

# OPTIMIZACIÓN DE MODELOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y DEL CONTROL DEL MPPT

## MEMORIA

que presenta para optar al título de doctor por la UPV-EHU

**D. José Antonio Ramos Hernanz**



*En Vitoria-Gasteiz, diciembre de 2017*

## DIRECTORES

Dra. Inmaculada Zamora Belver

Dr. Pablo Eguia López

Departamento de Ingeniería Eléctrica / Elekrika Ingenieritza Saila







## *Tesis Doctoral*

# *Optimización de Modelos de Módulos Fotovoltaicos y del Control del MPPT*

*Autor: José Antonio Ramos Hernanz*

*Directores:*

*Dra. I. Zamora Belver y Dr. P. Eguia López*

*Vitoria-Gasteiz, Diciembre 2017*



*A mis padres, Antonio y Kati, por los esfuerzos y sacrificios realizados.*

*Sobre todo, en estos momentos.*

*Para Marta ... ¡por tantas cosas...!*

*A mi familia y amigos, por su apoyo y cariño, que ha sido el mejor respaldo y motivación.*

*Nunca terminaré de agradecer lo que habéis hecho por mí y espero algún día poder devolverlo.*

*Por ello, esta tesis es mucho más vuestra que mía.*



# Agradecimientos

Esta es una de las páginas más difíciles que he escrito en esta Tesis. Cuando pienso en el tiempo transcurrido siento una satisfacción inmensa, por fin he llegado a un momento que a veces parecía imposible, pero a su vez cierta pena por el paso del tiempo.

Muchas personas me han ayudado a que esta tesis doctoral salga adelante. Sin embargo, he tenido muchas dudas a la hora de hacer esta página de agradecimientos. Primero, porque seguro que alguien se me va a olvidar. Y, en segundo lugar, porque alguno pensará qué no debería estar aquí. De todas maneras, espero en que todos sepáis perdonarme por los posibles errores de olvido (o de inclusión).

En primer lugar, quiero dar las gracias a Inmaculada Zamora y Pablo Eguía, mis Directores de Tesis, por su ayuda, paciencia y por sus consejos durante este tiempo.

Gracias a mis compañeros de la EUI de Vitoria-Gasteiz por su aguante y preocupación. Sobre todo, a José Manuel López-Guede, Ekaitz Zulueta y Oscar Barambones, por sus enseñanzas y por tanto tiempo de trabajo y amistad compartida.

A mis compañeros de equipo de la dirección de la EUI, Xabier Sancho, Inma Tazo, Amaia Mesanza, Estibaliz Apiñaniz, Ruper Delgado, Iñaki Ochoa de Eribe y Montse López de Arcaute, por sus ánimos y comprensión durante el tiempo que he estado desarrollando esta tesis.

También quiero agradecer mis compañeros de la sección departamental de Ingeniería Eléctrica de la EUI, Eduardo Puellas, Joseba Motrico y Joaquín Campayo por su apoyo e interés.

Los proyectos importantes nunca son una obra de uno solo, y al finalizar esta tesis, siento una inmensa alegría por el apoyo recibido de tantas personas, así como el esfuerzo conjunto invertido. Nunca me he sentido solo.

A todos, gracias de corazón.





# Índice general

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación . . . . .	3
1.2. Objetivos de la Tesis . . . . .	8
1.3. Estructura de la Tesis . . . . .	9
<b>2. Sistemas Fotovoltaicos</b>	<b>11</b>
2.1. Introducción . . . . .	13
2.2. Definiciones . . . . .	13
2.2.1. Radiación Solar . . . . .	13
2.2.2. Irradiancia . . . . .	14
2.2.3. Posición Solar . . . . .	15
2.2.4. Declinación Solar . . . . .	16
2.2.5. Coeficiente Air Mass (AM) . . . . .	17
2.3. Generador fotovoltaico . . . . .	18
2.3.1. Módulo Fotovoltaico . . . . .	19
2.3.2. Convertidores CC/CC . . . . .	23
2.4. Modelos de módulos fotovoltaicos . . . . .	23
2.4.1. Modelo ideal . . . . .	24
2.4.1.1. Condiciones de referencia . . . . .	27
2.4.1.2. Banda de energía prohibida . . . . .	29
2.4.1.3. Curvas características . . . . .	30
2.4.1.4. Caracterización de una curva I-V . . . . .	32
2.4.1.5. Factor de Forma o de Relleno (FF) . . . . .	34
2.4.1.6. Efectos resistivos parásitos . . . . .	35
2.4.1.7. Efecto de la Temperatura . . . . .	37
2.4.1.8. Eficiencia . . . . .	39
2.4.1.9. Irradiancia . . . . .	41
2.4.1.10. Pérdidas energéticas en el Módulo Fotovoltaico . . . . .	41
2.4.2. Modelo de un Diodo con pérdidas resistivas . . . . .	42
2.4.2.1. Modelos basados en la resolución de la ecuación característica . . . . .	44
2.4.2.2. Modelos basados en aproximaciones o condiciones del contorno . . . . .	48
2.4.3. Modelo de Dos Diodos con pérdidas resistivas . . . . .	52
2.4.4. Modelos Empíricos . . . . .	54
2.4.5. Modelo basado en la utilización de redes neuronales . . . . .	54

