERSOR+MODEN no presenta el perfil de rendimiento esperado: Toda la energía generada en el intervalo de potencias de trabajo del sistema MODEN debería producirse con el máximo rendimiento del inversor.

Un importante factor que reduce la mejora de eficiencia obtenida se deriva de que el inversor comercial utilizado en la planta prototipo presenta características de funcionamiento poco adecuadas a las necesidades de la filosofía MODEN. El inversor ideal para trabajar en este modo debería permanecer en “stand-by” hasta que los ultracondensadores se hubieran cargado y en ese momento comenzar a trabajar instantáneamente a la potencia en la que el rendimiento es óptimo. Sin embargo, la puesta en funcionamiento del inversor comercial utilizado en el prototipo no es instantánea sino que se produce de forma gradual a través de una rampa de potencia de pendiente 200 W/sg, de manera que solo alcanza su potencia óptima después de 10 segundos desde la activación de su señal de control. Durante esos 10 segundos su rendimiento no solo no es óptimo, sino que es bajo, como corresponde al funcionamiento de baja potencia. Puede observarse esta forma de trabajar en la siguiente gráfica, construida a partir de los valores registrados por el inversor utilizado en el sistema MODEN.

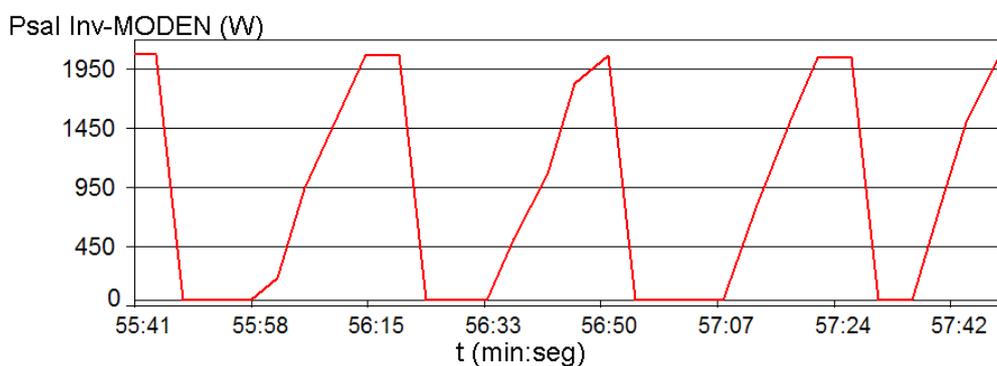


Fig. 6.66: Evolución real de la Potencia de salida del equipo INVERSOR+MODEN.

A partir de la curva de rendimiento obtenida para el inversor MODEN y la forma en que se produce su funcionamiento intermitente puede estimarse un rendimiento medio del inversor durante cada pulso de trabajo, en función de su

duración. Durante un pulso de funcionamiento, la energía que un inversor ideal trabajando a su potencia óptima (2000 W) convertiría en t_{p1} segundos requerirá en el caso del inversor MODEN utilizado un intervalo de tiempo superior, t_{p2} , que puede calcularse como:

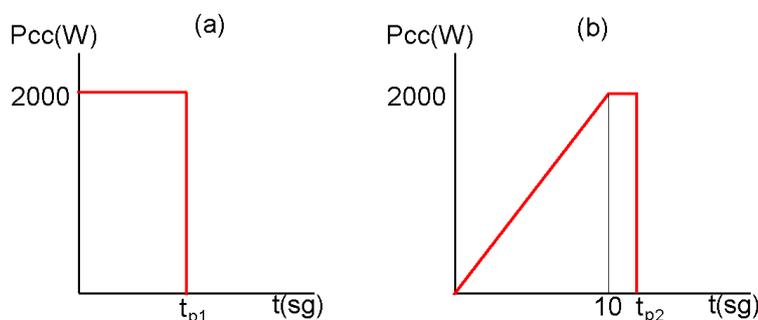


Fig: 6.67: Pulsos de funcionamiento equivalentes en un inversor ideal (a) y en el inversor utilizado en la instalación MODEN (b).

$$E = 2000 \cdot t_{p1} = \frac{1}{2}(2000 \cdot 10) + 2000(t_{p2} - 10) \tag{6.3}$$

$$t_{p2} = t_{p1} + 5 \tag{6.4}$$

De esta forma, los pulsos de 6 segundos, que son los de mínima duración para los que se diseñó el sistema, se prolongarán hasta 11 segundos, la mayor parte de los cuales corresponderá al arranque del inversor.

Para calcular el rendimiento medio del inversor MODEN durante su periodo de arranque se estimará la energía a la salida del inversor mediante integración discreta. Se usará para ello un periodo de integración de medio segundo y los valores de rendimiento se obtendrán, en función de la potencia de entrada, mediante interpolación lineal de la curva de rendimiento del inversor obtenida en el apartado anterior.

t (sg)	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	9,5	10
P_{CC}	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900	2000
η(%)	24,2	60,0	72,0	77,9	82,0	84,0	86,0	87,7	88,6	89,2	89,6	90,0	90,3	90,6	90,8	91,0	91,2	91,4	91,8	92,1

Tabla 6.10: Estimación del rendimiento del inversor durante su periodo de arranque.

El resultado de la integración en estas condiciones ofrece un rendimiento medio del 88,9% durante el arranque, en vez del 92,1% esperado a la potencia óptima. Esa diferencia de 3 puntos es más relevante en aquellas situaciones en las que abundan los periodos de funcionamiento de corta duración. Aún así, el procedimiento descrito es una simple estimación, pues no puede asegurarse cual

será el rendimiento medio durante los 10 segundos de arranque que dependerá fundamentalmente de cómo este se produzca.

Mediante simulación se puede comprobar la frecuencia de aparición de pulsos de funcionamiento cortos en los que la reducción de eficiencia por esta causa es más importante. A modo de ejemplo se muestra la duración de todos los pulsos de funcionamiento (t_{ON}) del inversor en modo MODEN durante un día nublado:

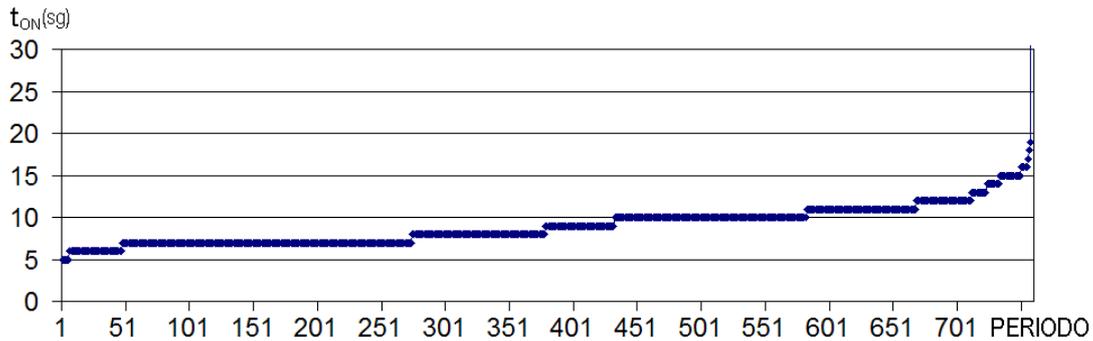
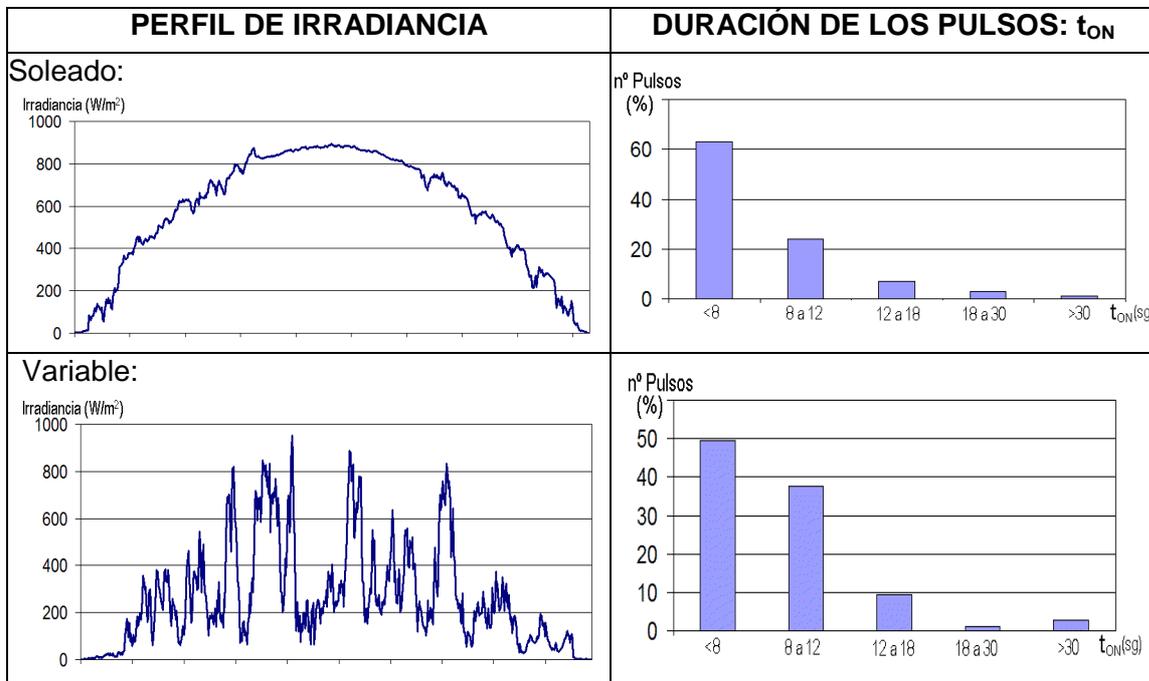


Fig: 6.68: Duración de los pulsos de funcionamiento en modo MODEN durante un día nublado.

Se han simulado tres días con condiciones de irradiancia diferentes (soleado, nublado y variable) y se han agrupado los periodos de funcionamiento del inversor en función de su duración, t_{ON} :



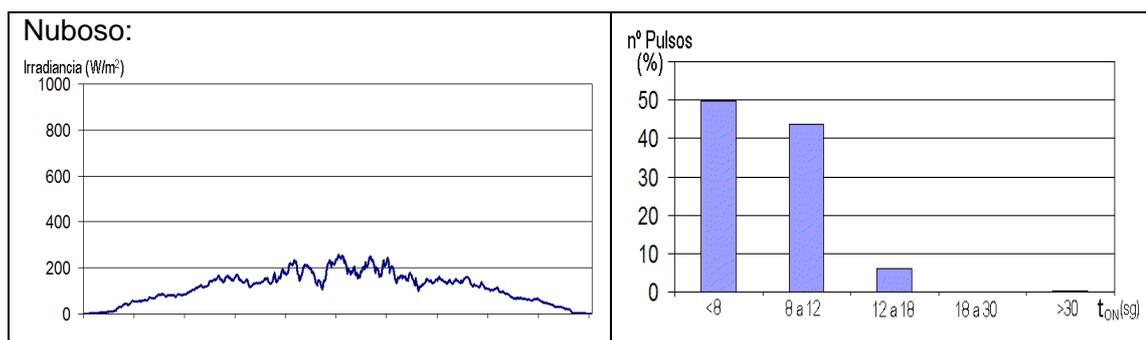


Fig. 6.69: Caracterización de los periodos de funcionamiento del inversor en modo MODEN para días con diferente perfil de irradiancia.

Se observa que la mayoría de los periodos de funcionamiento del inversor tienen una duración inferior a 10 segundos, por lo que la reducción de rendimiento durante el arranque del inversor tiene en el sistema real un efecto no despreciable.

Por otro lado, los valores de rendimiento del sistema INVERSOR+MODEN para potencias muy pequeña (100 y 200 vatios) pueden tener mucho error debido al procedimiento utilizado para determinarlos. Las causas de esta falta de precisión pueden ser las siguientes:

- El número de datos utilizado para obtener esos resultados ha sido relativamente pequeño y muy inferior a los utilizados en cualquier otro caso. Únicamente se presentan durante los primeros y los últimos minutos del día.
- Para potencias medias de 100W, o inferiores, la energía transferida durante los 5 minutos que dura el periodo de integración de los contadores de energía es del mismo orden que la que transfieren los ultracondensadores durante sus ciclos de conmutación. De esta forma, puede ocurrir en muchos ciclos que el contador de entrada detecte paso de energía que no salga del inversor durante ese periodo de integración, o salga solo parcialmente. En todos esos casos, los datos de rendimiento obtenidos serán erróneos.

A modo de conclusión, puede decirse que se aprecia en la instalación prototipo una objetiva mejora en la eficiencia del inversor, si bien los resultados obtenidos no alcanzan a los valores esperados debido a diversas dificultades introducidas por el equipo físico utilizado en la instalación prototipo y por el procedimiento utilizado para medir esa mejora de eficiencia.

e.3.- Mejora de Producción:

Finalmente, se trata en este apartado de estimar la energía que produciría la

instalación MODEN en los casos de utilizar y no utilizar la estrategia MODEN. Se utilizarán para ello las comparaciones realizadas entre la instalación de referencia y la instalación MODEN, con y sin el funcionamiento del equipo MODEN, durante los diferentes periodos de ensayo.

Para determinar la producción de la instalación MODEN con la utilización del sistema Inversor + MODEN se ha elegido como periodo de ensayos, como ya se indicó, un mes con la mayoría de día cubiertos o con nubosidad variable en los que el porcentaje de tiempo en el que el sistema trabaja en modo MODEN es significativo. La energía generada durante este periodo ha sido registrada por un contador de energía dispuesto a la salida del inversor con un periodo de integración de 5 minutos. Se tomará como potencia de salida del inversor en cada periodo el valor medio de la potencia durante el periodo de integración. La energía generada por la instalación de REFERENCIA ha sido registrada con otro contador equivalente colocado a la salida de su inversor.

La energía que habría producido la instalación MODEN, sin la utilización del sistema MODEN, durante el mismo periodo de ensayo se ha estimado a partir del registro de la energía generada por la instalación de referencia durante dicho periodo y la aplicación de la tabla comparativa de la producción de ambas instalaciones (confeccionada en un apartado anterior). En dicha tabla (figura 6.70) se muestra la relación porcentual entre la energía producida en la instalación MODEN, sin utilizar el sistema MODEN, y la instalación de referencia, agrupada por intervalos de la potencia de trabajo en la instalación de referencia (los datos de energía proceden de la entrada de los inversores).

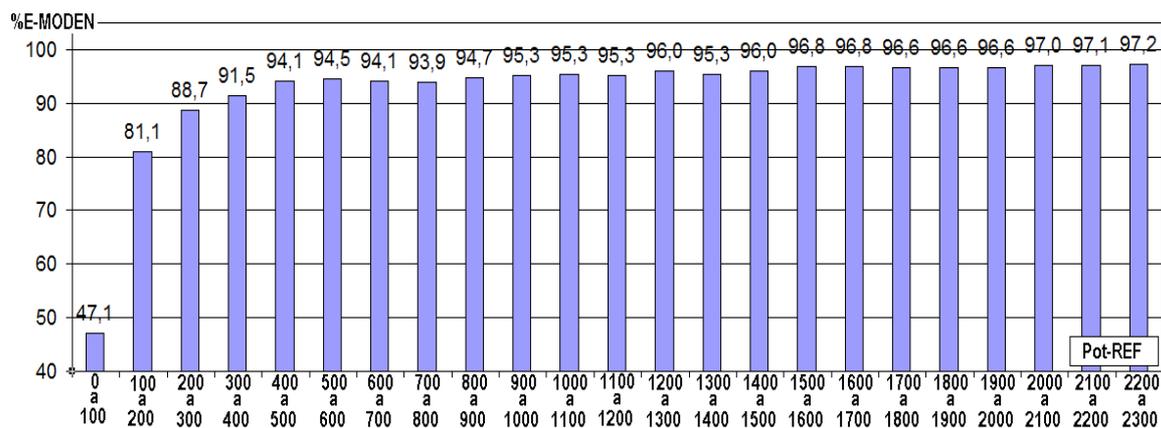


Fig: 6.70: Comparativa de la instalación MODEN (sin MODEN) y la de Referencia.

La siguiente gráfica muestra la comparación entre la energía medida en la salida del inversor de la instalación MODEN, con el sistema MODEN en funcionamiento, y la energía estimada para la instalación MODEN, sin el sistema MODEN, durante el periodo de ensayo (mes de febrero):

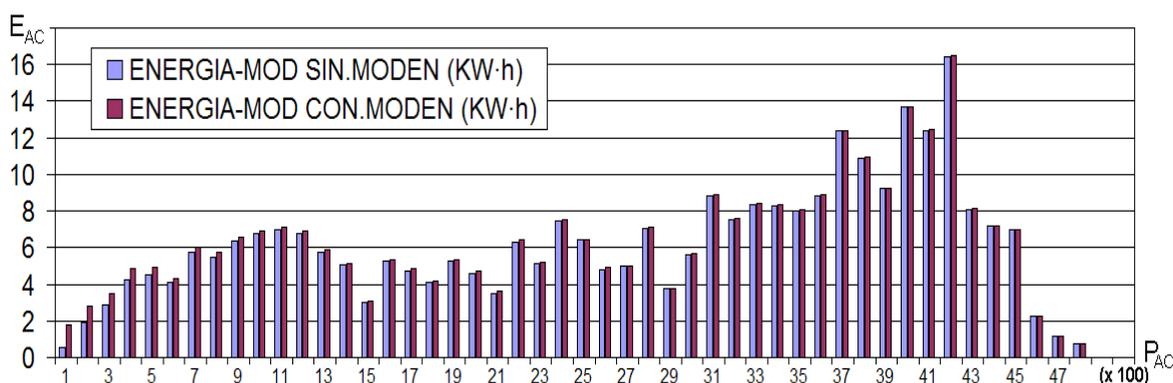


Fig: 6.71: Comparación de la producción de la instalación MODEN: con y sin MODEN.