2.5.	Convertidores CC/CC . . . . .	60
2.5.1.	Convertidor elevador Boost . . . . .	60
2.5.1.1.	Modo de conducción continuo (CCM) . . . . .	62
2.5.1.2.	Modo de conducción discontinuo (DCM) . . . . .	65
2.5.1.3.	Ecuaciones de estado . . . . .	66
2.5.2.	Convertidor reductor Buck . . . . .	68
2.5.2.1.	Modo de conducción continua (CCM) . . . . .	69
2.5.2.2.	Modo de conducción discontinua (DCM) . . . . .	71
2.5.3.	Convertidores Elevadores-Reductores . . . . .	72
2.5.3.1.	Convertidor Buck-Boost . . . . .	72
2.5.3.2.	Convertidor Cuk . . . . .	73
2.5.3.3.	Convertidor SEPIC . . . . .	73
2.6.	Algoritmos MPPT . . . . .	74
2.6.1.	Algoritmo Perturbación & Observación . . . . .	76
2.6.2.	Algoritmo de Conductancia Incremental . . . . .	80
2.6.3.	Algoritmo por Control en Modo Deslizante . . . . .	83
2.7.	Conclusiones . . . . .	85
<b>3.</b>	<b>Nueva metodología de obtención de modelos basada en RNAs</b>	<b>87</b>
3.1.	Introducción . . . . .	89
3.2.	Definición del nuevo algoritmo . . . . .	90
3.2.1.	Modelos desarrollados . . . . .	90
3.2.2.	Procedimiento para el modelado . . . . .	91
3.2.3.	Modificación de los conjuntos de datos . . . . .	92
3.2.4.	Estructura y configuración de los parámetros de las RNAs . . . . .	93
3.2.5.	Especificación detallada de la sistemática del procedimiento de modelado . . . . .	94
3.3.	Aplicación de la nueva metodología . . . . .	96
3.3.1.	Adquisición de datos . . . . .	96
3.3.2.	Resultados y validación . . . . .	97
3.4.	Comparación con trabajos previos . . . . .	102
3.5.	Comparación con red neuronal generada por nftool . . . . .	105
3.6.	Conclusiones . . . . .	107
<b>4.</b>	<b>Optimización de los algoritmos P&amp;O y CI</b>	<b>109</b>
4.1.	Introducción . . . . .	111
4.2.	Optimización del algoritmo P&O . . . . .	112
4.3.	Optimización del algoritmo CI . . . . .	113
4.4.	Validación de los modelos . . . . .	114
4.4.1.	Validación mediante simulación . . . . .	115
4.4.1.1.	Validación del algoritmo P&O optimizado . . . . .	115
4.4.1.2.	Validación del algoritmo CI optimizado . . . . .	121
4.4.2.	Validación experimental . . . . .	127
4.4.2.1.	Validación experimental de los algoritmos P&O . . . . .	127
4.4.2.2.	Validación experimental de los algoritmos CI . . . . .	130
4.5.	Conclusiones . . . . .	134

<b>5. Nuevo algoritmo de control en modo deslizante (SMC)</b>	<b>137</b>
5.1. Introducción . . . . .	139
5.2. Descripción del algoritmo de control . . . . .	139
5.3. Generador de señales de referencia . . . . .	140
5.3.1. Procedimiento para la realización del generador de señales de referencia . . . . .	141
5.3.2. Implementación del generador de la corriente de referencia . . . . .	142
5.3.2.1. Generación de la superficie característica mediante red neuronal . . . . .	144
5.3.2.2. Generación de la superficie característica mediante aproximación polinómica . . . . .	145
5.4. Análisis de la señal . . . . .	146
5.5. Validación de estabilidad . . . . .	147
5.6. Validación del algoritmo propuesto . . . . .	149
5.6.1. Validación mediante simulación . . . . .	150
5.6.2. Validación mediante proceso experimental . . . . .	152
5.7. Comparación de algoritmos MPPT . . . . .	156
5.7.1. Ensayo del Algoritmo de control Perturbación & Observación . . . . .	159
5.7.2. Ensayo del Algoritmo de control Conductancia Incremental . . . . .	160
5.7.3. Ensayo del Algoritmo de Control en Modo Deslizante . . . . .	162
5.7.4. Comparación de los resultados . . . . .	163
5.8. Conclusiones . . . . .	163
<b>6. Conclusiones y Líneas Futuras</b>	<b>165</b>
6.1. Conclusiones y contribuciones . . . . .	167
6.1.1. Artículos Científicos . . . . .	169
6.1.2. Contribuciones a Congresos . . . . .	170
6.2. Líneas Futuras . . . . .	172
<b>7. Bibliografía</b>	<b>175</b>
<b>A. Sistema experimental</b>	<b>191</b>
A.1. Descripción del sistema . . . . .	191
A.2. Proceso . . . . .	192
A.2.1. Diseño e implementación del modelo matemático del sistema en Simulink. . . . .	194
A.2.2. Compilación del modelo de Simulink con el compilador de dSPACE. . . . .	196
A.2.3. Creación del modelo de dSPACE Controldesk 5.1. . . . .	197
A.2.4. Activar el proceso de tiempo real. . . . .	198
<b>B. Características de la instalación real y toma de datos</b>	<b>199</b>
B.1. Instalación real . . . . .	199
B.2. Software utilizado . . . . .	200
B.2.1. CB Manager. . . . .	200
B.2.2. TV800plus (V1.11) . . . . .	202

---

# Índice de figuras

1.1. Evolución de la energía en España . . . . .	6
1.2. Potencia fotovoltaica instalada anual (2000-2015) . . . . .	6
2.1. Ángulos Solares . . . . .	15
2.2. Proporción de la atmósfera que atraviesa la luz . . . . .	17
2.3. Esquema básico de una instalación fotovoltaica . . . . .	18
2.4. Módulo monocristalino . . . . .	20
2.5. Módulo Policristalino . . . . .	20
2.6. Módulo fotovoltaico de silicio amorfo de capa fina . . . . .	21
2.7. Las mejores eficiencias conseguidas de las células en investigación (fuente NREL) . . . . .	22
2.8. Célula solar ideal . . . . .	25
2.9. Curva I-V . . . . .	30
2.10. Curva I-V, P-I y P-V de una célula solar . . . . .	31
2.11. Esquema del circuito para obtener la curva I-V de una célula . . . . .	33
2.12. Curvas I-V y P-V a Temperatura constante . . . . .	33
2.13. Curvas I-V y P-V a irradiancia constante . . . . .	34
2.14. Influencia de las pérdidas resistivas en la Curva I-V . . . . .	35
2.15. Influencia de la Resistencia en Serie y de la Resistencia en Paralelo . . . . .	37
2.16. Curva I-V para diferentes Temperaturas a Irradiancia constante . . . . .	38
2.17. Dependencia de la Temperatura . . . . .	39
2.18. Curva I-V para diferentes Irradiancias a Temperatura constante . . . . .	41
2.19. Circuito equivalente con $R_S$ y $R_P$ . . . . .	43
2.20. Circuito equivalente usado para la simulación . . . . .	44
2.21. Modelo de Dos Diodos . . . . .	52
2.22. Esquema de una red neuronal . . . . .	56
2.23. Funciones de activación de las RNAs . . . . .	57
2.24. Circuito del convertidor elevador Boost . . . . .	61
2.25. Modo de conducción continua, en convertidores Boost . . . . .	62
2.26. Tercer modo de funcionamiento, en modo DCM . . . . .	65
2.27. Modo de Conducción Discontinuo . . . . .	66
2.28. Convertidor Reductor Buck . . . . .	68
2.29. Modo de conducción continua, en un convertidor Buck . . . . .	69
2.30. Circuito del modo de funcionamiento, en modo DCM . . . . .	71
2.31. Modo de conducción discontinuo, en el convertidor Buck . . . . .	71
2.32. Circuito del Convertidor Buck-Boost . . . . .	72
2.33. Circuito del Convertidor Cuk . . . . .	73