En la figura 6.72 se muestra (en %) la mejora de producción de la instalación fotovoltaica con el sistema MODEN respecto de la que tendría sin dicho sistema.

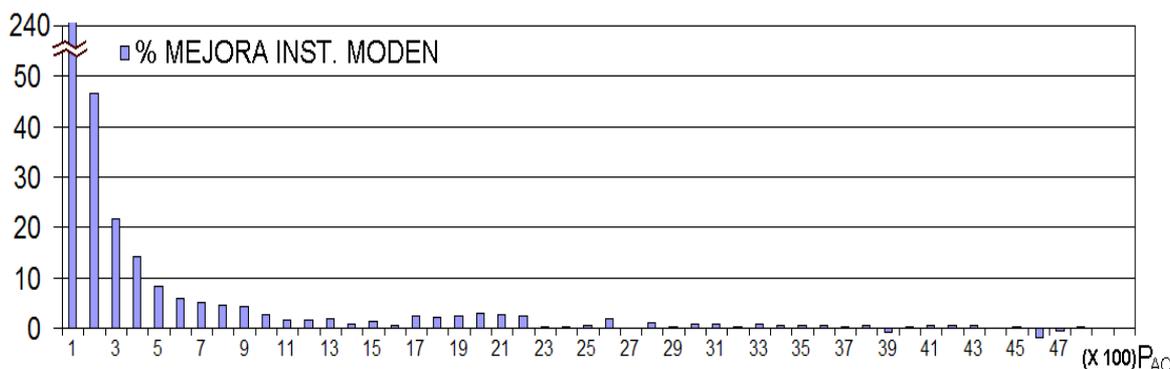


Fig: 6.72: Mejora de producción de la instalación MODEN al incorporar el sistema MODEN.

Los resultados numéricos globales obtenidos durante el periodo de ensayo (mes de febrero) se muestran en la siguiente tabla:

DATOS CORRESPONDIENTES A TODO EL PERIODO DE ENSAYO:		
Energía producida por la instalación con MODEN:	KW-h	308,05
Energía producida por la instalación sin MODEN (estimación):	KW-h	300,62
Mejora de producción por la utilización del sistema MODEN:	%	+ 2,47
DATOS CORRESPONDIENTES AL RANGO DE POTENCIA EN QUE FUNCIONA EL SISTEMA MODEN (0 a 1000 W):		
Energía producida por la instalación con MODEN:	KW-h	47,49
Energía producida por la instalación sin MODEN (estimación):	KW-h	42,48
Mejora de producción por la utilización del sistema MODEN:	%	+ 11,79

Tabla 6.11: Mejora de producción del sistema MODEN.

6.3. CONCLUSIONES.

A la hora de plantear conclusiones es importante realizar algunas consideraciones sobre el alcance de los resultados que ofrecen los ensayos realizados con la planta prototipo. En este sentido, lo más importante es establecer la imposibilidad de obtener un único índice que caracterice la mejora de producción que pueda suponer para un inversor la utilización de un equipo MODEN.

Efectivamente, de los resultados obtenidos durante los ensayos con la instalación prototipo no puede extrapolarse un índice global de mejora para el equipo MODEN debido al efecto de los siguientes factores:

- Los ensayos se han realizado sobre una serie de datos concretos, no sobre un “año típico” ni sobre un número de años suficiente como para poder promediar un “año típico”.
- Se han realizado varias series de ensayos para ajustar los parámetros de funcionamiento del sistema con el fin de optimizar la mejora de rendimiento obtenida. Sin embargo, las distintas configuraciones del equipo se han aplicado sobre diferentes periodos de días, con perfiles de irradiancia y temperatura distintos, o durante periodos de tiempo no lo suficientemente largos como para poder extraer conclusiones definitivas. Es por ello que resulta difícil determinar, a la vista únicamente de los resultados prácticos, la configuración que maximice el índice de mejora.
- La mejora introducida por el sistema MODEN depende fuertemente de la ubicación elegida para su instalación, por lo que resulta imposible caracterizar esa mejora con un único índice absoluto.
- La eficiencia con la que se comporta el inversor comercial utilizado durante su funcionamiento en modo MODEN no ha sido la esperada en un inversor preparado para trabajar en esta forma. Hubiera sido importante disponer de un “inversor MODEN”.
- Tienen también su importancia diversas inexactitudes introducidas por el sistema empleado para el análisis práctico de la idea MODEN: Las instalaciones MODEN y REFERENCIA no son exactamente iguales, se ha estimado la eficiencia del inversor trabajando en modo MODEN que ha estado lejos de la eficiencia máxima esperada en un dispositivo adaptado a esta forma de trabajar, las medidas recogidas se obtienen por promediación en intervalos que no son suficientemente estrechos, en algunas ocasiones,

comparados con la dinámica de variación de la irradiancia solar, etc.

- Finalmente, el índice de mejora asociado al sistema MODEN dependerá de la relación entre las potencias nominales del generador fotovoltaico y del inversor.

El desarrollo y puesta en funcionamiento de la instalación prototipo ha tenido como objetivos:

- Revisar la viabilidad técnica de la idea.
- Validar, al menos parcialmente, los resultados obtenidos durante la simulación.

En este último sentido, resulta interesante comparar los resultados generados por la instalación prototipo y por la simulación, que utiliza un modelo que intenta reproducir las características de los dispositivos utilizados en el prototipo. La comparación ha de ser más cualitativa que cuantitativa puesto que las características de irradiancia y temperatura durante el desarrollo de los ensayos no van a reproducirse en los modelos meteorológicos, aún escogiendo los mismos días del año. En particular, se ha simulado el mes de febrero y los resultados obtenidos se recogen en la tabla 6.12.

Se pueden realizar los siguientes comentarios sobre los resultados mostrados:

- Los datos obtenidos en la simulación y los ensayos son relativamente próximos, sobre todo en el intervalo de actuación del sistema MODEN (0 a 1000 W).
- La energía total generada en la instalación prototipo ha resultado ser más baja que la indicada por la simulación, reflejo de que el mes real ha sido más nuboso que el utilizado en el modelo. En esas condiciones, la mejora ofrecida por el sistema MODEN debería haber sido ligeramente superior a la obtenida en simulación. Si embargo se ha mantenido ligeramente por debajo (11,80% frente a 12,21%). Esta diferencia puede explicarse por la ineficacia del inversor real frente al modo de funcionamiento MODEN.

Respecto a la viabilidad técnica de la idea, cabe señalar que la planta prototipo lleva trabajando de manera permanente, si bien con distintas versiones de la programación, desde septiembre de 2008, sin que se aprecie una degradación en sus características, fundamentalmente en los ultracondensadores que mantienen su capacidad original. Anteriormente a esa fecha, la planta prototipo estuvo funcionando por periodos intermitentes durante más de un año, con

distintas versiones del equipo MODEN.

DATOS SIMULADOS:			
ENERGÍA ENTREGADA A LA RED:			
SIN MODEN:	Rango potencia: 0 a 1000 W.	50,12 KW·h	14,31% del Total
	Rango potencia: Todas.	350,32 KW·h	100% del Total
CON MODEN:	Rango potencia: 0 a 1000 W.	56,24 KW·h	15,76% del Total
	Rango potencia: Todas.	356,72 KW·h	100% del Total
MEJORA (0 – 1000 W):			12,21%
MEJORA (TOTAL)			1,83%
DATOS MEDIDOS EN LA INSTALACIÓN PROTOTIPO:			
ENERGÍA ENTREGADA A LA RED:			
SIN MODEN: (Estimada a partir de la instalación de REFERENCIA)	Rango potencia: 0 a 1000 W.	42,48 KW·h	14,13% del Total
	Rango potencia: Todas.	300,62 KW·h	100% del Total
CON MODEN:	Rango potencia: 0 a 1000 W.	47,49 KW·h	15,42% del Total
	Rango potencia: Todas.	308,05 KW·h	100% del Total
MEJORA (0 – 1000 W):			11,80%
MEJORA (TOTAL)			2,47%

Tabla 6.12: Comparación de la mejora de producción del sistema MODEN en el periodo de ensayo.

Como conclusión final, indicar que los resultados obtenidos en la planta prototipo son suficientes para confirmar la validez de la herramienta de simulación de manera que permita obtener conclusiones realistas a partir de la simulación del sistema en distintas condiciones de funcionamiento.

Se puede concluir además que la simulación es el procedimiento más adecuado para determinar las verdaderas posibilidades de la idea MODEN de una manera sistemática y obtener índices de mejora en diferentes situaciones de trabajo.

CAPÍTULO 7:

CONCLUSIONES.

7.1. GRADO DE CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS

Al comienzo de la memoria se habían presentado una serie de objetivos para el trabajo a desarrollar. En este apartado se detallará hasta qué punto se han alcanzado esos objetivos particulares propuestos y qué respuesta se ofrece a la hipótesis inicial enunciada como la viabilidad de un sistema basado en ultracondensadores para mejorar la eficiencia de las instalaciones fotovoltaicas en situaciones de baja irradiancia.

En primer lugar, la tesis elaborada refiere, como se pretendía, un amplio abanico de líneas de investigación conducentes a la mejora de la eficiencia de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. En la idea de que algunas de estas técnicas novedosas formarán parte de los sistemas utilizados en el futuro, se planteó cómo podría encajar en ese contexto la idea propuesta en este trabajo y se concluyó que la estrategia MODEN es compatible con la mayoría de ellas, de manera que podría trabajar en paralelo contribuyendo también a la mejora de eficiencia del sistema global.

Para el análisis del funcionamiento y las posibilidades de la estrategia MODEN propuesta se escogieron dos caminos: Por un lado la realización de un simulador que representara con suficiente aproximación al sistema, y por otro el desarrollo de un prototipo que permitiera comprobar la viabilidad técnica de la propuesta y

sirviera para validar los resultados generados por el simulador.

Para realizar el simulador se analizaron múltiples modelos de los distintos elementos, verificando a través de la bibliografía técnica su nivel de implantación y su grado de exactitud. Finalmente se justificaron las elecciones realizadas y se construyeron dos simuladores que permitieron reproducir el comportamiento de los sistemas MODEN III y MODEN V en distintas circunstancias. El funcionamiento del simulador fue verificado comparando los datos de producción ofrecidos por este en la instalación patrón convencional, con los proporcionados por una aplicación comercial (TRNSYS-16) que utiliza la misma base de datos meteorológicos.

El simulador permitió deducir la influencia de los distintos parámetros de diseño del sistema y se convirtió de esta forma en una herramienta para el dimensionamiento del equipo MODEN adaptado a las características de cada instalación fotovoltaica particular. Los simuladores han permitido además conocer en detalle cómo será el funcionamiento de las dos variantes MODEN propuestas, comparar su rendimiento y obtener los resultados de mejora de producción que supondrá la incorporación de estos sistemas a distintas instalaciones fotovoltaicas.

Se desarrolló también un prototipo para afrontar las posibles dificultades técnicas que implicará la implantación de la estrategia MODEN. En líneas generales el resultado ha sido bueno. Se partió de un inversor comercial, que hubo de ser adaptado a esta forma de trabajar, y el prototipo resultó operativo, ofreciendo una ligera mejora de producción. El prototipo sirvió para validar el comportamiento del sistema MODEN si bien los resultados de mejora obtenidos no muestran la potencialidad de esta idea ya que aparecen limitados por diversas causas:

- A pesar de adaptar el funcionamiento del inversor para que fuera compatible con la nueva forma de trabajo, algunas características intrínsecas de su diseño no pudieron modificarse, por lo que la eficiencia durante los pulsos de trabajo en modo MODEN se redujo respecto a la esperada en un inversor totalmente compatible con esa estrategia.
- Los parámetros con los que se construyó el prototipo del sistema MODEN (potencia límite, capacidad de los ultracondensadores) no se correspondieron con los que a través de la simulación se dedujeron como óptimos.
- El tipo de inversor utilizado impidió probar la estrategia MODEN III que en las simulaciones ofrece unos resultados ligeramente superiores.

- Al trabajar en campo con un sistema real en vez de en laboratorio con una condiciones perfectamente controladas y reproducibles, la extrapolación de resultados resulta más compleja y con mayor grado de incertidumbre.

La monitorización del funcionamiento del prototipo permitió no obstante conocer perfectamente su comportamiento y concluir que la estrategia MODEN es físicamente realizable con un inversor adaptado a esa forma de trabajar.

Las conclusiones finales se refieren a los resultados ofrecidos por el simulador para los equipos MODEN III y MODEN V en distintas instalaciones, y recogidas en las tablas 5.26 y 5.27. La tabla 7.1 resume la mejora de producción conseguida por los sistemas MODEN en varias instalaciones fijas optimizadas en inclinación, orientación y relación de potencias generador/inversor, y atribuible únicamente a la mejora de rendimiento del inversor en la región de baja potencia por la inclusión del sistema MODEN.

	MONTPELLIER	MUNICH	HAMBURGO	HELSINKI
MODEN V	1,47%	2,29%	3,23%	2,90%
MODEN III	1,59%	2,47%	3,45%	3,09%

Tabla 7.1: Resumen de resultados de mejora del sistema MODEN en las instalaciones fijas.

La tabla 7.2 muestra las mejoras obtenidas en una instalación en fachada en las mismas ubicaciones.

	MONTPELLIER	MUNICH	HAMBURGO	HELSINKI
MODEN V	3,12%	4,10%	5,20%	4,50%
MODEN III	3,40%	4,40%	5,84%	4,72%

Tabla 7.2: Resumen de resultados de mejora del sistema MODEN en las instalaciones en fachada.

A la vista de los resultados presentados pueden deducirse las siguientes conclusiones:

- 1) En instalaciones ubicadas en regiones con un potencial fotovoltaico alto, la mejora de producción obtenida con la incorporación del sistema MODEN no es suficiente para justificar esa inversión. Si bien no ha sido recogido en la tabla de resultados, la mejora de producción obtenida al simular la instalación patrón fija en Sevilla es solo ligeramente superior al 1%.
- 2) La mejora aumenta a medida que se reduce el potencial fotovoltaico de la

ubicación. Efectivamente, en aquellas ubicaciones en las que la participación de la energía obtenida en condiciones de baja irradiancia es mayor, la mejora de eficiencia en esa zona de funcionamiento se traduce en un mejor resultado global. En este sentido la estrategia MODEN tiene su mayor potencial en instalaciones sobre edificios en las que frecuentemente la orientación e inclinación que adopta el generador fotovoltaico no puede optimizarse por limitaciones arquitectónicas.

- 3) El análisis de la viabilidad económica se fundamenta en la relación entre el precio de la instalación fotovoltaica y el de los ultracondensadores necesarios para implementar el sistema MODEN. Los precios actuales (2014), caracterizados por una rebaja significativa del coste de las instalaciones fotovoltaicas, y una reducción del coste en los ultracondensadores inferior a la que se podría esperar si el sector del vehículo eléctrico hubiera evolucionado de acuerdo a las previsiones, han elevado el índice de mejora en el que se sitúa la rentabilidad económica respecto del estimado al inicio del trabajo (capítulo 3). Considerando un precio medio actual de los ultracondensadores de 15 €/W·h y un precio medio de la planta fotovoltaica de 2,1 €/Wp (UNEF[Ⓞ] - 2014) para instalaciones sobre cubierta, y de acuerdo con la capacidad necesaria de los ultracondensadores tal como se recoge en las tablas 5.26 y 5.27 (con una tensión nominal de 400 voltios), los mínimos de mejora que ofrecerían rentabilidad económica para las distintas instalaciones serían:

INSTALACIÓN FIJA:				
	MONTPELLIER	MUNICH	HAMBURGO	HELSINKI
MODEN V	5,87%	5,71%	5,49%	5,78%
MODEN III	2,73%	2,63%	2,54%	2,70%
INSTALACIÓN SOBRE FACHADA:				
	MONTPELLIER	MUNICH	HAMBURGO	HELSINKI
MODEN V	5,08%	4,98%	4,41%	4,86%
MODEN III	2,35%	2,32%	2,03%	2,25%

Tabla 7.3: Índices de mejora necesarios para la rentabilidad económica (Datos 2014).

[Ⓞ] UNEF: Unión Española Fotovoltaica (Informe anual 2014).