2.34. Circuito del Convertidor SEPIC . . . . .	74
2.35. Esquema básico de un sistema MPPT . . . . .	75
2.36. P&O para $\Delta P > 0$ y $\Delta V > 0$ . . . . .	77
2.37. P&O para $\Delta P > 0$ y $\Delta V < 0$ . . . . .	77
2.38. P&O para $\Delta P < 0$ y $\Delta V < 0$ . . . . .	78
2.39. P&O para $\Delta P < 0$ y $\Delta V > 0$ . . . . .	78
2.40. Diagrama de flujo del algoritmo P&O . . . . .	79
2.41. Comportamiento del algoritmo P&O en una curva característica P-V . . . . .	80
2.42. Evolución de los estados del algoritmo CI . . . . .	81
2.43. Diagrama de flujo del algoritmo MPPT, CI . . . . .	82
2.44. Principio de funcionamiento de una superficie deslizante . . . . .	83
3.1. Representaciones esquemáticas de los diferentes modelos de RNAs	90
3.2. Esquema de los elementos de medición para el registro de los datos	96
3.3. Coeficientes de correlación de las mejores RNAs . . . . .	100
3.4. Coeficiente de correlación del entrenamiento de la red . . . . .	106
3.5. Coeficiente de Correlación de Test de la Red . . . . .	106
4.1. Esquema en Simulink del algoritmo <i>P&amp;O Teórico</i> . . . . .	112
4.2. Esquema en Simulink del modelo <i>P&amp;O Relay</i> . . . . .	112
4.3. Esquema en Simulink del modelo <i>P&amp;O Tanh</i> . . . . .	113
4.4. Esquema en Simulink del modelo <i>CI Teórico</i> . . . . .	113
4.5. Esquema en Simulink del modelo <i>CI Sign</i> . . . . .	114
4.6. Esquema en Simulink del modelo <i>CI Tanh</i> . . . . .	114
4.7. Valores de la Irradiancia para Temperatura constante . . . . .	116
4.8. Valores de la Temperatura para Irradiancia constante . . . . .	116
4.9. Valor de la potencia para variación de Irradiancias y $T^a$ constante. Modelo <i>P&amp;O Teórico</i> . . . . .	117
4.10. Valor de la potencia para variación de $T^a$ e Irradiancia constante. Modelo <i>P&amp;O Teórico</i> . . . . .	118
4.11. Valor de la potencia para variación de Irradiancias y $T^a$ constante. Modelo <i>P&amp;O Relay</i> . . . . .	118
4.12. Valor de la potencia para variación de $T^a$ e Irradiancia constante. Modelo <i>P&amp;O Relay</i> . . . . .	119
4.13. Valor de la potencia para variación de Irradiancias y $T^a$ constante. Modelo <i>P&amp;O Tanh</i> . . . . .	120
4.14. Valor de la potencia para variación de $T^a$ e Irradiancia constante. Modelo <i>P&amp;O Tanh</i> . . . . .	121
4.15. Valores de las potencias para variación de Irradiancias y $T^a$ constante. Modelo <i>CI Teórico</i> . . . . .	122
4.16. Valor de la potencia para variación de $T^a$ e Irradiancia constante. Modelo <i>CI Teórico</i> . . . . .	123
4.17. Valor de la potencia para variación de Irradiancias y $T^a$ constante. Modelo <i>CI Sign</i> . . . . .	123
4.18. Valor de la potencia para variación de $T^a$ e Irradiancia constante. Modelo <i>CI Sign</i> . . . . .	124

4.19. Valor de la potencia para variación de Irradiancia y $T^a$ constante. Modelo <i>CI Tanh</i> . . . . .	125
4.20. Valor de la potencia para variación de $T^a$ e Irradiancia constante. Modelo <i>CI Tanh</i> . . . . .	126
4.21. Curva P-I y Punto de máxima potencia para las condiciones de trabajo del algoritmo P&O . . . . .	127
4.22. Valores de la $R_{Carga}$ . Ensayo <i>P&amp;O Teórico</i> . . . . .	128
4.23. Resultados de la simulación del algoritmo <i>P&amp;O Teórico</i> , para varia- ciones de la resistencia de carga. . . . .	128
4.24. Valores de la $R_{Carga}$ . Ensayo <i>P&amp;O Relay</i> . . . . .	129
4.25. Resultados de la simulación del algoritmo <i>P&amp;O Relay</i> , para varia- ciones de la resistencia de carga. . . . .	129
4.26. Valores de la $R_{Carga}$ . Ensayo <i>P&amp;O Tanh</i> . . . . .	130
4.27. Resultados de la simulación del algoritmo <i>P&amp;O Tanh</i> para varia- ciones de la resistencia de carga. . . . .	130
4.28. Curva P-I y Punto de potencia máxima para las condiciones de trabajo . . . . .	131
4.29. Valores de la $R_{Carga}$ . Ensayo <i>CI Teórico</i> . . . . .	131
4.30. Comportamiento del algoritmo <i>CI Teórico</i> , para variaciones de la resistencia de carga . . . . .	132
4.31. Valores de la $R_{Carga}$ . Ensayo <i>CI Sign</i> . . . . .	132
4.32. Comportamiento del algoritmo <i>CI Sign</i> , para variaciones de la re- sistencia de carga . . . . .	133
4.33. Valores de la $R_{Carga}$ . Ensayo <i>CI Tanh</i> . . . . .	133
4.34. Comportamiento del algoritmo <i>CI Tanh</i> , para variaciones de la resistencia de carga . . . . .	134
5.1. Esquema del algoritmo de control SMC . . . . .	140
5.2. Curvas características P-I, algoritmo SMC . . . . .	141
5.3. Líneas de MPP de las curvas P-I, para diferentes Temperaturas . . . . .	142
5.4. Datos experimentales para la obtención de los puntos de máxima potencia . . . . .	142
5.5. Líneas de MPP de las curvas P-I, para distintas temperaturas . . . . .	143
5.6. Obtención del plano P - T - $I_{MPP}$ . . . . .	143
5.7. Superficie característica P-T-I de los MPP, para los valores de re- ferencia . . . . .	144
5.8. Coeficiente de correlación del entrenamiento de la red neuronal . . . . .	145
5.9. Coeficiente de correlación de test de la red neuronal . . . . .	145
5.10. Esquema en Simulink del modelo SMC Int . . . . .	147
5.11. Comportamiento de la $R_{PV}$ en la curva característica . . . . .	149
5.12. Valores de la Irradiancia, para Temperatura constante . . . . .	150
5.13. Valores de la Temperatura, para Irradiancia constante . . . . .	150
5.14. Valor de la potencia para variación de Irradiancia y $T^a$ constante, SMC . . . . .	151
5.15. Valores de la potencia para variación de $T^a$ e Irradiancia constante, SMC . . . . .	152