A la vista de estos resultados se puede deducir que al día de hoy la aplicación real de estos sistemas queda limitada a casos caracterizados por un peso importante de los periodos de baja irradiancia. Pero por otro lado, la tesis presentada ha demostrado la viabilidad técnica de la idea MODEN y ha establecido un procedimiento y unas herramientas para dimensionar los sistemas y cuantificar las mejoras derivadas de su implantación en cada tipo de instalación, por lo que queda abierto un camino de mejora de eficiencia que podrá ser transitado si los condicionantes económicos se modifican de una forma más favorable, algo que por otra parte considero inevitable. No imagino un futuro inmediato sin una generalización del uso de las energías renovables, y en particular de la fotovoltaica, y del uso de los vehículos eléctricos, incluidos los de célula de combustible.

7.2. APORTACIONES DE LA TESIS DOCTORAL.

Considero que la Tesis Doctoral que se presenta contribuye con las siguientes aportaciones:

- Una revisión actualizada de las técnicas de mejora de eficiencia de las instalaciones fotovoltaicas en este momento en estudio.
- Una estimación del potencial de mejora de eficiencia que puede aportar a las instalaciones fotovoltaicas la implantación de la estrategia de trabajo MODEN tal como se ha propuesto.
- Una herramienta de simulación que permite dimensionar de manera óptima los parámetros del sistema MODEN.
- Un simulador contrastado que permite además cuantificar la mejora de producción derivada de la instalación del sistema MODEN en cualquier planta fotovoltaica conectada a la red.
- La realización de un prototipo que pone de manifiesto la viabilidad técnica de la idea.

7.3. LÍNEAS FUTURAS DE INVESTIGACIÓN.

El trabajo desarrollado en esta Tesis Doctoral puede ser completado continuando la investigación en alguna de las siguientes líneas que quedan abiertas:

- Diseño de un inversor adecuado para trabajar conforme a la estrategia

MODEN. Bastaría con que el regulador del sistema MODEN controlara la referencia de potencia del inversor de manera que pudiera pasar de un valor cero a un valor óptimo en unos pocos ciclos de la tensión de salida.

- Investigación en nuevos tipos de ultracondensadores de coste reducido o en el abaratamiento de los procesos de producción de los EDLC convencionales.

BIBLIOGRAFÍA.

- Abbatelli, L., Buonomo, S., Scollo, R. y otros. "Latest ST MOSFET and IGBT technologies for the best efficiency in solar inverters" Proceedings of the International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion and Power Quality (PCIM Europe 2010), vol.1, pág. 874-879 (2010).
- Abdallah, S., Nijmeh, S. "Two axes sun tracking systems with PLC control" Energy Conversion and Management, vol. 15, núm. 11 – 12, pág. 1931 – 1939 (2004).
- Aguiar, R., Albuissou, M., Wald, L. y otros. "The european solar radiation atlas (ESRA)". Editorial Les Presses de l'École des Mines. Paris – 2000.
- Alahmad, H., Chaaban, M.A., Lau, S.K. y otros "An adaptive utility interactive photovoltaic system based on a flexible switch matrix to optimize performance in real-time". Solar Energy, núm. 86, pág. 951-963, (2012).
- Alata, M., Al-Nimr, M.A., Qaroush, y. "Developing a multipurpose sun tracking system using fuzzy control". Energy Conversion and Management, vol. 46, núm. 7-8, pág. 1229-1245 (2005).
- Alexandru, C., "The design and optimisation of a photovoltaic tracking mechanism". International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG'09), pág. 436-441 (2009).
- Alexandru, C., Pozna, C. "Different tracking strategies for optimizing the energetic efficiency of a photovoltaic system". IEEE International Conference on Automation, Quality and Testing, Robotics (AQTR'08), vol. 3, pág. 434-439 (2008).
- Alonso, M., Chelo, F. "Sistemas fotovoltaicos conectados a red: Estimación de la energía generada". Revista Era Solar, números 131,132 y 133 (2006).
- Alonso-García, M.C., Ruiz, J.M., Chenlo, F. "Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V Characteristics of a photovoltaic module". Solar Energy Materials & Solar Cells, núm. 90, pág. 329-340 (2006).
- Amin, A.M.A., Korfally, M.I.E., Sayed, A.A. y otro. "Efficiency optimization of two- asymmetrical-winding induction motor based on swarm intelligence multicriteria design of hybrid power generation systems based on a modified particle swarm optimization algorithm". IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 24, núm. 1, pág. 12–20 (2009).
- Araujo, S.V., Zacharias, P., Mallwitz, R. "Highly efficient single-phase transformerless inverters for grid-connected photovoltaic systems". IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 57, núm. 9, pág. 3118-3128, (2010).
- Arcidiacono, V., Corsi, S., Lambri, L. "The control system of ENEL's 3.3 MWp PV plant". First World Conference on Photovoltaic Specialists Conference (WCPEC-1994), vol. 1, pág. 1089-1093 (1994).
- ASHRAE: American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers. (www.ashrae.org).
- ASIF. "Informe ASIF: Hacia una generación eléctrica competitiva". ASIF-Asociación de la Industria Fotovoltaica. Disponible en: www.asif.org. (2006).
- ASTM Standard E1036. "Method for determining the nominal operating cell temperature (NOCT) of an array or module"
- Auerbach, F., Bauer, J.G., Glantschnig, M. y otros. "6.5 kV IGBT-modules," Conference Record of the 1999 IEEE Industry Applications Conference, Thirty-Fourth IAS Annual Meeting., vol.3, pág.1770-1774 (1999).
- Balabel, A., Mahfouz, A.A., Salem, F.A. "Design and performance of solar tracking photovoltaic system: Research and education". International journal of control, automation and

- systems, vol. 1, núm. 2 (2013).
- Bangyin L., Shanxu D., Fei L. y otro. "Analysis and Improvement of Maximum Power Point Tracking Algorithm Based on Incremental Conductance Method for Photovoltaic Array". 7th International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS '07), pág. 637-641 (2007).
- Bauer, J.G., Auerbach, F., Porst, A. y otros. "6.5 kV-modules using IGBTs with Field Stop technology". Proceedings of 2001 International Symposium on Power Semiconductor Devices & IC's, pág. 121-124 (2001).
- Baumgartner, F. P. "Euro realo inverter efficiency: DC-Voltage dependency". 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference (2005).
- Beaucarne, G., Brown, A.S., Keevers, M.J. y otros. "The impurity photovoltaic (IPV) effect in wide-bandgap semiconductors: an opportunity for very-high-efficiency solar cells". *Progress in Photovoltaics: Research and applications*, núm. 10, pág. 345 – 353 (2002).
- Beaucarne, G., Solanki, C.S. "Advanced solar cell concepts". *Energy for sustainable development*. Vol. XI, núm., 3, pág. 17 – 23. (2007).
- Belhachemi, F., Raël, S., Davat, B. "A physical based model of power electric double-layer supercapacitors". *Record of the Industry Applications Conference -2000*, vol. 5, pág. 3069-3076 (2000).
- Bergner, W., Bjoerk, F., Domes, D. y otro. "Infineon's 1200V SiC JFET – The New Way of Efficient and Reliable High Voltages Switching". Infineon Technologies, Technical Report (2012).
- Beriber, D., Talha, A. "MPPT techniques for PV systems". Fourth International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG), pág.1437-1442 (2013).
- Bhatnagar, P., Nema, R.K. "Maximum power point tracking control techniques: State-of-the-art in photovoltaic applications". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 23, pág. 224-241 (2013).
- Bilbao, J., De Miguel, A. y otros. "Iso-radiation maps for tilted surfaces in the Castile and Leon region, Spain". *Energy Conversion and Management*, vol. 44, pág. 1575-1588 (2003).
- Blaabjerg, F., Iov, F., Kerekes, T. y otros. "Trends in Power Electronics and Control of Renewable energy systems". 14th International Power Electronics and Motion control (EPE/PEMC), pág. K1-K19, (2010).
- Blaabjerg, F., Jaeger, U., Munk-Nielsen, S. y otro. "Comparison of NPT and PT IGBT-devices for hard switching applications," *Conference Record of the 1994 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, vol. 2, pág.1174-1181 (1994).
- Blanc, P., Wald, L. "The SG2 algorithm for a fast and accurate computation of the position of the sun for multi-decadal time period". *Solar Energy*, vol. 86. núm. 10, pág. 3072 – 3083 (2012).
- Blanco-Muriel, M. Alarcón-Padilla, D-C., López-Moratalla, T y otro. "Computing the solar vector". *Solar Energy*, vol. 70. núm. 5, pág. 431 – 441 (2001).
- Bloem, J.J. "Evaluation of a PV-Integrated Building application in a well-controlled outdoor test environment". *Building and Environment*, vol. 43, pág. 205-216 (2008).
- Bottenberg, W.R., Reinker, D. "Outdoor performance of hybrid four terminals tandem PV module based on thin film silicon:hydrogen and cooper indium diselenide". *Photovoltaic Specialists Conference - 1988, Record of the Twentieth IEEE Conference*, vol. 2, pág. 1230 – 1235 (1988).
- Bouchafaa, F., Beriber, D., Boucherit, M.S. "Modeling and simulation of a grid connected PV generation system with MPPT fuzzy logic control". 2010 7th International Multi-Conference on Systems Signals and Devices (SSD) pág. 1-7 (2010).

- Brandstetter, A., Inall, E.K. "Solar cell array studies". Australian National University, Research School of Physical Sciences. Technical Report NERDDC Project 82/2315 (1985).
- Braun, J.E., Mitchell, J.C. "Solar geometry for fixed and tracking surfaces". *Solar Energy*, vol. 31, núm. 5, pág. 439-444 (1983)
- Brown, D.G., Stone, K.W. "High accuracy / low cost tracking system for solar concentrators using a neural network". Proceedings of the 28th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference. Agosto -1993.
- Bucciarelli, L.L. "Power loss in photovoltaic arrays due to mismatch in cell characteristics". *Solar Energy*, vol. 23, pág. 277-288 (1979).
- Burger, B., Kranzer, D. "Extreme high efficiency PV-power converters". 13th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE '09), pág.1-13 (2009).
- Burger, B., Rüter, R. "Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristic and temperature". *Solar Energy*, núm. 80, pág. 32-45 (2006).
- Burke, A. "The present and projected performance and cost of double-layer and pseudo-capacitive ultra capacitors for hybrid vehicle applications" 2005 IEEE Conference on Vehicle Power and Propulsion, pág. 11 (2005).
- Burke, A., Liu, Z. y Zhao, H. "Review of the present and future applications of supercapacitors in electric and hybrid vehicles". Research Report – UCD – ITS – RR – 14 - 23. ITS – Institute of Transportation Studies. University of California, Davis (EEUU), 2014. Disponible en: www.its.ucdavis.edu.
- Burke, A.F. "Ultracapacitor Technologies and Applications in Hybrid and Electric Vehicles". Institute of Transportation Studies, University of California – Davis. Research Report UCD-ITS-RR-09-23 (2009).
- Caamaño, E., Egido, M.A. "Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: Características y posibilidades energéticas". Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid (1998).
- Castañer, L., Markvart, T. "Solar cells: Materials, Manufacture and Operation". Ed: Elsevier. ISBN: 1-85617-475-3. 2006.
- Castañer, L., Silvestre, S. "Modelling Photovoltaic systems using PSPICE". Ed: John Wiley and Sons, Ltd. ISBN: 0-470-84527-9. 2002.
- Chaaban, M.A., Alahmad, H., Neal, J. y otros "Adaptive photovoltaic system". 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society (IECON-2010), pág. 3192-3197, (2010).
- Chamberlin, C.E., Lehman, P., Zoellick, J. y otros. "Effects of mismatch losses in photovoltaic arrays" *Solar Energy*, vol. 54, núm. 3, pág. 165-171 (1995).
- Chen Yu-yun, Man Yong-kui. "Constant current-based maximum-power-point tracking for Photovoltaic Power Systems". Chinese Control and Decision Conference. (CCDC '09), pág. 3422-3425 (2009).
- Chen, X.B., Hu, C. "Optimum doping profile of power MOSFET epitaxial layer" *IEEE Transactions on Electron Devices*, vol. ED-29, pág. 985-987 (1982).
- Chenni, R., Makhoul, M y otros. "A detailed modeling method for photovoltaic cells." *Energy*, núm. 32, pág. 1724-1730 (2007).
- Chetty, P.R.K. "Maximum power transfer system for a solar cell array". Patente Internacional, número de publicación US4604567 A (1986).
- Chiola, C., Hüskens, H., Kimmer, T. "High Speed IGBT with MOSFET-like switching behaviour" International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion and Power Quality 2010 (PCIM China 2010), pág: 40-45 (2010).

- Chung-Yuen Won, Duk-Heon Kim, Sei-Chan Kim y otros. "A new maximum power point tracker of photovoltaic arrays using fuzzy controller". 25th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference (PESC '94), vol. 1, pág. 396-403 (1994).
- Chun-Liang Liu, Yi-Feng Luo, Jia-Wei Huang y otro. "A PSO-based MPPT algorithm for photovoltaic systems subject to inhomogeneous insolation". Joint 6th International Conference on Soft Computing and Intelligent Systems (SCIS) and 13th Int. Symposium on Advanced Intelligent Systems (ISIS), pág. 721-726 (2012).
- Chwieduk, D.A. "Recommendation on modeling of solar energy incident on a building envelope". *Renewable Energy*, vol. 34, pág. 736-741 (2009).
- CIEMAT. "Informe de medidas de las curvas I-V de los generadores fotovoltaicos: Proyecto MODEN - Ponferrada". Dto. de Energías Renovables. Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica. Agosto - 2007.
- Collares-Pereira, M., Rabl, A. "The average distribution of solar radiation – Correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values". *Solar Energy*, vol. 22, pág. 155-164 (1979).
- CONERGY AG. "Conergy IPG serie S: Ficha técnica" Disponible en www.conergy.es.
- Conibeer, G. "Solar cell materials: Developing Technologies, First edition", capítulo 9. Ed: John Wiley and Sons, 2014. ISBN: 978-0-470-06551-8.
- Conibeer, G., Green, M.A., Corkish, R. y otros. "Silicon nanostructures for third generation photovoltaic cells" *Thin solid films*, núm. 511 – 512, pág. 654 (2006).
- Conniber, G., Willoughby, A. (editores). "Solar Cell Materials: Developing Technologies. First edition" Capítulo 2. Ed. John Wiley & Sons. ISBN: 9780470065518. 2014.
- CREE, "SIC: CREE POWER PRODUCTS – 2014" Información comercial. Disponible en www.cree.com (2014).
- CSWD: China Standard Weather Data for Analyzing Building Thermal Conditions. Beijing: China Building Industry Publishing House, ISBN 7-112-07273-3 (2005).
- Cucumo, M., De Rosa, A. y otros. "Experimental testing of model for the estimation of hourly solar radiation on vertical surfaces at Aravaca di Rende". *Solar Energy*, vol. 81, pág. 692-695 (2007).
- Davies, p., Luque, A. "Solar thermophotovoltaics: Brief review and a new look". *Solar Energy Materials & Solar Cells*, núm. 33, pág. 11-22 (1994).
- De Nardo, A., Femia, N., Petrone, G., y otro. "Optimal Buck Converter Output Filter Design for Point-of-Load Applications". *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, núm. 4, pág. 1330-1341 (2010).
- De Vos, A. "Detailed balance limit of the efficiency of tandem solar cells". *Journal of Physics D: Applied Physics*, núm. 13, pág. 839 – 846 (1980).
- Deb Modol, J., Yohanis, y.G., Norton, B. "Comparison of measured and predicted long term performance of a grid connected photovoltaic system". *Energy Conversion and Management*, vol. 48, pág. 1065-1080 (2007).
- Deb, S., Saha, H. "Secondary ionisation and its possible bearing on the performance of a solar cell". *Solid State Electronics*, núm. 15, pág. 1389 – 1391 (1972).
- Deboy, G., März, M., Stengl, J y otros. "A new generation of high voltage MOSFET's breaks the limit of silicon". *Electronic Devices Meeting (IEDM'98) Technical Digest International*, pág. 683-685 (1998).
- Di Bartolo, B. "Luminescence of inorganic solids". Ed. Springer, 2012. ISBN: 1468433776.
- Di Vincenzo, M.C., Infield, D. "Artificial Neural Network for real time modelling of photovoltaic system under partial shading". 2010 IEEE International Conference on Sustainable Energy

- Technologies (ICSET), pág. 1-5 (2010).
- DiMarino, C., Zheng Chen, Boroyevich, D. y otros. "Characterization and comparison of 1.2 kV SiC power semiconductor devices". 15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE), pág. 1-10 (2013).
- Dimmok, J.A.R., Day, S., Kauer, M. "Demonstration of a Hot-carrier photovoltaic cell". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, núm. 22, pág. 151 – 160 (2014).
- Dodge, J. "Latest Technology PT IGBTs vs. Power MOSFETs" *Advanced Power Technology*, Application Note APT0302 Rev.A (2013).
- Dos Santos, P., Vicente, E.M., Ribeiro, E.R. "Reconfiguration methodology of shaded photovoltaic panels to maximize the produced energy". 2011 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP), pág. 700-706, (2011).
- Dougal, R.A., Gao, L., Liu, S. "Ultracapacitors model with automatic order selection and capacity scaling for dynamic system simulation". *Journal of Power Sources*, núm. 126, pág. 250-257 (2004).
- Eckstein, J.H. "Detailed modeling of photovoltaic components". MS Thesis, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison (EE.UU.) 1990.
- EIA, "Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2013". EIA-US Energy Information Administration Depart. Enero – 2013. Disponible en: www.eia.org/forecast/aeo
- Erbs, D.G., Klein, S.A., Duffie, J.A. "Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly average global radiation". *Solar Energy*, vol. 28, núm. 4, pág. 293-302 (1982).
- Esrám, T., Chapman, P.L. "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, núm. 2, pág. 439-449 (2007).
- FAIRCHILD. "New Generation Super-Junction MOSFETs, SuperFET® II and SuperFET® II Easy Drive MOSFETs for High Efficiency and Lower Switching Noise". Nota de Aplicación AN-5232. Disponible en www.fairchildsemi.com (2013).
- FAIRCHILD. "Renewable Energy Solutions". Información comercial. Disponible en www.fairchildsemi.com (2012).
- Fang, L., Honghua, X., Sicheng, W. "National Survey Report of PV Power Applications in China 2012". International Energy Agency (IEA). Disponible en: www.iea-pvps.org/
- Faraji, R., Rouholamini, A., Naji, H.R. y otros. "FPGA-based real time incremental conductance maximum power point tracking controller for photovoltaic systems". *Power Electronics, IET*, vol. 7, núm. 5, pág. 1294-1304 (2014).
- Faranda, R., Gallina, M., Son, D.T. "A new simplified model of Double-Layer Capacitors". *International Conference on Clean electrical Power: ICCEP-07*, pág. 706-710 (2007).
- Feldman, D. "National Survey report of PV Power Applications in the United States 2012". International Energy Agency (IEA). Disponible en: www.iea-pvps.org/
- Femia, N., Petrone, G., Spagnuolo, G. y otro. "Perturb and observe MPPT technique robustness improved". 2004 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, vol. 2, pág. 845-850 (2004).
- Fernández, M., Rodríguez, A., Vázquez, A. y otros. "Comparativa de las conmutaciones entre el transistor JFET de SiC y la configuración SiC JFET/Si MOSFET en cascodo". Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación (SAAEI'13) (2013).
- Floricaú, D., Floricaú, E., Dumitrescu, M. "Natural doubling of the apparent switching frequency using three-level ANPC Converter". *International School on Nonsinusoidal Currents and Compensation (ISNCC-2008)*, pág. 1-6 (2008).

- Frank, W. "TrenchStop-IGBT - Next Generation IGBT for Motor Drive Application". INFINEON. Application note: AN-TrenchStop-1 v1.0 (2004).
- FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEM (ISE). "Annual report 2007: Achievements and results". (Alemania) 2008.
- FRONIUS GMBH. "Fronius IG Plus Transformer Inverter: Ficha técnica" Disponible en www.fronius.com.
- Fuentes, M.K. "A simplified thermal model for flat-plane photovoltaic arrays". Report SAND-85-0330, Sandia National Labs, Albuquerque. EE.UU. (1987).
- Fujihira, T. "Theory of semiconductor superjunction devices". Japanese Journal of Applied Physics, vol. 36, pág. 6245-6262 (1997).
- Glaser, J.S., Nasadoski, J.J., Losee, P.A. y otros. "Direct comparison of silicon and silicon carbide power transistors in high-frequency hard-switched applications". Twenty-Sixth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), pág. 1049-1056 (2011).
- GO SOLAR CALIFORNIA. "Inverter performance test summaries". Disponible en: www.gosolarcalifornia.org/equipment/inverter_tests/summaries/.
- González, R., Coloma, J., Marroyo, L. y otros. "Single phase inverter circuit for conditioning and converting DC electrical energy into AC electrical energy". Patente Internacional, número de publicación WO 2008 015298 A1 (2008).
- Gow, J.A., Manning, C.D. "Development of a photovoltaic array model for use in power electronics simulation studies". IEEE Proceedings of Electric Power Applications, vol 146, núm. 2, pág. 193 - 200 (1999).
- Green, M.A. "Third Generation Photovoltaics: Advanced Solar Energy Conversion" Ed. Springer. 2005. ISBN: 10-3-540-26526-7.
- Green, M.A. "Third Generation Photovoltaics: Ultra-high conversion efficiency at low cost". Progress in Photovoltaics: Research and Applications, núm. 9, pág 123 -135 (2001).
- Green, M.A., Brown, A.S. "Impurity photovoltaic effect: Fundamental energy conversion efficiency limit". Journal of Applied Physics, núm. 92, pág. 1329 - 1336 (2002).
- Green, M.A., Conibeer, G., König, D. y otros. "Hot-Carriers Solar Cells: Challenges and Recent Progress". 35th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), pág. 57 - 60. IEEE, 2010. ISBN: 978-1-4244-5890-5.
- Green, M.A., Emery, K., Hishikawa, Y. y otros. "Solar cell efficiency tables (version 43)". Progress in Photovoltaics: Research and Applications, núm. 22, pág. 1 - 9, (2014).
- Grena, R. "An algorithm for the computation of the solar position". Solar Energy, vol. 82. núm. 5, pág. 462 - 470 (2008).
- Guan-Chyun H., Hung-I H., Cheng-Yuan T. y otro. "Photovoltaic Power-Increment-Aided Incremental-Conductance MPPT With Two-Phased Tracking". IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 28, núm. 6, pág. 2895-2911 (2013).
- Häberling, H. "Photovoltaics: System Design and Practice" Capítulo 3. Ed. John Wiley and Sons, 2012. ISBN: 978-1-119-99285-1.
- Hadjammar, S., Bouchafaa, F. "Performances of PV system connected to the grid with MPPT controlled by fuzzy control". 2013 IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE), pág. 1-7 (2013).
- Häberling, H., Borgna, L., Kaempfer, M. y otro. "New tests at grid-connected PV inverters: Overview over test results and measured values of Total Efficiency η_{TOT} ". 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference. (2006).
- Häberling, H., Borgna, L., Kaempfer, M., y otro. "Total Efficiency η_{TOT} : A new quantity for

- better characterisation of grid-connected PV-inverters". 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference (2005).
- Hancock, J., Stueckler, F., Vecino, E. "CoolMOS C7: Mastering the Art of Quickness. A Technology, Description and Design Guide". INFINEON Application Note AN 2013-04 v1.0 (2013).
- Hanju Cha, Sanghoey Lee. "Design and Implementation of Photovoltaic Power Conditioning System Using a Current Based Maximum Power Point Tracking". IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS '08), pág. 1-5 (2008).
- Harada, M., Minato, T., Takahashi, H. "600V Trench IGBT in comparison with Planar IGBT - An evaluation of the limit of IGBT performance". Proceedings of the 6th International Symposium on Power Semiconductor Devices & IC's. pág. 411-416 (1994).
- Harder, N.P., Green, A. "Thermophotonics". Semiconductor Science and Technology, núm.18, pág. S270 – S278 (2003).
- Hasanien, H.M. "Particle swarm design optimization of transverse flux linear motor for weight reduction and improvement of thrust force". IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 58, núm. 9, pág. 4048–4056 (2011).
- Hay, J.E. "Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces". Solar Energy, vol. 23, pág. 301-307 (1979)
- Hilloowala, R.M., Sharaf, A.M. "A rule-based fuzzy logic controller for a PWM inverter in photovoltaic energy conversion scheme". Conference Record of the 1992 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, pág. 762-769 (1992).
- Hiyama, T., Kitabayashi, K. "Neural network based estimation of maximum power generation from PV module using environmental information". IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 12, núm. 3, pág. 241-247 (1997).
- Hosny, W., Holcek, R. "Performance Optimisation of a Full Wave AC to DC Converter Using Genetic Algorithms". Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference, (UPEC '06), vol. 3, pág.1036-1040 (2006).
- IDAE "Pliego de condiciones técnicas de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red". PCT-C Revisión Octubre 2002. Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía – IDAE.
- Indu Rani, B., Caravana Ilango, G., Nagamani, C. "Enhanced power generation from PV array under partial shading conditions by shade dispersion using SU DO KU configuration". IEEE Transactions of Sustainable Energy, vol. 4, núm. 3, pág. 594-601 (2013).
- INFINEON. "Infineon Solar Power Solutions". Información comercial. Disponible en www.infineon.com (2013).
- INFINEON. "New 650V CoolMOS™ C7 Series". Información comercial - Disponible en www.infineon.com (2013).
- INFINEON. "Power Management: Selection Guide 2014" Información comercial - Disponible en www.infineon.com (2014).
- INFINEON. "1200V CoolSiC™ & Direct Drive Technology: The green revolution is taking place" Información comercial. Disponible en www.infineon.com (2012).
- INGETEAM "Ingecon Sun TL", Ficha técnica (http://www.ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD_781_Archivo_ingecon-sun-lite-tl.pdf)
- IRENA. "Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series – Solar Photovoltaics". IRENA – International Renewable Energy Agency. Junio 2012. Disponible en: www.irena.org.
- Ishaque, K., Salam, Z. "A Deterministic Particle Swarm Optimization Maximum Power Point Tracker for Photovoltaic System Under Partial Shading Condition". IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 60, núm. 8, pág. 3195-3206 (2013).

- IWEC: International Weather for Energy Calculations. ASHRAE: RP-1015. (www.ashrae.org).
- Jäger-Waldau, A. "PV Status Report 2013". European Commission, DG Joint Research Center, Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit (Report EUR 26118 EN). Disponible en: www.iet.jrc.europa.eu.
- Jantsch, M., Schmidt, H., Schmid, J. "Results on the concerted action on power conditioning and control". 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pág. 1589-1592 (1992).
- Kamarzaman, N.A., Tan, C.W. "A comprehensive review of maximum power point tracking algorithms for photovoltaic systems". Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 37, pág. 585-598 (2014).
- Kar, A., Kar, A. "A New Maximum Power Point Tracking Algorithm for PV Modules under Partial Shading and Rapidly Varying Illumination". 2009 Annual IEEE India Conference (INDICON), pág. 1-4 (2009).
- Kaushika, N.D., Gavian, N.K. "Energy yield simulations of interconnected solar PV arrays". IEEE Transactions of Energy Conversion, vol. 18, núm. 1, pág. 127-134 (2003).
- Kaushika, N.D., Rai, A.K. "An investigation of mismatch losses in solar photovoltaic cell networks". Energy, vol. 32, pág. 755-759 (2007).
- Keevers, M.J., Green, M.A. "Efficiency improvements of silicon solar cells by the Impurity Photovoltaic Effect". Journal of Applied Physics, núm. 75 (1994).
- Kennedy, J., Eberhart, R. "Particle swarm optimization". Proceedings of IEEE International Conference on Neural Networks, vol. 4, pág. 1942-1948 (1995).
- Ketterer, J., Schmidt, H., Siedle, C. "Inverter for transforming a DC voltage into an AC current or an AC voltage". Patente Internacional, número de publicación EP 1369985 B1 (2009).
- Khaehintung, N., Sirisuk, P., Kunakorn, A. "Grid-connected Photovoltaic System with Maximum Power Point Tracking using Self-Organizing Fuzzy Logic Controller". IEEE TENCON-2005, Region 10, pág. 1-4 (2005).
- Khoshaim, B.M. "200 m³/day solar sea water desalination pilot plant". Solar and Wind Technology, vol. 2, núm. 3-4. pág. 173-182 (1985).
- Kil, A.J., Van der Weiden, T.C.J. "Performance of modular grid connected PV systems with undersized inverters in Portugal and The Netherlands". IEEE Photovoltaic Specialists Conference, vol. 1, pág. 1028-1031 (1994).
- Klucher, T.M. "Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces". Solar Energy, vol. 23, núm. 3, pág. 111-114 (1979)
- Knaup, P. "Inverter". Patente Internacional, número de publicación WO 2007-048420 A1 (2007).
- Kolar, J.W., Biela, J., Badstubner, U. "Impact of power density maximization on efficiency of dc-dc converter systems". 7th International Conference on Power Electronics (ICPE '07), pág. 23-32 (2007).
- Kollimalla, S.K., Mishra, M.K. "A new adaptive P&O MPPT algorithm based on FSCC method for photovoltaic system". 2013 International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies (ICCPCT), pág. 406-411 (2013).
- Kostov, K.S., Kyyra, J.J. "Genetic algorithm optimization of peak current mode controlled buck converter," Proceedings of the 2005 IEEE Soft Computing in Industrial Applications (SMCia/05). pág. 111-116 (2005).
- Koutroulis, E., Blaabjerg, F. "Design optimization of grid-connected PV inverters". Twenty-Sixth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), pág. 691-698 (2011).
- Koutroulis, E., Blaabjerg, F. "Design Optimization of Transformerless Grid-Connected PV

- Inverters Including Reliability". IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 28, núm. 1, pág. 325-335 (2013).
- Kranzer, D., Wilhelm, C., Reiners, F. y otro, "Application of normally-off SiC-JFETs in photovoltaic inverters". 13th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE '09), pág.1-6 (2009).
- Kunz, G., Wagner, A. "Internal series resistance determined of only one I-V curve under illumination". 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, paper nº 5BV.2.70, pág. 1-4 (2004).
- La Manna, D., Li Vigni, V., Riva Sanseverino, E. y otros. "Reconfigurable electrical interconnection strategies for photovoltaic arrays: A review". Renewable and Sustainable Energy Reviews, núm. 33, pág. 412-426 (2014).
- LACECAL. "Resumen de resultados de ensayos fotovoltaicos". Documento interno. 2008.
- Lalouni, S., Rekioua, T. "Modeling and Simulation of a Photovoltaic System Using Fuzzy Logic Controller". 2009 Second International Conference on Developments in eSystems Engineering (DESE), pág. 23-28 (2009).
- Landsberg, P.T., Badescu, V. "Solar energy conversión: list of efficiencies and some theoretical considerations" Progress in Quantum Electronics, vol. 22, pág. 211 – 230 (1998).
- Landsberg, P.T., Markvart, T. "Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications. Second Edition". Capítulo IA-3. Ed. Elsevier, ISBN: 978-0-12-385934-1. 2012
- Laska, T., Munzer, M., Pfirsch, F. y otros. "The Field Stop IGBT (FS IGBT). A new power device concept with a great improvement potential," Proceedings of the 12th International Symposium on Power Semiconductor Devices and ICs, pág. 355-358 (2000).
- Lee, C.D., Huang, H.C., Yeh, H.y. "The development of Sun-Tracking system using Image Processing". Sensors, núm. 13, pág. 5448 – 5459 (2013).
- Li, Q., Chen, W., Wang, y. y otros. "Parameter identification for PEM fuel-cell mechanism model based on effective informed adaptive particle swarm optimization". IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 58, núm. 6, pág. 2410–2419 (2011).
- Lin Ma, Kerekes, T., Teodorescu, T. y otros. "The high efficiency transformer-less PV inverter topologies derived from NPC topologies". 13th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'09), pág. 1-10 (2009).
- Liu y., Li, M., Ji, X. y otros. "A comparative study of the maximum power point tracking methods for PV systems". Energy Convers Management (previo a publicación). <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.01.049> (2014).
- Liu, B.y.H., Jordan, R.C. "A rational procedure for predicting the long-term average performance of flat plate solar energy collectors". Solar Energy, vol. 7, núm. 2, pág. 53-74 (1963)
- Liu, B.y.H., Jordan, R.C. "The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation". Solar Energy, vol. 4 - nº 3, pág. 1-19 (1960)
- Lorenzo, E. "Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, Second edition". Capítulo 22. Editado por Antonio Luque y Steven Hegedus en John Wiley & Sons, 2011. ISBN: 978-0-470-72169-8.
- Lorenzo, E. "Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (V): De la AIE a los inversores". Era Solar, núm. 126, pág. 52-58 (2005).
- Lorenzo, E. "Solar Electricity: Engineering of photovoltaics systems". Ed. PROGENSA. ISBN: 8486505550. 1994.
- Lorenzo, E., Moretón, R. y otros. "Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (XII): ¿Qué indican realmente los flash-list?". Era solar, núm. 146, pág. 22-35 (2008).