---

5.16. Curva característica P-I con datos experimentales, SMC . . . . .	153
5.17. Valores de la Resistencia de carga, SMC . . . . .	153
5.18. Comportamiento de la Temperatura e Irradiancia, SMC . . . . .	154
5.19. Comportamiento de la $P_{PV}$ frente a la $P_{Carga}$ , SMC . . . . .	154
5.20. Comportamiento de la $V_{PV}$ frente a la $I_{PV}$ , SMC . . . . .	155
5.21. Comportamiento de la $V_{Carga}$ frente a la $I_{Carga}$ , SMC . . . . .	155
5.22. Comportamiento de la $I_{PV}$ frente a la $I_{Ref}$ , SMC . . . . .	156
5.23. Esquemas de los elementos utilizados . . . . .	157
5.24. Instalación real . . . . .	158
5.25. Esquema de elementos de medición para el registro de datos . . .	158
5.26. Curva P-I para el <i>algoritmo P&amp;O</i> . . . . .	159
5.27. Valores de la Resistencia de carga $R_{Carga}$ para el <i>algoritmo P&amp;O</i> . .	159
5.28. Comportamiento de la $P_{PV}$ frente a la $P_{Carga}$ para el <i>algoritmo</i> <i>P&amp;O</i> . . . . .	160
5.29. Curva P-I para el <i>algoritmo CI</i> . . . . .	160
5.30. Valores de la Resistencia de carga $R_{Carga}$ para el <i>algoritmo CI</i> . .	161
5.31. Comportamiento de la $P_{PV}$ frente a la $P_{Carga}$ para el <i>algoritmo CI</i> .	161
5.32. Curva P-I para el <i>algoritmo SMC</i> . . . . .	162
5.33. Valores de la Resistencia de carga $R_{Carga}$ para el <i>algoritmo SMC</i> .	162
5.34. Comportamiento de la $P_{PV}$ frente a la $P_{Carga}$ para el <i>algoritmo</i> <i>SMC</i> . . . . .	163

---

# Índice de tablas

2.1.	Clasificación de los convertidores continua-continua . . . . .	23
2.2.	Resumen del comportamiento del algoritmo P&O . . . . .	79
2.3.	Resumen del comportamiento del algoritmo CI . . . . .	82
3.1.	Procedimiento Sistemático General de aprendizaje . . . . .	92
3.2.	Procedimiento sistemático . . . . .	95
3.3.	Especificaciones del módulo fotovoltaico Mitsubishi PV-TD185MF5 . . . . .	96
3.4.	Mejor RNA con 1 capa oculta para cada aproximación y sus resultados (RMSE) para el conjunto de datos de 22 meses . . . . .	98
3.5.	Mejor RNA con 2 capas ocultas para cada aproximación y sus resultados (RMSE) para el conjunto de datos de 22 meses (Nodos 1/2 significa los nodos de la 1 <sup>a</sup> y 2 <sup>a</sup> capa oculta). . . . .	98
3.6.	Resultados de precisión del Test (RMSE) para todas las combinaciones de nodos ocultos y funciones de activación para una RNA con 1 capa oculta. . . . .	101
3.7.	Resultados de precisión del Test (RMSE) para todas las combinaciones de nodos ocultos y funciones de activación para una RNA con 2 capas ocultas. (Nodos 1/2 significa los nodos de la 1 <sup>a</sup> y de la 2 <sup>a</sup> capa oculta) . . . . .	101
3.8.	Comparación de los resultados del procedimiento de modelización con los resultados de trabajos relevantes anteriores . . . . .	103
3.9.	Mejores RNAs con 1 capa oculta . . . . .	105
3.10.	Mejores RNAs con 2 capas ocultas . . . . .	105
4.1.	Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el <i>P&amp;O Teórico</i> , a T <sup>a</sup> constante . . . . .	117
4.2.	Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el <i>P&amp;O Teórico</i> , a Irradiancia constante . . . . .	117
4.3.	Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el <i>P&amp;O Relay</i> , a T <sup>a</sup> constante . . . . .	118
4.4.	Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el <i>P&amp;O Relay</i> , a Irradiancia constante . . . . .	119
4.5.	Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el <i>P&amp;O Tanh</i> , a T <sup>a</sup> constante . . . . .	120
4.6.	Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el <i>P&amp;O Tanh</i> , a Irradiancia constante . . . . .	120



4.7.	Comparativas de los algoritmos P&O . . . . .	121
4.8.	Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el <i>CI Teórico</i> , a $T^a$ constante . . . . .	122
4.9.	Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el <i>CI Teórico</i> , a Irradiancia constante . . . . .	122
4.10.	Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el <i>CI Sign</i> , a $T^a$ constante . . . . .	123
4.11.	Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el <i>CI Sign</i> , a Irradiancia constante . . . . .	124
4.12.	Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el <i>CI Tanh</i> , a $T^a$ constante . . . . .	125
4.13.	Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el <i>CI Tanh</i> , a Irradiancia constante . . . . .	126
4.14.	Comparativas de los algoritmos CI . . . . .	126
5.1.	Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el <i>SMC</i> a $T^a$ constante . . . . .	151
5.2.	Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el <i>SMC</i> , a Irradiancia constante . . . . .	152
5.3.	Características del convertidor Boost . . . . .	158



# Capítulo 1

## Introducción

1.1. Motivación

1.2. Objetivo de la Tesis

1.3. Estructura de la Tesis



# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Motivación

El mercado energético español ha estado determinado tradicionalmente por una fuerte dependencia con respecto a las energías fósiles y a la energía nuclear. Esto implica una fuerte dependencia de otros países y una gran falta de sostenibilidad, así como un alto impacto medioambiental.