- Lorenzo, E., Navarte, L., Muñoz, J. "Tracking and Back Tracking". Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 19, núm. 6, pág. 747-753 (2011).
- Lotfi, AW., Chen, Q., Lee, F.C. "A nonlinear optimization tool for the full-bridge zero-voltage-switched DC-DC converter". 23rd Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, (PESC '92), vol.2, pág. 1301-1309 (1992).
- Loutzenhiser, P.G., Hanz, H. y otros. "Empirical validation of models to compute solar irradiance on inclined surfaces for building energy simulation". Solar Energy, vol. 81, pág. 254-267 (2007).
- Louvrier, y., Barrade, P., Rufer, A. "Weight and efficiency optimization strategy of an interleaved DC-DC converter for a solar aircraft". 13th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE '09), pág. 1-10 (2009).
- Luque, A., Martí, A. "Handbook of photovoltaic science and engineering, Second Edition", Ed. John Wiley and Sons, 2011. ISBN: 978-0-470-72169-8.
- Luque, A., Martí, A. "Increasing the efficiency of ideal solar cells by photon induced transition at intermediate levels". Physical Review Letters, núm. 78, pág. 5014 – 5017 (1997).
- Luque, A., Martí, A., López, N. y otros "Experimental analysis of the quasi-Fermi level split in quantum dot intermediate-band solar cells". Applied Physics Letters, núm. 87 (2005).
- Luque-Heredia, I., Gordillo, F., Rodríguez, F. "A PI based hybrid sun tracking algorithm for photovoltaic concentration". Proceedings of 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference (2004).
- Luque-Heredia, I., Moreno, J.M., Magalães, P.H. y otros. "Concentrador Photovoltaics". Capítulo 11. Editorial Springer 2007. ISBN: 978-3-540-68796-2.
- Lynn, P.A. "Electricity from sunlight: An introduction to photovoltaics" Ed. John Wiley and Sons, 2010. ISBN: 978-0-470-74560-1.
- Macêdo, W.N., Zilles, R. "Operational results of grid-connected photovoltaic systems with different inverter's sizing factors (ISF)". Progress in Photovoltaics: Research and Applications, núm. 15, pág. 337-352 (2007).
- Malyna, D.V., Duarte, J.L., Hendrix, M.A.M. y otro. "Multi-objective optimization of power converters using genetic algorithms". International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, (SPEEDAM 2006), pág. 713-717 (2006).
- Martin, D., Datas, A., Algora, C. "Energía Solar Termofotovoltaica". Anales de Ingeniería Técnica de Informática de Sistemas, 2. Editorial Felipe II Libros, pág.105-124. ISBN: 978-8493551193.
- Mashohor, S., Samsudin, K., Noor, A.M. y otro. "Evaluation of Genetic Algorithm based solar tracking system for photovoltaic panels". IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies, (ICSET'08), pág. 269-273. Noviembre -2008.
- Masoum M.A.S., Dehbonei, H. "Design, construction and testing of a voltage-based maximum power point tracker (VMPPT) for small satellite power supply". 13th Annual AIAA/USU Conference on Small Satellite, (1999).
- Mattei, M., Notton, G., Cristofari, C. y otros. "Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance". Renewable Energy, núm. 31, pág: 553-567 (2006).
- MAUI Solar Energy Software Corporation. Solar Design Studio, versión 5.0 – PV-DesignPro (<http://www.maui-solar-software.com>).
- Mazzola, Michael S., Kelley, R. "Application of a Normally OFF Silicon Carbide Power JFET in a Photovoltaic Inverter". Twenty-Fourth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC 2009), pág. 649-652 (2009).

- McKittrick, J., Mishra, K.C., Di Bartolo, B. "Luminescent Materials: Volume 560". Ed. Cambridge University Press, 1999. ISBN: 155899467X.
- Meijerink, A., Wegh, R., Vergeer, P. y otros. "Photon management with lanthanides" *Optical materials*, núm. 28, pág. 575-581 (2006).
- METEONORM Versión 6.0 "Handbook part II: Theory", METEOTEST (2008).
- METEONORM. "Global meteorological database for applied climatology". METEOTEST. Bern, Suiza. (www.meteonorm.com).
- Miguel, A., Bilbao, J., Aguiar, R. y otros. "Diffuse solar radiation model evaluation in the North Mediterranean belt area". *Solar Energy*, vol. 70, pág. 143-153 (2001).
- Millán, J., Godignon, P., Pérez-Tomás, A. "Wide Band Gap Semiconductor Devices for Power Electronics". *Automatika*, vol. 53, núm. 2, pág. 107-116 (2012).
- Miller, J., Miller, J.N. y otros. "MAXWELL Technologies – White Paper: Energy Buffers". Disponible a través de www.maxwell.com. Maxwell Technologies Inc.
- Miller, J.M., Nebragic, D., Everett, M. "Ultracapacitor distributed model equivalent circuit for power electronic circuit simulation". ANSOFT Leading Insight (www.ansoft.com).
- Miller, J.R. "Development of equivalent circuit models for batteries and electrochemicals capacitors". 40th Annual Battery Conference on Applications and Advances, pág. 107-109 (1999).
- Miyatake, M., Veerachary, M., Toriumi, F. y otros. "Maximum Power Point Tracking of Multiple Photovoltaic Arrays: A PSO Approach". *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, vol. 47, núm.1, pág. 367-380 (2011).
- Mondol, J.D., Yohanis, y.G., Norton, B. "Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems". *Solar Energy*, núm. 80, pág. 1517-1539 (2006)
- Moreno, M., Daineka, D., Roca, P. "Plasma texturing for silicon solar cells: From pyramids to inverted pyramids-like structures" *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 94, pág. 733-737 (2010)
- Morrison, D. "Ultracapacitors boost performance and lower cost". *Power Electronics Technology*, núm. June-2005. Disponible: <http://powerelectronics.com> (2005)
- Motto, E.R., Donlon, J.F., Takahashi, H. y otros. "Characteristics of a 1200 V PT IGBT with trench gate and local life time control," *The 1998 IEEE Industry Applications Conference, Thirty-Third IAS Annual Meeting.*, vol. 2, pág.811-816 (1998).
- Muñoz, J., Martínez-Moreno, F., Lorenzo, E. "On-site characterisation and energy efficiency of grid-connected PV inverters" *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 19, núm. 2, pág. 192- 201 (2011).
- Myers, D.R. "Solar radiation modeling and measurement for renewable energy applications: Data and models quality". *Energy*, núm. 30, pág 1517–1531 (2005).
- Nabae, A., Takahashi, I., Akagi, H. "A new Neutral-Point-Clamped PWM Inverter". *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. IA-17, núm. 5, pág. 518-523, (1981).
- NASA-SSE: Surface Meteorology and Solar Energy. Earth Science Enterprise. NASA. (<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>).
- Navarte, L., Lorenzo, E. "Tracking and Ground Cover Ratio". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 16, núm. 8, pág. 703-714 (2008).
- Neugebauer, T.C., Perreault, D.J. "Computer-aided optimization of DC/DC converters for automotive applications". 31st Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, (PESC 00), vol. 2, pág. 689-695 (2000).
- Neugebauer, T.C., Perreault, D.J. "Computer-aided optimization of DC/DC converters for

- automotive applications". IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 18, núm. 3, pág. 775-783 (2003).
- New, D.A., Kassakian, J.G. y otros. "Double Layer Capacitors: Automotive applications and modeling". MIT/Industry Consortium on Advanced Automotive Electrical/Electronic Components and Systems. Consortium Project Report (2003).
- Nguyen, D., Lehman, B. "An adaptive solar photovoltaic array using Model-Based reconfiguration algorithm". IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 55, núm. 7, pág. 2644-2654, (2008).
- Nickel, J. "On the trail of Euro-Eta". Photon Internacional, núm. 6, pág: 50-53 (2004)
- Noguchi, T., Togashi, S., Nakamoto, R. "Short-current pulse-based maximum-power-point tracking method for multiple photovoltaic-and-converter module system". IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 49, núm. 1, pág. 217-223 (2002).
- Noorian, A.M., Moradi, I., Kamali, G.A. "Evaluación de 12 modelos to stimate hourly diffuse irradiation on inclined surfaces". Renewable Energy, vol. 33, pág. 1406-1412 (2008).
- Nozik, A.J., Beard, M.C., Luther, J.M. y otros. "Semiconductor Quantum Dots and Quantum Dot Arrays and applications of Multiple Exciton Generation to Third Generation Photovoltaic Solar Cells". Chemical Reviews, vol.110, núm. 11, pág. 6873 – 6890 (2010).
- NREL – National Center for Photovoltaics. "Research Cell Efficiency Records - Chart". Disponible en www.nrel.gov/ncpv/. Última revision: 19 – marzo – 2014.
- Oonishi, y., Akihiko, O., Takayuki, S. "Superjunction MOSFET". Fuji Electric Review, vol. 56, núm. 2, pág. 65-68 (2010).
- Ostling, M., Ghandi, R., Zetterling, C.M. "SiC power devices - Present status, applications and future perspective". IEEE 23rd International Symposium on Power Semiconductor Devices and ICs (ISPSD), pág.10-15 (2011).
- Otieno, C.A., Nyakoe, G.N., Wekesa, C.W. "A neural fuzzy based maximum power point tracker for a photovoltaic system". AFRICON '09, pág. 1-6 (2009).
- Palmour, J.W., Ryu, S., Zhang, Q. y otro. "Pros and Cons for Silicon Carbide MOSFETs, JFETs and BJTs". Power Electronics Europe, núm. 5, pág. 19-22 (2009).
- Patcharaprakiti, N., Premrudeepreechacharn, S. "Maximum power point tracking using adaptive fuzzy logic control for grid-connected photovoltaic system". IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, vol. 1, pág. 372-377 (2002).
- Patnaik, B., Mohod, J., Duttagupta, S.P. "Dynamic loss comparison between Fixed-State and Reconfigurable solar photovoltaic array". 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), pág. 1633-1638, (2012).
- Patnaik, B., Sharma, P., Trimurthulu, E. y otros. "Reconfiguration strategy for optimization of solar photovoltaic array under non-uniform illumination conditions". 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), pág. 1859-1864, (2011).
- Patrao, I., Figueres, E., González-Espín, F. y otro. "Transformerless topologies for grid-connected single-phase photovoltaic inverters". Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 15, pág. 3423-3421, (2011).
- Peipoo, K., Lund, P.D. "Optimal sizing of grid-connected PV-systems for different climates and array orientations: a simulation study". Solar Energy Materials and Solar Cells, núm. 35, pág. 445-451 (1994).
- Perez, R., Ineichen, P. y otros. "Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance". Solar Energy, vol. 44 - núm. 5, pág. 271-289 (1990)
- Perez, R., Ineichen, P., Maxwell, E. y otros. "Dinamic models for hourly global to direct irradiance conversion". Proceedings of the Biennial congress of the International solar

- energy society (Solar World Congress – 1991), vol. 1, parte II, (1991).
- Perez, R., Seals, R. y otros. "A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces". *Solar Energy*, vol. 39, núm. 3, pág. 221-232 (1987)
- Perez, R., Stewart, R. y otros. "An anisotropic hourly diffuse radiation model for sloping surfaces: Description, performance validation, site dependency evaluation". *Solar Energy*, vol. 36, núm. 6, pág. 481-497 (1986)
- Phimmasone, V., Endo, T., Kondo, y. y otro. "Improvement of the Maximum Power Point Tracker for photovoltaic generators with Particle Swarm Optimization technique by adding repulsive force among agents," *International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS 2009)*, pág. 1-6 (2009).
- Phimmasone, V., Kondo, y., Kamejima, T. y otro. "Evaluation of extracted energy from PV with PSO-based MPPT against various types of solar irradiation changes". *2010 International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, pág. 487-492 (2010).
- Picault, D., Raison, B., Bacha, S. y otros. "Changing photovoltaic array interconnections to reduce mismatch losses: a case study". *9th International conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, pág. 16-19 (2010).
- Picault, D., Raison, B., Bacha, S. y otros. "Forecasting photovoltaic array power production subject to mismatch losses". *Solar Energy*, núm. 84, pág. 1301-1309 (2010).
- Pittini, R., Zhe Zhang, Andersen, M.A.E. "Switching performance evaluation of commercial SiC power devices (SiC JFET and SiC MOSFET) in relation to the gate driver complexity". *2013 IEEE ECCE Asia Downunder (ECCE Asia 2013)*, pág. 233-239 (2013).
- POWEREX. "Efficiency Benefits of Full Gate CSTBT™ in PV Applications" Información comercial. Disponible en www.pwr.com (2010).
- POWEREX. "Next Generation of Power Semiconductors using Mitsubishi Silicon Carbide". Información comercial. Disponible en www.powerex.com (2014).
- PV*SOL. Version R3. Valentin EnergieSoftware GMBH. Berlin, Alemania. www.valentin.de .
- PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). Programa del JRC (Joint Research Center). Ispra (Italia). (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>).
- PVPM 1000C "Peak power measuring device for PV-Modules: User Manual". PV-Engineering GmbH, versión 03. (Alemania) 2004.
- PVSYST V4.0. GROUPE ENERGIE (CUEPE). University of Geneva (Suiza) <http://www.pvsyst.com/> .
- PVWATTS. Renewable Resource Data Center. NREL. Golden CO. – EE.UU. (www.nrel.gov/rredc/pvwatts).
- Qiang Mei, Mingwei Shan, Liying Liu, y otro. "A Novel Improved Variable Step-Size Incremental-Resistance MPPT Method for PV Systems". *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, núm. 6, pág. 2427-2434 (2011).
- Rabkowski, J., Pefitsis, D., Nee, H.-P. "Design Steps Toward a 40-kVA SiC JFET Inverter With Natural-Convection Cooling and an Efficiency Exceeding 99.5%". *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 49, núm. 4, pág.1589-1598 (2013).
- Ramaprabha, R., Mathur, B.L. "A comprehensive review and análisis of solar photovoltaic array configurations under partial shaded conditions". *International Journal of Photoenergy*, vol. 2012, artículo ID120214 (2012).
- Ransome, S., Funtan, P. "Why hourly averaged measurement data is insufficient to model PV System performance accurately". *20th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, pág. 2752–2755 (2005).
- Reda, I., Andreas, A, "Solar position algorithm for solar radiation applications". *Solar Energy*,

- vol. 76, núm.5, pág. 577-589 (2004).
- Reda, I., Andreas, A. "Solar position algorithm for solar radiation applications". National Renewable Energy Laboratory (NREL). Revisión Enero-2008 (Documento: NREL/TP_560_34302). Disponible en: www.nrel.gov/docs/fy08osti/34302.pdf.
- Reindl, D.T., Beckman, W.A., Duffie, J.A. "Diffuse fraction correlations". Solar Energy, vol. 45, núm. 1, pág. 1-7 (1990).
- Reindl, D.T., Beckmann, W.A., Duffie, J.A. "Evaluation of hourly tilted surface radiation models". Solar Energy, vol. 45, núm. 1, pág. 9-17 (1990)
- Richards, B.S. "Luminescent layers for enhanced silicon solar cell performance: Down conversion". Solar Energy Materials & Solar Cells, núm. 90, pág. 1189-1207 (2006).
- Rilkd, M, Egan, M.G., Hayes, J.G. y otro. "A soft-switched bidirectional DC-DC converter". European Conference on Power Electronics and Applications, pág. 1-10 (2007).
- Rizal, y., Wibowo, S.H., Feriyadi. "Application of solar position for sun-tracking". International Conference on Sustainable Energy Engineering and Application (ICSEEA - 2012).
- Rodríguez, J.M., Tobías, I., Luque, A. "Random pyramidal texture modelling" Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 45, pág. 241 – 253 (1997)
- ROHM Semiconductor. "SiC Power Devices and Modules". Nota de aplicación 14103EBY01. Disponible en www.rohm.com (2014).
- ROHM Semiconductor. "Silicon Carbide. Schottky Barrier Diodes". White paper CNA110004_wp. Disponible en www.rohm.com (2014).
- ROHM. "The Next Generation of Power Conversion Systems Enabled by SiC Power Devices" Información técnica (white paper). Disponible en www.rohm.com (2013).
- Romano, P., Candela, R., Cardinale, M. y otros. "Optimization of photovoltaics energy production through an efficient switching matrix". Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, vol.1, núm. 3, pág. 227-236 (2013).
- Rose, M.F., Merryman, S.A. "Electrochemical capacitor technology for actuador applications". Proceedings of the 31st Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, IECEC-96, vol. 1, pág. 245-250 (1996).
- Ross, R.T., Nozik, A.J. "Efficiency of Hot-Carriers solar energy converters". Journal of Applied Physic, núm. 53, pág. 3813 – 3818 (1982).
- Roth, P., Georgiev, A., Boudinov, M. "Cheap two axis sun following device". Energy Conversion and Management, vol. 46, núm. 7-8, pág. 1179-1192 (2005).
- Rubio, F.R., Ortega, M.G., Gordillo, M. y otro. "Application of new control strategy for sun tracking". Energy Conversion and Management, vol. 48, núm. 7, pág. 2174-2184 (2007).
- Sahan, B., Araújo, S.V., Kirstein, T. y otros. "Photovoltaic Converter Topologies Suitable for SiC-JFETs". Proceedings on Conference for Power Electronics Intelligent Motion Power Quality (PCIM'09), pág. 431-437 (2009).
- Salas, G., Luque, A. "Concentrator Photovoltaics". Capítulo 1. Editorial Springer. ISBN: 978-3-540-68796-2.
- Salas, V., Olías, E. y otros. "Analysis of the maximum power point tracking in the photovoltaic grid inverters lower than 5 KW". Proceedings of ISES World Congress – 2007. vol. I–V, pág. 1376-1380. Ed. Springer, ISBN: 978-3-540-75996-6 (2009).
- Salas, V., Olías, E., "Overview of the state of technique for PV inverters used in low voltage grid-connected PV systems: Inverters below 10 KW." Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol 13, pág. 1541-1550 (2009).
- Sansa, I., Missaoui, S., Boussada, Z. y otros. "PV power forecasting using different Artificial