Las compañías eléctricas, en la última parte de los años 80, empezaron a implantar pequeñas plantas solares con conexión a la red eléctrica. Fue en 1985 cuando *Iberdrola* instaló en España la primera planta solar de 300 kW, en Guadalix de la Sierra (Madrid). Después fueron diferentes compañías como *Gesa* en Menorca (50 kW), *Unión Fenosa* en Mora (Toledo, 1 MW) o *Endesa* en Sierra María (Almería, 100 kW). Estas instalaciones se usaron habitualmente para estudiar y analizar su comportamiento [1].

En 1995 se publica el *LIBRO VERDE* de la Energía, dónde se diseña el futuro desarrollo de las energías renovables en España. Con él se publica el Plan de Energías Renovables (PER) [2], abarcando el período 1997-2007, incluyendo a la energía solar fotovoltaica con las siguientes características:

1. Potencia a instalar en 10 años (1997-2007): 700 MW.
2. Establecimiento de una prima por cada kWh producido. Se establecen tres tipos de primas: para instalaciones menores de 10 kW, para instalaciones de hasta 100 kW y para instalaciones superiores a 100 kW

Sin embargo, a finales de 2005 en España solo había instalados unos 67 MWp fotovoltaicos, de los cuales 22 pertenecían a instalaciones aisladas y los 45 restantes a instalaciones conectadas a red. El mercado fotovoltaico español fue muy reducido hasta que en mayo de 2007, el gobierno publica el Real Decreto 661/2007 que regulará la producción de energía en régimen especial [3]. Este RD va a permitir una tarifa de inyección a red (TIR) de unos 0,40 €/kWh, dependiendo este valor de la potencia nominal de cada instalación. Es entonces cuando el gobierno español estableció como prioridad de su política el fomento de las energías renovables. Para la energía fotovoltaica, se estableció un objetivo de potencia instalada

de 371 MW hasta el año 2010. Así, se definió un sistema ilimitado en cuanto a la potencia a instalar, retribuido mediante una tarifa regulada que representaba 500 veces el valor real de la electricidad en el mercado eléctrico. Debido a estas medidas, en junio de 2007 después de una impulsiva actividad se consigue una potencia acumulada de 326 MW (de 371 MW planificados) y durante todo ese año había en España un total de 635 MW instalados, superando ampliamente las previsiones. En 2008 España se convirtió en el primer país del mundo en instalaciones fotovoltaicas, con más de 2.000 MW instalados durante ese año, superando a países como Alemania, que tradicional había sido el líder internacional en implantación de la energía solar. El auge se debió fundamentalmente a la prima otorgada, a la facilidad de conseguir créditos baratos, el marco legal permitía construir grandes instalaciones compartidas por muchos pequeños propietarios y la disponibilidad de terrenos y unas condiciones climáticas apropiadas. Gracias a ello, en septiembre de 2008 la potencia instalada acumulada había alcanzado 3352 MW.

Esta situación llevó al Gobierno a limitar las tarifas mediante la aprobación del Real Decreto 1578/2008, del 26 de septiembre de 2008 [4]. Este Real Decreto establece un nuevo marco retributivo más restringido para las nuevas plantas fotovoltaicas, en el cual se reduce la retribución por la energía producida en un 30 %, aproximadamente. Se introduce una reducción progresiva de la retribución anual del 10 % y se determina un límite de potencia a instalar con un máximo anual de 500 MW durante los siguientes años. Además, se limitó el número de instalaciones que tenían derecho a tarifa y el plazo de percepción de la misma (25 años). Las instalaciones acogidas a este régimen coexistieron con instalaciones amparadas por el Real Decreto 661/2007.

Debido al empeoramiento general de la economía en España, además del problema específico del vertiginoso déficit de ingresos del sistema eléctrico, los Gobiernos, a partir del año 2010, aprueban un conjunto de medidas sucesivas e inconexas, y con efectos retroactivos para instalaciones fotovoltaicas en funcionamiento, que generaron una grave situación de incertidumbre en el sector.

En el año 2010 se publica el Real Decreto 14/2010, para la regulación de la energía solar fotovoltaica [5], la llamada ley anti-fotovoltaica. Los principales cambios de este Real Decreto fueron [6] :

- Se aplica retroactividad eliminando el derecho de cobro de la prima equivalente para las instalaciones fotovoltaicas para solo 25 años de vida útil.
  - Se reduce la tarifa fotovoltaica en un 5 % para instalaciones sobre techo pequeñas, 25 % para las instalaciones sobre techo medianas y un 45 % para las instalaciones de suelo.
  - Se obliga a que las instalaciones que estén emplazadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas y que cuenten en su interior con un punto de suministro de potencia contratada por al menos un 25 % de
-

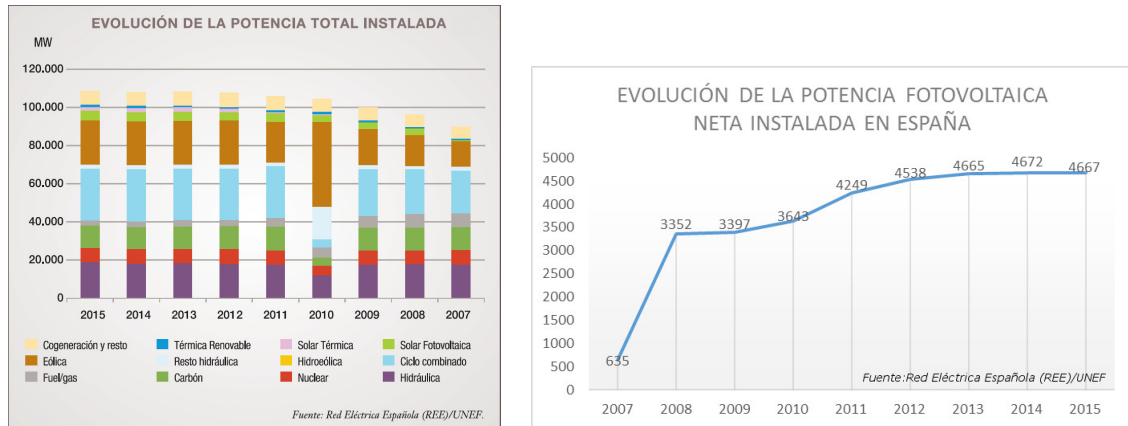
la potencia nominal de la instalación sean consideradas sobre cubierta del Tipo I.

- Se dispone que las instalaciones colocadas sobre invernaderos se consideran como suelo y no como cubierta. Por ello, los invernaderos y balsas de riego serán consideradas como instalaciones de Tipo II sobre suelo. Serán las Comunidades Autónomas las que tendrán que considerar si otras instalaciones situadas sobre techados, cristaleras, depósitos se consideran tejado o suelo.
- No se fijan compensaciones económicas por la adaptación de las instalaciones ya existentes a la nueva normativa de reactiva, huecos de tensión y centros de control.

El 18 de noviembre del año 2011 se aprobó el Real Decreto 1699/2011, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia (inferiores a 10 kW) con un intento de fomentar el autoconsumo. El 27 de enero de 2012 con la aprobación del RD 1/2012 se impone una moratoria a la energía fotovoltaica, que suprime las primas a todas las instalaciones proyectadas en este año y los siguientes. Para determinar un nuevo régimen retributivo para las instalaciones fotovoltaicas se aprueban el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio y la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio. Posteriormente el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre regula cómo legalizar las instalaciones de energía solar fotovoltaica y energía eólica para autoconsumo de energía eléctrica. Con el Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, se dispone de las garantías que hay que depositar para el acceso a las instalaciones fotovoltaicas a la red de transporte y de distribución, decretando la garantía económica por un valor equivalente a 10 €/kW. Las instalaciones de potencia igual o inferior a 10 kW quedan exentas de la presentación de esta garantía, o aquellas instalaciones de generación que no tengan la consideración de instalaciones de producción destinadas al autoconsumo. La Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, establece los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Posteriormente se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para el año 2016 con la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Finalmente, con la Resolución de 9 de febrero de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, se modifica la resolución de 18 de diciembre de 2015.

Todo este desarrollo normativo provocó que en 2014 se instalaran solo 22 MW de potencia fotovoltaica en España, siendo una parte relevante de los mismos en instalaciones aisladas, generalmente relacionadas con actividades agrarias y de regadío. Se puede apreciar la debilidad que sufre el sector desde 2009 pero sobre todo desde 2012, que se mantiene aproximadamente constante. La capacidad

del sistema fotovoltaico español ha disminuido desde el año 2014 al 2015. En España se instalaron solo 49 MW en 2015 siendo la potencia solar fotovoltaica neta instalada en España de 4667 MW. Según el informe anual de 2016 de la UNEF (*Unión Española Fotovoltaica*) [7] y como se muestran en la Figura 1.1.



(a) Evolución de la energía total en España (b) Evolución de la energía solar fotovoltaica en España

Figura 1.1: Evolución de la energía en España

La paralización en la construcción de nuevas instalaciones que sufre la energía fotovoltaica en España está principalmente ocasionada por una normativa estatal adversa. Siendo opuesto el comportamiento en Europa y a nivel mundial, donde ha habido un alto incremento de instalaciones fotovoltaicas, apostando decididamente por este tipo de energía, Figura 1.2.

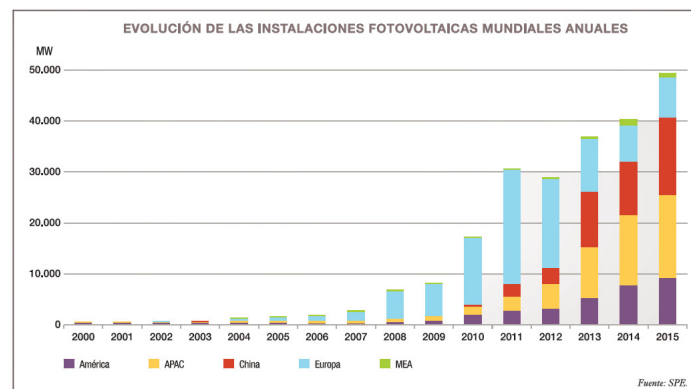


Figura 1.2: Potencia fotovoltaica instalada anual (2000-2015)

Desde el punto de vista medioambiental se pueden citar las siguientes ventajas [8, 9]:

- Los módulos fotovoltaicos son limpios, silenciosos y no dañan el medio ambiente.
- No produce emisiones de CO<sub>2</sub> ni de otros gases contaminantes a la atmósfera.



- No consume combustibles, por lo tanto el coste marginal de generación es despreciable.
- En una instalación sin seguidores solares, no hay piezas móviles susceptibles de desgaste, rotura o sustitución, garantizando altos niveles de confiabilidad y una larga vida útil.
- Al producir energía no genera residuos.
- La energía primaria es inagotable.

Desde el punto de vista socio-económico la generación fotovoltaica presenta las siguientes ventajas:

- La instalación de este sistema de energía renovable requiere una obra muy rápida.
- Modularidad de equipos. De forma que puede planearse y construirse rápidamente reduciendo riesgos en la incertidumbre en la inversión. Así, es fácil de adaptar a las condiciones del sitio a instalar, ajustar a la demanda necesaria agregando o quitando módulos fotovoltaicos, etc.
- El mantenimiento es mínimo para garantizar el funcionamiento del sistema.
- Tienen una vida útil larga (los módulos fotovoltaicos duran aproximadamente 30 años).
- Resisten condiciones climáticas extremas: granizo, viento, temperatura, humedad.
- No existe una dependencia de los países productores de combustibles fósiles.
- En zonas rurales o alejadas de las líneas eléctricas permiten tener electricidad, sin depender de esos sistemas.
- Venta de excedentes de electricidad a una compañía eléctrica.
- Se reducen las pérdidas de transmisión y distribución, en función de los flujos de potencia y grado de penetración.

Sin embargo, esta tecnología también presenta desventajas. La desventaja fundamental es su coste, aunque la tecnología va mejorando y se consiguen mejores rendimientos y precios más económicos. Otras desventajas son:

- Cambio en los perfiles de tensión en la red, dependiendo del grado de generación insertada en el sistema y de los niveles de consumo.
  - Incremento de las corrientes de cortocircuito en la red. Impacto en los sistemas de protección que pueden perder eficacia en la operación y la coordinación.
-

- El coste de la inversión es elevado. La demanda aún no es suficiente como para abaratar considerablemente los costes, aunque van reduciéndose paulatinamente.
- Su fabricación aún depende de energías no limpias, con lo que por ese lado sí repercute negativamente en el medioambiente.
- En instalaciones aisladas, tiene ciertas restricciones de consumo debido a que no puede utilizarse más energía que la acumulada, de noche o en épocas de escaso sol.