- Neural Networks strategies". 2014 International Conference on Green Energy, pág. 54-59 (2014).
- Saridakis, S., Koutroulis, E., Blaabjerg, F. "Optimal design of NPC and Active-NPC transformerless PV inverters". 3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), pág. 106-113 (2012).
- Satel-light: The European Database of daylight and Solar Radiation (www.satel-light.com/core.htm).
- Schaller, R.D., Klimov, V.I "High efficiency carrier multiplication in PbSe nanocrystals: Implications for solar energy conversion". Physical Review Letters, vol. 92, núm. 18 (2004).
- Schimpf, F., Norum, L.E. "Grid connected converters for photovoltaics state of the art, ideas for improvement of transformerless inverters". Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics (NORPIE), 2008.
- Sebaaly, F., Kanaan, H.y., Moubayed, N. "Three-level Neutral-Point-Clamped inverters in transformerless PV systems – State of the Art". 17th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON-2014), pág. 1-7 (2014).
- Sera, D., Teodorescu, R., Hantschel, J. y otro. "Optimized Maximum Power Point Tracker for Fast-Changing Environmental Conditions". IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 55, núm. 7, pág. 2629-2637 (2008).
- Seyezhai, R. "Development of SiC BJT based PWM Inverter for renewable energy resources". International Journal of Scientific & Engineering Research, vol. 2, núm. 11, pág. 1-7 (2011).
- Sheridan, D.C., Ritenour, A., Kelley, R. y otros. "Advances in SiC VJFETs for renewable and high-efficiency power electronics applications". 2010 International Power Electronics Conference (IPEC), pág..3254-3258 (2010).
- Shiguo Luo, Weihong Qiu, Iannello, C., Batarseh, I. "Optimization design of a single-stage AC-DC converter with averaging circuit model and MathCAD®". Seventeenth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC 2002), vol.1, pág. 459-465 (2002).
- Shockley, W., Queisser, H.J. "Detailed Balance Limit of Efficiency of P-N Junction Solar Cell". Journal of Applied Physics, vol. 32, pág. 510-519 (1961).
- Skoplaki, E., Palyvos, J.A. "Operating temperature of photovoltaic modules: a survey of pertinent correlations". Renewable Energy, vol. 34, pág. 23-29. (2009).
- SMA Solar Technology AG, "Rendimiento y derrateo. Sunny Boy, Sunny Mini Central: Descripción Técnica." Versión 1.0. Disponible en www.sma.de.
- SMA Solar Technology AG, "Sunny Boy 3000TL / 3600TL / 4000TL / 5000TL con Reactive Power Control". Ficha técnica. (<http://files.sma.de/dl/15330/SB5000TL-21-DES134717W.pdf>)
- Soga, K. Akasaka, H., Nimiya, H. "A comparison of methods for estimate hourly total irradiance on tilted surfaces from hourly global irradiation on a horizontal surface". IBPSA: International Building Performance Simulation Association. Building Simulation (BS-99), cód. A-28 (1999).
- Solanki, C.S., Beaucarne, G. "Advanced Solar Cell Concepts". Energy for Sustainable Development, vol. XI, núm. 3, pág. 17 – 23 (2007).
- SOLARMAX. "Instruction manual: SOLARMAX 4000C". Sputnik Engineering AG. Biel, Suiza. (www.solarmax.com/en/products/string-inverters/).
- SOLARMAX. "Serie S: Documentación del dispositivo" Ficha técnica. (<http://docs.solarmax.com/SolarMax/Downloads/Stringinverters/Sseries/Instructionmanual/I Mes2000S6000S/>).

- Spyker, R.L., Nelms, R.M., Merryman, S.L. "Evaluation of double layer capacitors or power electronic applications". Proceedings of Applied Power Electronics Conference and Exposition: APEC'96, vol. 2, pág. 725-730 (1996).
- Stamenic, L., Greig, M., Smiley, E. y otro. "Maximum power point tracking for building integrated photovoltaic ventilation systems". Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pág. 1517-1520 (2000).
- STMicroelectronics "The right technology for solar converters". Nota de Aplicación AN3152. Disponible en www.st.com (2010).
- Storey, J.P., Wilson, P.R., Bagnall, D. "Improved optimization strategy for irradiance equalization in dynamic photovoltaic arrays". IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 28, núm. 6, (2013).
- Strümpel, C., McCann, M., Beaucarne, G. "Modifying the solar spectrum to enhance silicon solar cell efficiency – An overview of available materials". Solar Energy Materials & Solar Cells, núm. 91, pág. 238-249 (2007).
- Stultz, J.W. "Thermal and other test of modules performed in natural sunlight". DOE/JPL-1012-78/9, Jet Propulsion Laboratory, NASA – Pasadena (California). EE.UU. (1978). Disponible en <http://www2.jpl.nasa.gov/>.
- SUNWAYS AG. "Sunways NT6000, NT5000, NT4000 and NT2600 Solar Inverters: Ficha técnica". Disponible en www.sunways.eu.
- Švrček, V., Slaovi, A., Muller, J.C. "Silicon nanocrystals as light converter for solar cells". Thin Solid Films, núm. 451-452, pág. 384-388 (2004).
- Swanson, R.M. "A proposed Thermo Photovoltaic solar energy conversion system". Proceedings of the IEEE, vol. 67, ejemplar 3, pág. 446-447 (1979).
- SWERA: Solar and Wind Energy Resorce Assessment. Programa UNEP de la ONU. (<http://swera.unep.net>).
- Syafaruddin, Karatepe, E., Hiyama, T. "Artificial neural network-polar coordinated fuzzy controller based maximum power point tracking control under partially shaded conditions". Renewable Power Generation (IET), vol. 3, núm. 2, pág. 239-253 (2009).
- Syafaruddin, S., Hiyama, T., Karatepe, E. "Investigation of ANN performance for tracking the optimum points of PV module under partially shaded conditions". IPEC, 2010 Conference Proceedings, pág. 1186-1191 (2010).
- Tavares, C.A.P., Leite, K.T.F., Suemitsu, W.I. y otro. "Performance evaluation of photovoltaic solar system with different MPPT methods". 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics (IECON '09), pág. 719-724, 3-5 Nov. 2009
- Teodorescu, R., Liserre, M., Rodríguez, P. "Grid converters for photovoltaic and wind power systems". Capítulo 2. Editorial John Wiley & Sons, 2011. ISBN: 978-0-470-05751-3.
- Thomas, M. "Providing Unparalleled IGBT Efficiency". Bodo's Power Systems: Electronics in Motion and Conversion, núm. March-2013, pág. 28-30 (2013).
- TMY3 DATA SET. Typical Meteorological Year. NREL-National Renewable Energy Laboratory. (http://rredc.nrel.gov/solar/old_data/nsrdb/1991-2005/tmy3). EE.UU.
- Townsend, T.U. "A Method for estimating the long-term performance of direct-coupled photovoltaics". MS Thesis, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison (EE.UU.) 1989.
- TRANSYS. "The Transiest Energy System Simulation Tool" Solar Energy Laboratory (SEL). University of Winconsin. Madison, EE.UU. (www.trnsys.com).
- TRNSYS. "Type 70: Photovoltaic cell/module/array model". Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin. Madison – EE.UU. Disponible en: <http://sel.me.wisc.edu/trnsys/downloads/>

trnsedapps/demos/pub_array.htm

- Trupke, T., Green, M.A., Würfel, P. "Improving solar cell efficiencies by down-conversion of high-energy photons". *Journal of Applied Physics*, núm. 92, pág. 1668-1675 (2002).
- Trupke, T., Green, M.A., Würfel, P. "Improving solar cell efficiencies by up-conversion of sub-band-gap light". *Journal of Applied Physics*, núm. 92, pág. 4117-4123 (2002).
- Trupke, T., Shalav, A. Richards, B.S. y otros. "Efficiency enhancement of solar cells by luminescent up-conversion of sunlight" *Solar Energy Materials & Solar Cells*, núm. 90, págs. 3327 – 3338 (2006).
- Tse, K.K., Chung, H.S.H., Hui, S.y.R. y otro. "A novel maximum power point tracking technique for PV panels". *IEEE 32nd Annual Power Electronics Specialists Conference (PESC-2001)*, vol. 4, pág. 1970-1975 (2001).
- USCi. "1200 V xJ SiC Series 45 mΩ, 1200V - Normally-on JFET Transistors" Información comercial. Disponible en www.unitedsic.com (2014).
- Usla, M.A., Akyazi, O., Altas, I.H. "Design and performance of solar tracking system with fuzzy logic controller". *6th International Advanced Technologies Symposium (IATS'11)*. Mayo - 2011.
- Utrillas, M.P., Martínez-Lozano, J.A. "Performance evaluation of several versions of the Perez tilted diffuse irradiance model". *Solar Energy*, vol. 53, núm. 2, pág. 155-162 (1994).
- Valentine, M., Raducu, A., Sera, D., y otro. "PV Inverter test setup for European Efficiency, static and dynamic MPPT Efficiency evaluation". *11th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM-2008)*, pág. 433-438 (2008).
- Van der Borg, N.J.C.H., Burgers, A.R. "Inverter undersizing in PV systems". *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, vol. 2, pág. 2066-2069 (2003).
- Van Sar, W.G.J.H.M., Meijerink, A., Schropp, R.E.I. y otros. "Enhancing solar cell efficiency by using spectral converters". *Solar Energy Materials & Solar Cells*, núm. 87, pág. 395-409 (2005).
- Vanzosky, E., De Clercq, K., Einhaus, R y otros. "Improved anisotropic etching process for industrial texturing on silicon solar cells" *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 57, pág. 179 – 188 (1999)
- Velasco, G., Guinjoan, F., Pique, R. y otros. "Inverter power sizing considerations in grid-connected PV systems". *European Conference on Power Electronics and Applications (EPE 2007)*, pág. 1-10 (2007).
- Velasco, G., Negroni, J.J., Guinjoan, F. y otros. "Energy generation in PV grid-connected systems: Power extraction optimization for plant-oriented PV generators". *Proceedings of the IEEE International Symposium of Industrial Electronics, 2005 (ISIE-2005)*, vol. 3, pág. 1025-1030 (2005).
- Velasco, G., Negroni, J.J., Guinjoan, F. y otros. "Irradiance Equalization method for output power optimization in plant oriented grid-connected PV generators". *European Conference on Power Electronics and Applications (EPE-2005)*, pág. P1-P16 (2005).
- Velasco-Quesada, G., Guinjoan-Gispert, F., Piqué-López, R. y otros. "Electrical PV array reconfiguration strategy for energy extraction improvement in grid-connected PV systems". *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol.56, núm. 11 (2009).
- Victor, M., Greizer, F., Bremicker, S. y otro. "Method of converting a Direct Current voltage from a source of Direct Current voltage, more specifically from a photovoltaic source of Direct Current voltage, into a Alternating Current voltage". *Patente Internacional*, número de publicación US 2005 0286281 A1 (2005).
- VINCOTECH. "SiC MOSFET-BASED Power Modules for Solar, UPS and Battery Management" Información comercial. Disponible en www.vincotech.com (2014).

- Wagner, A. "Peak power and internal series resistance measurement under natural ambient conditions". Proceedings Eurosun 2000, Copenhagen (Dinamarca), (2000).
- Wang, H., Li, Z., Luo, J. y otros "Design and implementation of a dual-axis sun-tracking system based on microcontroller". 2013 International Conference on Information Technology and Applications (ITA), pág. 384 – 387 (2013).
- Wang, L.F., Singh, C. "Multicriteria design of hybrid power generation systems based on a modified particle swarm optimization algorithm". IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 24, núm. 1, pág. 163–172 (2009).
- Wang, W., Lin, A.S., Phillips, J.D. "Intermediate-band photovoltaic solar cell based on ZnTe:O" Applied Physics Letters, núm. 95 (2009).
- Wang, Y., Carletta, J.E. y otros. "An ultracapacitor model derived using Time-Dependence current profiles". 51st Midwest Symposium on Circuits and Systems: MWSCAS-08, pág. 726-729 (2008).
- Wang, y.J., Hsu, P.C. "Analysis of partially shaded PV modules using piecewise linear parallel branches model". World Academy of Science, Engineering and Technology, vol. 3, núm. 12, pág. 702-708 (2009).
- Weidong X., Dunford, W.G. "A modified adaptive hill climbing MPPT method for photovoltaic power systems". IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (PESC 04), vol. 3, pág. 1957-1963 (2004).
- Wenhan Guo, Jain, P.K. "Design optimization for steady state and dynamic performance of a single-stage power factor corrected AC-DC converter," Nineteenth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC '04), vol.2, pág. 1206-1212 (2004).
- Wilhelm, C., Kranzer, D., Burger, B. "Development of a highly compact and efficient solar inverter with Silicon Carbide transistors". 6th International Conference on Integrated Power Electronics Systems (CIPS) pág.1-6 (2010).
- Wilhelm, C., Thoma, J., Derix, D. "Analysis of power losses of a grid connected PV inverter with Si- and SiC-transistors for generation of reactive power". 15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE), pág.1-9 (2013).
- Wissing, L.. "National Survey Report of PV Power Applications in Germany 2011". International Energy Agency (IEA). Disponible en: www.iea-pvps.org/.
- WRDC: World Radiation Data Center. Federal Service for Hydrometeorology and Environmental Monitoring. Rusia. (www.meteorf.ru)
- Xunwei Zhou; Wang, T.G.; Lee, F.C., "Optimizing design for low voltage DC-DC converters," Twelfth Annual Applied Power Electronics Conference and Exposition, (APEC '97), vol.2, pág. 612-616 (1997).
- Yamada, H. "National Survey Report of PV Power Applications in Japan 2012". International Energy Agency (IEA). Disponible en: www.iea-pvps.org/.
- Yi-Hwa Liu, Shyh-Ching Huang, Jia-Wei Huang y otro. "A Particle Swarm Optimization-Based Maximum Power Point Tracking Algorithm for PV Systems Operating Under Partially Shaded Conditions". IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 27, núm. 4, pág. 1027-1035 (2012).
- Ying, N.P., Khambadkone, AM., Oruganti, R. "Parameters optimization and design of AC to DC," The Fifth International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS 2003), vol.2, pág. 904-909 (2003).
- Yousef, H.A. "Design and implementation of a fuzzy logic computer-controlled sun tracking system". Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE'99) vol. 3, pág. 1030-1034 (1999).
- Yu, G.J., Jung, y.S., Choi, J.y. y otros. "A novel two-mode MPPT control algorithm based on

-
- comparative study of existing algorithms". Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pág. 1531-1534 (2002).
- Zainudin, H.N., Mekhilef, S. "Comparison Study of Maximum Power Point Tracker Techniques for PV Systems". Proceedings of the 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10), pág. 750-757 (2010).
- Zakzouk, N.E., Abdelsalam, A.K., Helal, A.A. y otro. "Modified variable-step incremental conductance maximum power point tracking technique for photovoltaic systems". 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2013), pág. 1741-1748 (2013).
- Ze Cheng, Hang Zhou, Hongzhi Yang. "Research on MPPT control of PV system based on PSO algorithm". 2010 Chinese Control and Decision Conference (CCDC), pág. 887-892 (2010).
- Zehon, G.L., Min, R., Zhang, B. y otros. "Above 700V superjunction MOSFETs fabricated by deep trench etching and epitaxial growth". Journal of Semiconductors, vol. 31, núm. 8, pág. (84002) 1-5 (2010).
- Zhang, Q.Y., Huang, X.Y. "Recent progress in quantum cutting phosphors". Progress in Materials Science, vol. 55, pág. 353-427 (2010).
- Zhang, X., Li, X., Lu, K. "Research on an intelligent solar tracking system based on LPC2131". 3rd IEEE International Conference on Network Infrastructure and Digital Content (IC-NIDC'12), pág. 429-432. Septiembre -2012.
- Zubieta, L., Bonert, R. "Characterization of Double-Layer Capacitor for power electronics applications". IEEE Transaction on Industry Applications, vol. 36, núm 1, pág. 199-205 (2000).

ANEXO 1. LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO 2.

Fig: 2.1: Potencia fotovoltaica (acumulada) instalada en todo el mundo.....	8
Fig: 2.2: Curva de aprendizaje de los módulos fotovoltaicos.	9
Fig: 2.3: Espectro solar en el exterior de la atmósfera y al nivel del mar.....	13
Fig: 2.4: Diagrama usado en la determinación de la eficiencia de Carnot.....	14
Fig: 2.5: Eficiencia Máxima (ultimate efficiency) frente a E_g (eV).....	16
Fig: 2.6: Eficiencia Máxima de S-Q frente a E_g (eV).....	17
Fig: 2.7: Eficiencia Máxima de S-Q para células simples de distintos materiales..	18
Fig: 2.8: Principales causas de pérdida de eficiencia.....	18
Fig: 2.9: Metalización típica de una célula de silicio (fingers).....	20
Fig: 2.10: Fundamento de la capa antirreflejante (ARC)	21
Fig: 2.11: Texturización de la superficie del semiconductor.	21
Fig: 2.12: Light trapping en el interior del semiconductor.....	22
Fig: 2.13: Esquema de los procesos de recombinación.....	23
Fig: 2.14: Probabilidad de separación de los portadores en función del punto en el que se generan.	24
Fig: 2.15: Circuito equivalente de una célula solar.....	24
Fig: 2.16: Diagrama Eficiencia/Coste de las tres generaciones (US\$ de 2003). ...	26
Fig: 2.17: Ejemplo de célula de triple unión (Fuente: Franhoufer Institute for Solar Energy Systems)	27
Fig: 2.18: Fundamento de las células solares multigap.....	29
Fig: 2.19: Diagrama del efecto IPV en una célula multigap.....	29
Fig: 2.20: Diagrama de una célula solar de banda intermedia.	30
Fig: 2.21: Distribuciones de portadores en sus bandas: Cold carriers (izqda) y Hot carriers (dcha).	31
Fig: 2.22: Diagrama de funcionamiento de una célula solar HC.....	32
Fig: 2.23: Creación de dos electrones libres por fotón en un proceso de Ionización por Impacto.	33
Fig: 2.24: Generación múltiple de excitones en puntos cuánticos (Fuente: NREL - EEUU).	34
Fig: 2.25: Fundamento de la conversión espectral (Fuente: NREL - EEUU).....	35
Fig: 2.26: Estructura de una célula solar para <i>Up-conversion</i> (UC-PV).....	36
Fig: 2.27: Mecanismo de conversión GSA/ESA.....	37
Fig: 2.28: Mecanismo de conversión GSA/ETU.....	37
Fig: 2.29: Esquema del proceso DC en el material host.	39
Fig: 2.30: Comparación entre Fotoluminiscencia y <i>Down Conversión</i>	41
Fig: 2.31: Esquema de la conversión termofotovoltaica.....	42
Fig: 2.32: Esquema de la conversión termofotónica.	43
Fig: 2.33: Gráfico Best research-Cell Efficiencies (Fuente: NREL).	44

Fig: 2.34: Trayectoria solar en el hemisferio norte.	47
Fig: 2.35: Configuraciones de seguidores de dos ejes.	48
Fig: 2.36: Configuraciones de seguidores de un eje.	48
Fig: 2.37: Diversas configuraciones de sensores de orientación solar.	50
Fig: 2.38: Sensor de posición solar de 4 cuadrantes.	51
Fig: 2.39: Diagrama de bloques de un sistema de seguimiento híbrido.	52
Fig: 2.40: Configuración con Inversor Central.	54
Fig: 2.41: Configuración con <i>string inverters</i>	55
Fig: 2.42: Configuración con un Inversor <i>multi-string</i>	55
Fig: 2.43: Configuración con AC-modules.	55
Fig: 2.44: Configuración TCT.	56
Fig: 2.45: Configuración BL.	57
Fig: 2.46: Configuración HC.	57
Fig: 2.47: Array fotovoltaico de 81 módulos en una distribución TCT convencional.	58
Fig: 2.48: Distribución SUDOKU del array fotovoltaico de 81 módulos.	59
Fig: 2.49: Campo fotovoltaico en una distribución TCT con un módulo sombreado.	59
Fig: 2.50: Campo fotovoltaico en una distribución TCT con varios módulos sombreados.	60
Fig: 2.51: La igualdad de irradiancia por filas se consigue intercambiando los módulos 2 y 9.	60
Fig: 2.52: Diagrama general del sistema propuesto por Velasco y otros.	62
Fig: 2.53: Esquema de la matriz de conmutación en un sistema de 9 módulos. ...	62
Fig: 2.54: Matriz de conmutación propuesta por Romano, Candela y otros para un sistema de 9 módulos.	64
Fig: 2.55: Configuración óptima de módulos con el algoritmo de Storey y otros. ..	65
Fig: 2.56: Desarrollo del algoritmo de Storey en el caso del ejemplo.	65
Fig: 2.57: Sistema reconfigurable propuesto por Nguyen y otros.	66
Fig: 2.58: Ejemplo de aplicación del procedimiento propuesto por Nguyen y otros.	67
Fig: 2.59: Ejemplo de aplicación del sistema propuesto por Chaaban, Alahmad y otros.	68
Fig: 2.60: Estructura de la matriz de conmutación propuesta por Chaaban, Alahmad y otros.	68
Fig: 2.61: Ejemplo de la configuración de Chaaban de 9 módulos con 2 sombreados.	69
Fig: 2.62: Inversor Central.	70
Fig: 2.63: Inversor Minicentral.	70
Fig: 2.64: Inversor <i>Multi-String</i>	71
Fig: 2.65: Inversor <i>String</i> Monofásico.	71

Fig: 2.66: Inversor <i>Multi-String</i> Monofásico.....	71
Fig: 2.67: Inversor en puente completo monofásico.....	71
Fig: 2.68: Inversor NPC (medio puente) monofásico.	72
Fig: 2.69: Inversor en puente completo trifásico.	72
Fig: 2.70: Inversor NPC trifásico.	72
Fig: 2.71: Esquema de un inversor fotovoltaico en puente monofásico sin transformador.....	74
Fig: 2.72: PWM-Unipolar: Vectores y tensiones.....	75
Fig: 2.73: Forma de onda de la tensión de salida con modulación Unipolar (3 niveles).....	75
Fig: 2.74: Formas de onda de las tensiones en extremos de las capacidades parásitas CPT.....	76
Fig: 2.75: Forma de onda de la tensión de salida con modulación Bipolar (2 niveles).....	76
Fig: 2.76: PWM-Bipolar: Vectores y tensiones.....	77
Fig: 2.77: Formas de onda de las tensiones en extremos de las capacidades parásitas CPT.....	77
Fig: 2.78: PWM-Híbrida: Vectores y tensiones.	78
Fig: 2.79: Formas de onda de las tensiones en extremos de las capacidades parásitas CPT.....	78
Fig: 2.80: Topología H5.	79
Fig: 2.81: Modos de funcionamiento del inversor H5.	80
Fig: 2.82: Topología FB-DCBP.	81
Fig: 2.83: Topología HERIC.....	83
Fig: 2.84: Topología NPC de medio puente.	85
Fig: 2.85: Topología Conergy.	86
Fig: 2.86: Topología ANPC.....	87
Fig: 2.87: Estructuras PT y NPT de un IGBT.	90
Fig: 2.88: Curva $E_{off}/V_{CE(on)}$ en los IGBT.....	92
Fig: 2.89: Dos estructuras MOS con la misma longitud de canal: a) Plana y b) Trench.	92
Fig: 2.90: Distribución del campo eléctrico en las estructuras NPT y PT de un IGBT.	93
Fig: 2.91: Estructura FS-IGBT (<i>FieldStop</i>) frente a NPT-IGBT.....	94
Fig: 2.92: Estructura planar de un MOSFET de potencia (DMOS).....	95
Fig: 2.93: Elementos de la $R_{DS(on)}$	95
Fig: 2.94: Relación $R_{DS(on)}/BV_{DSS}$ para los MOSFET de potencia.	97
Fig: 2.95: Estructuras de puerta en trinchera: a) V-MOS, b) U-MOS.....	97
Fig: 2.96: Estructura del MOSFET de superunión.....	98
Fig: 2.97: Secuencia de fabricación de los pilares de la estructura superunión. ...	98
Fig: 2.98: Estructura de un SiC-MOSFET.....	101

Fig: 2.99: Relación R_{ON} frente a BV_{DSS} en distintas tecnologías MOSFET (Fuente: ROHM).....	102
Fig: 2.100: Estructura de un SiC-JFET normalmente cerrado y configuración cascode.....	103
Fig: 2.101: Estructura de un SiC-JFET normalmente abierto.....	104
Fig: 2.102: Estructura de un SiC-BJT.	104
Fig: 2.103: Características de un módulo/generador fotovoltaico genérico.	107
Fig: 2.104: Variación de la característica P/V de un módulo con la irradiancia y la temperatura	108
Fig: 2.105: Características de un módulo/generador fotovoltaico genérico con sombras parciales.	109
Fig: 2.106: Evolución del punto de trabajo con el algoritmo P&O.....	109
Fig: 2.107: Diagrama de flujo del algoritmo P&O.	110
Fig: 2.108: La pendiente de la tangente en el punto de trabajo indica la posición del MPP.	111
Fig: 2.109: Diagrama de flujo del método de la conductancia incremental.....	112
Fig: 2.110: Diagrama de flujo del algoritmo MPPT basado en V_{oc}	113
Fig: 2.111: Fundamento del algoritmo RCC: Rizado en la tensión y la potencia.	114
Fig: 2.112: Entradas y salidas de un controlador <i>fuzzy</i> genérico para MPPT.....	115
Fig: 2.113: Funciones de pertenencia y tabla de reglas de inferencia.....	116
Fig: 2.114: Estructura de una red neuronal de tres capas.....	117
Fig: 2.115: Diagrama de flujo del algoritmo PSO.	120

CAPÍTULO 3.

Fig: 3.1: Irradiancia recibida por un módulo FV fijo instalado en Logroño (España) en verano.	144
Fig: 3.2: Irradiancia recibida por el módulo anterior un día soleado de invierno..	145
Fig: 3.3: Irradiancia durante un día cubierto de otoño.	145
Fig: 3.4: Irradiancia durante un día con nubosidad variable en primavera.	145
Fig: 3.5: Esquema general del sistema MODEN.....	147
Fig: 3.6: Régimen de funcionamiento del inversor con capacidad más pequeña.	147
Fig: 3.7: Régimen de funcionamiento del inversor con capacidad más grande... ..	147
Fig: 3.8: Distribución de energía fotovoltaica por potencia: Munich – Instalación fija.	150
Fig: 3.9: Distribución de energía fotovoltaica por potencia: Munich – Instalación en fachada.....	151
Fig: 3.10: Distribución de energía fotovoltaica por potencia: Instalación Fija.	152
Fig: 3.11: Distribución de energía fotovoltaica por potencia: Instalación en Edificio.	152
Fig: 3.12: Distribución de energía fotovoltaica por potencia: Instalación Fija (con pérdidas).	153

Fig: 3.13: Distribución de energía fotovoltaica por potencia: Instalación en Edificio (con pérdidas).	154
Fig: 3.14: Eficiencia típica de un inversor MBP con transformador.	157
Fig: 3.15: Eficiencia típica de un inversor BP con transformador.	158
Fig: 3.16: Eficiencia típica de un inversor BP sin transformador.	158
Fig: 3.17: Eficiencia típica de un inversor MP con transformador.....	158
Fig: 3.18: Producción normalizada frente a $P_{INV} / P_{FV-MÁX}$ para instalaciones con y sin MODEN.	161
Fig: 3.19: Producción normalizada frente a $P_{INV} / P_{FV-MÁX}$ para instalaciones con y sin MODEN.	162
Fig: 3.20: Duración de las fases ON y OFF del inversor en función de la potencia de entrada P_{FV}	164
Fig: 3.21: Curvas diarias de potencia solar durante las primeras horas del día (Lat. 43°N).	167
Fig: 3.22: Curvas diarias de potencia solar durante las primeras horas del día (Lat. 53°N).	168
Fig: 3.23: Curvas diarias de potencia solar durante las últimas horas del día (Lat. 43°N).	169
Fig: 3.24: Curvas diarias de potencia solar durante las últimas horas del día (Lat. 53°N).	169
Fig: 3.25: Aproximación lineal de la curva de potencia entre 0 y P_1	171
Fig: 3.26: Determinación de t_{OFF}	172
Fig: 3.27: Determinación de t_{ON}	173
Fig: 3.28: Variación de t_{ON} y t_{OFF} ($P_{ÓPTIMA} = 50\%$ de $P_{NOMINAL}$, $P_1 = 20\%$ de $P_{NOMINAL}$ y $T_1 = 4500$ seg).	174
Fig: 3.29: El valor t_{ON-min} se alcanza para $t = t_{OFF-max}$	174
Fig: 3.30: Coste del equipo MODEN frente al precio unitario de los UC para distintos valores de t_m	183
Fig: 3.31: Coste del equipo MODEN frente a t_m para distintos precios de los ultracondensadores.	184

CAPÍTULO 4.

Fig: 4.1: Diagrama de los ángulos solares.	196
Fig: 4.2: Ángulo de incidencia solar sobre una superficie inclinada.	197
Fig: 4.3: Modelo de la célula ideal.	207
Fig: 4.4: Característica I-V y P-V para una célula solar típica.	209
Fig: 4.5: Modelo de un diodo de una célula real.	210
Fig: 4.6: Simplificación del modelo de un diodo de una célula real.	211
Fig: 4.7: Modelo de dos diodos de una célula real.	212
Fig: 4.8: Modelo de 4 parámetros.	213
Fig: 4.9: Modelo de Wagner.	216

Fig: 4.10: Esquema general de un módulo fotovoltaico.....	219
Fig: 4.11: Comparación curvas real-simulada del generador fotovoltaico.	224
Fig: 4.12: Curva típica de eficiencia de un inversor comercial.....	226
Fig: 4.13: Curva empírica de eficiencia del inversor de la planta prototipo.....	227
Fig: 4.14: Aproximación lineal por tramos de la curva empírica de eficiencia del inversor del prototipo.	228
Fig: 4.15: Modelo físico del ultracondensador de Doble Capa.	234
Fig: 4.16: Modelo básico del ultracondensador de Doble Capa.	234
Fig: 4.17: Modelo de línea de transmisión RC del ultracondensador de Doble Capa.	235
Fig: 4.18: Modelo de línea de transmisión de tres ramas.....	236
Fig: 4.19: Modelo de ultracondensador con capacidades variables.	237
Fig: 4.20: Modelo de ultracondensador de dos ramas con capacidad variable. ...	237
Fig: 4.21: Tensión del condensador ante un pulso de corriente de carga.	237
Fig: 4.22: Otros modelos mixtos de ultracondensador.	238
Fig: 4.23: Modelo de ultracondensador utilizado en la simulación.....	239

CAPÍTULO 5.

Fig: 5.1: Esquema general del sistema MODEN.....	248
Fig: 5.2: Esquema general del sistema MODEN V.	249
Fig: 5.3: Configuración del sistema MODEN V en modo NORMAL.....	250
Fig: 5.4: Flujo de energía en el sistema MODEN V en modo NORMAL.....	250
Fig: 5.5: Configuración del sistema MODEN V en modo MODEN-ON.	251
Fig: 5.6: Flujo de energía en el sistema MODEN V en modo MODEN-ON.	251
Fig: 5.7: Configuración del sistema MODEN V en modo MODEN-OFF.	252
Fig: 5.8: Flujo de energía en el sistema MODEN V en modo MODEN-OFF.....	252
Fig: 5.9: Diagrama de flujo del simulador del sistema MODEN V.....	254
Fig: 5.10: Banda de variación de la tensión de los ultracondensadores.....	255
Fig: 5.11: Variación de potencia con la variación de tensión.....	256
Fig: 5.12: Instalación patrón.....	258
Fig: 5.13: Curva empírica de eficiencia del inversor.....	259
Fig: 5.14: Mejora de producción debida al sistema MODEN V.....	261
Fig: 5.15: Comparación durante un día nublado de invierno.	262
Fig: 5.16: Variación de tensión en los ultracondensadores durante el funcionamiento en modo MODEN.	263
Fig: 5.17: Comparación durante un día soleado de invierno.	263
Fig: 5.18: Comparación durante un día nublado de verano.....	264
Fig: 5.19: Comparación durante un día soleado de verano.....	264
Fig: 5.20: Comparación durante un día con nubosidad variable.	265
Fig: 5.21: Mejora de la Producción Anual frente a la capacidad de los Ultracondensadores.....	266

Fig: 5.22: Evolución mensual de la Mejora de Producción frente a la Capacidad.	266
Fig: 5.23: Variación anual del número de conmutaciones con la Capacidad.....	268
Fig: 5.24: Variación mensual del número de conmutaciones con la Capacidad..	268
Fig: 5.25: Mejora de producción anual en función del rango de variación de V_{UC} .	270
Fig: 5.26: Curva típica Potencia/Tensión de un generador fotovoltaico.....	271
Fig: 5.27: Mejora de producción anual con el rango de variación de V_{UC} asimétrico.	271
Fig: 5.28: Mejora de producción mensual en función de la $P_{LÍMITE}$	273
Fig: 5.29: Mejora de producción anual en función de la $P_{LÍMITE}$	273
Fig: 5.30: Número de conmutaciones en un año en función de la $P_{LÍMITE}$	274
Fig: 5.31: Esquema general de un sistema fotovoltaico conectado a red.....	275
Fig: 5.32: Curva Potencia/Tensión de un generador fotovoltaico típico.....	276
Fig: 5.33: Esquema de un inversor FV basado en un puente inversor.....	277
Fig: 5.34: Inversores Fotovoltaicos: a) Con Booster; b) Con Push-pull.....	278
Fig: 5.35: Estructura del inversor MODEN III.....	279
Fig: 5.36: Modelo del convertidor CC/CC.....	282
Fig: 5.37: Curva de eficiencia del inversor de la instalación prototipo.....	283
Fig: 5.38: Curvas de rendimiento de diversos inversores comerciales.....	284
Fig: 5.39: Variación de la eficiencia máxima del puente inversor con su tensión de entrada.....	285
Fig: 5.40: Curva de irradiancia del día simulado.....	286
Fig: 5.41: Potencia y energía extraída de su generador FV por ambas instalaciones.....	287
Fig: 5.42: Potencia de salida de los inversores de ambas instalaciones.....	287
Fig: 5.43: Energía inyectada en la red por ambas instalaciones.....	288
Fig: 5.44: Primer caso: Tensiones y potencias en el puente inversor trabajando en modo MODEN.....	288
Fig: 5.45: Segundo caso: Tensiones y potencias en el puente inversor trabajando en modo MODEN.....	289
Fig: 5.46: Mejora de producción debida al sistema MODEN III.....	291
Fig: 5.47: Energía inyectada en la red en modo MODEN para distintas capacidades.....	292
Fig: 5.48: Mejora de producción y número de conmutaciones durante un año para distintos UC.....	292
Fig: 5.49: Número de conmutaciones en función del tiempo de encendido para distintos valores de VAR.....	295
Fig: 5.50: Mejora de producción anual en función de $P_{LÍMITE}$	295
Fig: 5.51: Número de conmutaciones en un año en función de $P_{LÍMITE}$	296
Fig: 5.52: Tensión de los ultracondensadores para distintos valores de $P_{LÍMITE}$...	296
Fig: 5.53: Valores de V_{mp} cuando la potencia máxima del generador FV coincide con $P_{LÍMITE}$	299