Debido a la versatilidad de las instalaciones fotovoltaicas, y a un aumento en la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, junto con una sustancial disminución de su precio, a nivel mundial, la energía fotovoltaica es hoy en día un sector competitivo, siendo capaz de adaptarse a cualquier localización, en un mundo donde aún hay numerosos países que no tienen acceso a la energía eléctrica.

Es decir, la energía fotovoltaica ha alcanzado ya un alto grado de madurez, aunque aún tiene un elevado margen de mejora. Así, en esta tesis se proponen mejoras en la operación de los módulos fotovoltaicos, con el objetivo de aumentar el rendimiento de dichos módulos y contribuir de esta manera a reducir la amortización de esta tecnología.

## 1.2. Objetivos de la Tesis

El objetivo de esta tesis es la optimización de los modelos de módulos fotovoltaicos y del control del punto de máxima potencia de los convertidores de CC/CC usados en las instalaciones fotovoltaicas. Para alcanzar este objetivo se han considerado los siguientes objetivos parciales:

1. Revisión del estado del arte sobre modelización de módulos fotovoltaicos.
  2. Revisión del estado del arte sobre algoritmos de control para el seguimiento del punto de máxima potencia.
  3. Desarrollo de una nueva metodología para la generación de modelos basados en redes neuronales, a partir de datos experimentales.
  4. Optimización de los algoritmos de control más comúnmente usados para el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).
  5. Desarrollo de un nuevo algoritmo de MPPT basado en control en modo deslizante
  6. Validación de los algoritmos propuestos mediante simulación y mediante medidas experimentales.
-

Así, con los desarrollos llevados a cabo en esta tesis se pretende conseguir una mayor eficiencia y estabilidad en el seguimiento del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico, ante cambios climatológicos o de variación de las cargas conectadas. Con ello, se pretende reducir los costes de operación y aumentar la producción de la generación fotovoltaica.

### 1.3. Estructura de la Tesis

El presente documento se estructura en seis capítulos, la bibliografía más relevante utilizada y dos anexos. En el primer capítulo se analiza la motivación que llevo al autor a realizar esta tesis. España es un país con una potencia solar muy elevada y fue líder europeo durante unos años hasta que los últimos gobiernos frenaron estos progresos. A pesar de los muchos impedimentos a nivel gubernamental para la implantación de instalaciones fotovoltaicas, mediante múltiples Órdenes Ministeriales y Reales Decretos, el autor cree en las grandes posibilidades que tiene esta energía sostenible para su implantación y desarrollo de mejora.

En el segundo capítulo se recoge el estado del arte sobre sistemas fotovoltaicos. Primero se definen una serie de términos indispensables para entender el comportamiento de la energía fotovoltaica como son la Radiación Solar, la Irradiancia, la Posición y Declinación Solar y el coeficiente de Masa de Aire. En segundo lugar, se explican los dos elementos básicos de un generador fotovoltaico, el módulo fotovoltaico y el convertidor CC/CC. Para ello, se describen diferentes tipos de células solares. En la tercera parte de este capítulo se desarrollan cuatro formas de analizar las células y módulos fotovoltaicos para su posterior simulación. Se parte de un modelo simple para continuar con modelos más complejos, con uno o dos diodos, en los que se analizan las pérdidas resistivas que existen en las células. Esta parte finaliza con el análisis del modelado de módulos fotovoltaicos mediante redes neuronales. A continuación, en este capítulo se analizan los convertidores básicos CC/CC más utilizados en los sistemas fotovoltaicos, haciendo hincapié en los convertidores elevadores (Boost) y reductores (Buck). Finalmente, se describen los algoritmos de control para el seguimiento del punto de máxima potencia.

En el tercer capítulo se desarrolla una nueva metodología de obtención de modelos de redes neuronales óptimos para la simulación de módulos fotovoltaicos. Su objetivo es realizar un procedimiento sistemático para la obtención de modelos globales (no parciales) de módulos fotovoltaicos de una forma desatendida, es decir, sin intervención humana. Analizando el algoritmo y la aplicación de la metodología, se desarrollan diferentes modelos, de menor a mayor complejidad, explicándose el procedimiento para el modelado y el tratamiento del conjunto de datos experimentales. A continuación, con el objetivo de validar la metodología propuesta, se comparan los modelos desarrollados con otros modelos realizados en trabajos previos y con un modelo desarrollado mediante la utilización de la herramienta nftool de Matlab.

---

En el cuarto capítulo se analiza el comportamiento de dos de los algoritmos de control más utilizados en las instalaciones fotovoltaicas, el algoritmo de Perturbación & Observación y el algoritmo de Conductancia Incremental. De cada algoritmo se realizan tres versiones, la primera versión, más teórica, se basa en el diagrama de flujo que define cada algoritmo. Las otras dos versiones, optimizadas, se basan en las condiciones de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos expresadas en sus curvas características. Posteriormente, se validan los modelos mediante simulación y mediante medidas experimentales.

En el quinto capítulo se desarrolla un nuevo algoritmo de control en modo deslizante (SMC). Este algoritmo necesita un valor de referencia para su función de conmutación. En esta tesis, se propone utilizar un generador de corrientes de referencia, que va a ser realizado a partir de los mismos datos que se usan en el capítulo tres para modelar el módulo fotovoltaico. Conociendo el valor de la variable y el valor de su referencia se realiza un análisis para conocer el comportamiento que tiene que tener el convertidor, que va a funcionar como un adaptador de impedancias a la salida del módulo fotovoltaico. Se demuestra también la estabilidad del algoritmo propuesto mediante la teoría de estabilidad de Lyapunov. El algoritmo de control se valida tanto mediante simulación como mediante un proceso experimental. Finalmente, se comparan el nuevo algoritmo propuesto en esta tesis con los algoritmos analizados en el capítulo cuatro, demostrándose su superioridad.

En el sexto capítulo se recogen las principales conclusiones que se obtienen de esta tesis, se expone el rendimiento científico surgido a partir de la misma y se plantean las posibles líneas de investigación futuras.

Para finalizar, se ha incluido el capítulo de referencias y dos anexos. En el primero se explican los pasos necesarios para realizar las comprobaciones en tiempo real, los equipos usados y los modelos informáticos. En el segundo anexo se explica el proceso completo realizado, para la adquisición de los datos necesarios para la realización del modelo simulado de módulo fotovoltaico, así como para la realización del generador de corrientes de referencia para el algoritmo de control en modo deslizante.