Fig: 5.54: Histograma de t_{ON} durante un año en los casos simulados.	302
Fig: 5.55: Análisis de la eficiencia del sistema MODEN V en función de sus parámetros.	305
Fig: 5.56: Variación de ΔE_{AC} con ΔV_{UC} y t_{ON-min}	305
Fig: 5.57: Evolución de la mejora energética y la capacidad de los UC en función de ΔV_{UC}	306
Fig: 5.58: Evolución $\Delta Ingresos$ vs $\Delta Costes$ en un sistema MODEN optimizado.	307
Fig: 5.59: Mejora de producción mensual en la configuración ÓPTIMA 1.	310
Fig: 5.60: Histograma de los periodos de conmutación en la configuración ÓPTIMA 1.	310
Fig: 5.61: Mejora de producción mensual en la configuración ÓPTIMA 2.	311
Fig: 5.62: Histograma de los periodos de conmutación en la configuración ÓPTIMA 2.	311
Fig: 5.63: Montpellier-Fija: Relación entre la energía vertida a red (normalizada a $P_{INV}/P_{FV} = 1$) y P_{INV}/P_{FV}	314
Fig: 5.64: Montpellier-Fachada: Relación entre la energía de red (normalizada a $P_{INV}/P_{FV} = 1$) y P_{INV}/P_{FV}	315
Fig: 5.65: Munich-Fija: Relación entre la energía vertida a red (normalizada a $P_{INV}/P_{FV} = 1$) y P_{INV}/P_{FV}	317
Fig: 5.66: Munich-Fachada: Relación entre la energía de red (normalizada a $P_{INV}/P_{FV} = 1$) y P_{INV}/P_{FV}	318
Fig: 5.67: Hamburgo-Fija: Relación entre la energía vertida a red (normalizada a $P_{INV}/P_{FV} = 1$) y P_{INV}/P_{FV}	319
Fig: 5.68: Hamburgo-Fachada: Relación entre la energía de red (normalizada a $P_{INV}/P_{FV} = 1$) y P_{INV}/P_{FV}	320
Fig: 5.69: Helsinki-Fija: Relación entre la energía vertida a red (normalizada a $P_{INV}/P_{FV} = 1$) y P_{INV}/P_{FV}	322
Fig: 5.70: Helsinki-Fachada: Relación entre la energía de red (normalizada a $P_{INV}/P_{FV} = 1$) y P_{INV}/P_{FV}	323

CAPÍTULO 6.

Fig: 6.1: Situación en el mapa de la ubicación de la planta fotovoltaica.	328
Fig: 6.2: Parcela elegida para la instalación de la planta "Ponferrada I".	328
Fig: 6.3: Generadores fotovoltaicos de la planta "Ponferrada I".	329
Fig: 6.4: Instalación fija con inclinación 30° , orientación sur.	329
Fig: 6.5: Generadores fotovoltaicos utilizados con el sistema MODEN V.	329
Fig: 6.6: Características de los módulos fotovoltaicos utilizados en la instalación MODEN.	330
Fig: 6.7: Inversor utilizado en la instalación MODEN.	331
Fig: 6.8: Batería de ultracondensadores del prototipo MODEN.	332
Fig: 6.9: Módulo Ultracondensador.	332

Fig: 6.10: Prototipo del equipo MODEN V.....	333
Fig: 6.11: Diagrama de bloques del equipo MODEN V.	334
Fig: 6.12: Fotografía del equipo MODEN V.....	334
Fig: 6.13: Esquema de la tarjeta de control del equipo MODEN V.....	335
Fig: 6.14: Esquema de los contactores del equipo MODEN V.	336
Fig: 6.15: Diagrama de bloques del <i>firmware</i> del MODEN V.....	338
Fig: 6.16: Contador – Registrador ORBITAX T3.	339
Fig: 6.17: Diagrama de conexión de los contadores de energía.	340
Fig: 6.18: Pantalla de acceso de la aplicación AGNI.....	341
Fig: 6.19: Aplicación AGNI: Configuración de la medida.....	341
Fig: 6.20: Formato de los datos entregados por la aplicación AGNI.....	342
Fig: 6.21: Menú de comandos principales de la aplicación de telemedida de los inversores.....	343
Fig: 6.22: Detección de inversores en la planta “Ponferrada I” (parcial).....	344
Fig: 6.23: Representación gráfica de la energía proporcionada por 5 inversores de la planta.....	345
Fig: 6.24: Representación gráfica de la potencia de salida de un inversor.....	345
Fig: 6.25: Extracto de un fichero <i>excel</i> de datos registrados en un inversor.....	345
Fig: 6.26: Comparación entre los valores de potencia registrados en el inversor y en el contador.....	346
Fig: 6.27: Comparación entre los valores de energía diaria registrados en el inversor y en el contador.	347
Fig: 6.28: Estructura del sistema ‘Medida VI’.	348
Fig: 6.29: Esquema del acondicionador de tensión de la tarjeta ‘Medida VI’.....	349
Fig: 6.30: Esquema del acondicionador de corriente de la tarjeta ‘Medida VI’. ...	349
Fig: 6.31: Cuadro de características de la tarjeta de adquisición de datos Lab-PC+.	350
Fig: 6.32: Panel frontal de la aplicación “Medida_VI ver1.4”.	351
Fig: 6.33: Diagrama de la aplicación “Medida_VI ver1.4”.....	352
Fig: 6.34: Evolución de la tensión de entrada del inversor y su potencia en un día soleado.....	353
Fig: 6.35: Detalle de la evolución de la tensión de entrada del inversor: Modo NORMAL.....	354
Fig: 6.36: Detalle de la evolución de la tensión de entrada del inversor: Cambio de modo MODEN a NORMAL.	354
Fig: 6.37: Evolución de la tensión de entrada del inversor y su potencia en un día nublado.	355
Fig: 6.38: Evolución de la potencia de salida durante el funcionamiento en modo MODEN.....	356
Fig: 6.39: Evolución de P_{CC} y V_{CC} durante el funcionamiento en modo MODEN.	358
Fig: 6.40: Características del generador fotovoltaico de la instalación MODEN. .	364

Fig: 6.41: Características del generador fotovoltaico de la instalación de Referencia.....	365
Fig: 6.42: Energía parcial en la entrada y salida del inversor de Referencia durante un día soleado.....	366
Fig: 6.43: Energía parcial en la entrada y salida del inversor de Referencia durante un día nublado.....	366
Fig: 6.44: Curva de rendimiento del inversor de la instalación de Referencia.	367
Fig: 6.45: Curva de rendimiento del inversor de la instalación de MODEN.	367
Fig: 6.46: Potencia fotovoltaica de las dos instalaciones durante un día soleado.	368
Fig: 6.47: Potencia fotovoltaica de ambas instalaciones durante el arranque de los inversores.....	369
Fig: 6.48: Potencia fotovoltaica de ambas instalaciones un día soleado. Muestras ordenadas.	369
Fig: 6.49: Potencia fotovoltaica de ambas instalaciones. Muestras ordenadas y promediadas.....	370
Fig: 6.50: Comparación entre las potencias extraídas de los generadores FV por ambas instalaciones.	370
Fig: 6.51: P_{CC} de ambas instalaciones en el rango 0 a 1000 vatios.	371
Fig: 6.52: P_{CC} de ambas instalaciones en el rango 1000 a 2500 vatios.....	371
Fig: 6.53: P_{CC} de ambas instalaciones en el rango 2500 a 5000 vatios.....	372
Fig: 6.54: Porcentaje de P_{CC} de la instalación MODEN frente a la de Referencia, en función de esta.	372
Fig: 6.55: Diferencia entre las potencias MODEN y REFERENCIA en un día soleado.....	373
Fig: 6.56: Representación porcentual de la potencia MODEN frente a REFERENCIA en un día soleado.	373
Fig: 6.57: Representación porcentual durante la primera mitad del día.	374
Fig: 6.58: Representación porcentual durante la segunda mitad del día.	374
Fig: 6.59: Representación porcentual de P_{CC} -MODEN durante todos los días analizados.	375
Fig: 6.60: Relación porcentual (aproximada) entre la P_{CC} de ambas instalaciones.	375
Fig: 6.61: Rendimiento teórico del inversor con el equipo MODEN.....	378
Fig: 6.62: Potencia continua extraída del generador fotovoltaico por ambos inversores.....	378
Fig: 6.63: Relación porcentual entre la potencia de la instalación MODEN y la de referencia.	379
Fig: 6.64: Potencia extraída por la instalación MODEN frente a la instalación de REFERENCIA (en %).	380
Fig: 6.65: Curva de rendimiento de ambos inversores.....	381
Fig: 6.66: Evolución real de la Potencia de salida del equipo INVERSOR+MODEN.	

.....	382
Fig: 6.67: Pulsos de funcionamiento equivalentes en un inversor ideal (a) y en el inversor utilizado en la instalación MODEN (b).....	383
Fig: 6.68: Duración de los pulsos de funcionamiento en modo MODEN durante un día nublado.....	384
Fig: 6.69: Caracterización de los periodos de funcionamiento del inversor en modo MODEN para días con diferente perfil de irradiancia.	385
Fig: 6.70: Comparativa de la instalación MODEN (sin MODEN) y la de Referencia.	386
Fig: 6.71: Comparación de la producción de la instalación MODEN: con y sin MODEN.....	387
Fig: 6.72: Mejora de producción de la instalación MODEN al incorporar el sistema MODEN.....	387

ANEXO 2. LISTA DE TABLAS

CAPÍTULO 2.

Tabla 2.1: Costes nivelados de energía en EEUU (medias nacionales) en \$2011.10	
Tabla 2.2: Límite teórico de la eficiencia en células multiunión	28
Tabla 2.3: Registro de la máxima eficiencia alcanzada en las distintas tecnologías: Sin concentración.....	45
Tabla 2.4: Registro de la máxima eficiencia alcanzada en las distintas tecnologías: Con concentración.....	45
Tabla 2.5: Incremento de radiación proporcionado por un seguidor de dos ejes. .	49
Tabla 2.6: Activación de polos en la topología NPC	85
Tabla 2.7: Activación de polos en la topología CONERGY	86
Tabla 2.8: Características de los semiconductores de Banda Ancha.....	100

CAPÍTULO 3.

Tabla 3.1: Rango de potencias en cada bloque.....	149
Tabla 3.2: Distribución de energía por potencias para las ubicaciones estudiadas (sin pérdidas).....	151
Tabla 3.3: Distribución de energía por potencias para las ubicaciones estudiadas (con pérdidas).	153
Tabla 3.4: Información sobre inversores comerciales.	156
Tabla 3.5: Rendimientos de los inversores fotovoltaicos.....	157
Tabla 3.6: Posible mejora de producción (%) con sistema MODEN [P_{INV} / P_{FV-MAX} $=1$, sin pérdidas].	159
Tabla 3.7: Posible mejora de producción (%) con sistema MODEN [P_{INV} / P_{FV-MAX} $=1$, con pérdidas].	160
Tabla 3.8: Posible mejora de producción (%) con sistema MODEN	162
Tabla 3.9: Intervalo de tiempo empleado en subir del 0 al 20% de $P_{NOMINAL}$	167
Tabla 3.10: Intervalo de tiempo empleado en subir del 0 al 20% de $P_{NOMINAL}$	168
Tabla 3.11: Estimación del precio de una instalación fotovoltaica.....	179

CAPÍTULO 4.

Tabla 4.1: Coeficientes del modelo Perez-1990.....	200
Tabla 4.2: Valores característicos de los módulos empleados.....	223
Tabla 4.3: Valores característicos de la planta prototipo: Reales.	223
Tabla 4.4: Valores característicos de la planta prototipo: Extrapolados.	224
Tabla 4.5: Ecuaciones de la aproximación lineal de la curva de eficiencia.....	228
Tabla 4.6: Parámetros del modelo de tres ramas para un condensador comercial.	236
Tabla 4.7: Parámetros del modelo Maxwell de 350 F.	238
Tabla 4.8: Características de los módulos ultracondensadores utilizados en la planta prototipo.....	240

CAPÍTULO 5.

Tabla 5.1: Parámetros característicos (STC) del generador patrón.	258
Tabla 5.2: Resultados de producción de la simulación de la planta convencional (León-España).....	260
Tabla 5.3: Resultados de producción de la simulación de la planta MODEN V (León-España).....	261
Tabla 5.4: Características del generador de la planta patrón (STC).....	286
Tabla 5.5: Resultados de producción de la simulación de la planta patrón en Ponferrada.....	289
Tabla 5.6: Resultados de producción de la simulación de la planta MODEN III (Ponferrada).	290
Tabla 5.7: Mejora de producción de la planta MODEN III frente al margen de variación de V_{UC}	294
Tabla 5.8: Resultados de las simulaciones con parámetros óptimos.	301
Tabla 5.9: Resultados de la simulación del sistema MODEN V: Determinación del óptimo	303
Tabla 5.10: Montpellier-Fija: Resultados de la simulación del sistema MODEN V optimizado	314
Tabla 5.11: Montpellier-Fija: Resultados de la simulación del sistema MODEN III optimizado	315
Tabla 5.12: Montpellier-Fachada: Resultados de la simulación del sistema MODEN V optimizado.....	316
Tabla 5.13: Montpellier-Fachada: Resultados de la simulación del sistema MODEN III optimizado	316
Tabla 5.14: Munich-Fija: Resultados de la simulación del sistema MODEN V optimizado	317
Tabla 5.15: Munich-Fija: Resultados de la simulación del sistema MODEN III optimizado	317
Tabla 5.16: Munich-Fachada: Resultados de la simulación del sistema MODEN V optimizado	318
Tabla 5.17: Munich-Fachada: Resultados de la simulación del sistema MODEN III optimizado	319
Tabla 5.18: Hamburgo-Fija: Resultados de la simulación del sistema MODEN V optimizado	319
Tabla 5.19: Hamburgo-Fija: Resultados de la simulación del sistema MODEN III optimizado	320
Tabla 5.20: Hamburgo-Fachada: Resultados de la simulación del sistema MODEN V optimizado.....	321
Tabla 5.21: Hamburgo-Fachada: Resultados de la simulación del sistema MODEN III optimizado	321
Tabla 5.22: Helsinki-Fija: Resultados de la simulación del sistema MODEN V	

optimizado	322
Tabla 5.23: Helsinki-Fija: Resultados de la simulación del sistema MODEN III optimizado	322
Tabla 5.24: Helsinki-Fachada: Resultados de la simulación del sistema MODEN V optimizado	323
Tabla 5.25: Helsinki-Fachada: Resultados de la simulación del sistema MODEN III optimizado	324
Tabla 5.26: Resumen de resultados de mejora del sistema MODEN en las instalaciones fijas.	324
Tabla 5.27: Resumen de resultados de mejora en las instalaciones sobre fachada.	325

CAPÍTULO 6.

Tabla 6.1: Lógica de las señales de control del inversor para el MODEN V.....	331
Tabla 6.2: Características nominales de los ultracondensadores utilizados.....	333
Tabla 6.3: Resultados de la caracterización de los generadores fotovoltaicos....	362
Tabla 6.4: Extrapolación a STC: Traslación geométrica	363
Tabla 6.5: Extrapolación a STC: Traslación geométrica con corrección del FF ..	363
Tabla 6.6: Extrapolación a STC: De acuerdo a la norma EN-60891	363
Tabla 6.7: P_{CC} extraída por la instalación MODEN (sin MODEN) respecto a la de REFERENCIA	376
Tabla 6.8: Relación entre la E_{AC} producida por la instalación MODEN y la de REFERENCIA	376
Tabla 6.9: P_{CC} extraída por la instalación MODEN (con MODEN) respecto a la de REFERENCIA	380
Tabla 6.10: Estimación del rendimiento del inversor durante su periodo de arranque.....	383
Tabla 6.11: Mejora de producción del sistema MODEN.....	387
Tabla 6.12: Comparación de la mejora de producción del sistema MODEN en el periodo de ensayo.....	390

CAPÍTULO 7.

Tabla 7.1: Resumen de resultados de mejora del sistema MODEN en las instalaciones fijas.	393
Tabla 7.2: Resumen de resultados de mejora del sistema MODEN en las instalaciones en fachada.	393
Tabla 7.3: Índices de mejora necesarios para la rentabilidad económica (Datos 2014).	394