# Capítulo 2

## Sistemas Fotovoltaicos

2.1. Introducción

2.2. Definiciones

2.3. Generador fotovoltaico

2.4. Modelos de módulos fotovoltaicos

2.5. Convertidores CC/CC

2.6. Algoritmos MPPT

2.7. Conclusiones



# Capítulo 2

## Sistemas Fotovoltaicos

### 2.1. Introducción

En este capítulo se recoge el estado del arte sobre los sistemas fotovoltaicos, definiendo un conjunto de términos fundamentales para comprender el comportamiento de la energía fotovoltaica. Posteriormente se describen los módulos fotovoltaicos y los convertidores CC/CC. Se ha analizado el comportamiento de las células y de los módulos fotovoltaicos para su simulación mediante modelos informáticos. Para finalizar, se definen los algoritmos de control, para el MPPT, utilizados en esta tesis.

### 2.2. Definiciones

A continuación se definen una serie de términos relacionados con la energía fotovoltaica que son necesarios para entender los sistemas fotovoltaicos.

#### 2.2.1. Radiación Solar

Se define *radiación solar* como el flujo de energía que se recibe desde el Sol en forma de ondas electromagnéticas de diferentes frecuencias (luz visible, infrarrojo y ultravioleta) [10]. Aproximadamente, la mitad de las ondas que se reciben pueden ser detectadas por el ojo humano, siendo esto lo que se entiende por luz visible. La otra mitad, la mayor parte, se sitúa en la zona infrarroja del espectro y también hay una menor parte que está en la zona ultravioleta.

Según como les llega a los objetos en la superficie terrestre la radiación solar se divide en los siguientes tipos de radiación [11]:

- *Radiación directa*. Es la radiación que reciben los objetos directamente del Sol sin que haya ningún elemento en medio que impida su recepción. Por ello, la radiación no sufrirá ningún cambio en su dirección. En la recepción de esta radiación los objetos opacos proyectarán una sombra debido a que impiden su paso. En el caso en que la radiación directa sea sobre

una superficie inclinada, ésta será igual a la radiación directa sobre la superficie horizontal, multiplicada por un coeficiente resultante de dividir las radiaciones extraterrestres sobre superficie inclinada y horizontal.

- *Radiación difusa.* Es aquella porción de la radiación que al franquear la atmósfera es absorbida o reflejada por las nubes en todas las direcciones. También influyen las partículas de polvo atmosférico y demás componentes de la atmósfera. Por este motivo, esta radiación no origina sombra debido a los objetos opacos interpuestos, siendo las superficies horizontales las que más radiación difusa reciben, debido a que ven toda la bóveda celeste, en tanto que las superficies verticales sólo reciben de una mitad de la bóveda terrestre absorbiendo menos radiación.
- *Radiación reflejada.* Es la radiación que reflejan los elementos de la superficie terrestre. La cantidad de radiación que reflejen las superficies va a depender del coeficiente de reflexión (factor de albedo) que tenga cada superficie. Las superficies horizontales, debido a su posición, no reciben radiación reflejada, debido a que no ven ninguna superficie terrestre, mientras que las superficies verticales son las que más radiación reflejada reciben. Cuando se tiene una superficie receptora que forma un ángulo distinto de cero con la horizontal, se tiene que incluir en el cálculo de la radiación global la radiación reflejada (o de albedo) producida por el entorno. Se puede utilizar la aproximación de que el suelo refleja isotrópicamente toda la radiación que recibe, ya que la aportación de la irradiancia de albedo a la irradiancia global es generalmente baja
- *Radiación global.* Es la radiación total compuesta de la suma de la radiación directa, difusa y reflejada.

Durante un día despejado, con cielo limpio, mayoritariamente se recibirá radiación directa y menos radiación difusa, siendo al revés en caso de tener un día nublado. Los distintos tipos de generadores solares aprovechan de forma distinta la radiación solar. Los elementos planos, por ejemplo, captan la radiación total (directa mas difusa), mientras que los colectores de concentración van a captar sólo la radiación directa. Debido a esto, los colectores de concentración suelen situarse en zonas donde hay muy poca nubosidad y con pocas brumas, normalmente en el interior y alejadas de las costas. Los generadores solares planos pueden colocarse en cualquier lugar, siempre que la radiación que se tiene sea suficiente.

### 2.2.2. Irradiancia

Se denomina *Irradiancia* solar total extraterrestre a la cantidad de energía que proviene del sol, por unidad de área, y que reciben las capas más exteriores de la atmósfera por cada instante de tiempo. El valor de esta cantidad puede variar (aproximadamente un 3 %) tanto espacial como temporalmente, debido a la posición del elemento en la Tierra y de la posición de la Tierra con respecto del Sol [12].



### 2.2.3. Posición Solar

El movimiento de traslación de la Tierra alrededor del Sol describe una trayectoria de forma elipsoidal, con un momento de máximo acercamiento entre ambos, llamado perihelio, y uno de máximo alejamiento, llamado afelio [12]. La irradiancia solar total extraterrestre oscilará anualmente desde un valor máximo a uno mínimo. La Organización Meteorológica Mundial define la “*Constante Solar*” como el promedio anual de la irradiancia solar total extraterrestre y recomienda asignarle el valor de  $1366,1 \text{ W/m}^2$  (valor obtenido mediante consideraciones teóricas relativas a la temperatura del Sol y al movimiento de traslación de la Tierra alrededor del Sol). Entonces, la cantidad de energía solar por unidad de área que recibe la Tierra en un punto por encima de la atmósfera terrestre (extraterrestre) durante el instante de tiempo  $dt$ , puede escribirse según la ecuación (2.1).

$$dG = I_0 \cdot \varepsilon \cdot \cos \theta_z \cdot dt \quad (2.1)$$

Siendo:

- $I_0 =$  Constante Solar ( $\text{W/m}^2$ ).
- $\varepsilon =$  Factor de corrección (modulación) de  $I_0$  debido a la excentricidad de la órbita terrestre.
- $\theta_z =$  Ángulo cenital (ángulo de observación del Sol).

Si la proporción de radiación solar que es capaz de atravesar la atmósfera fuera del 100 % (o no hubiese atmósfera), la proyección de cada uno de los puntos extraterrestres sobre la superficie terrestre recibiría, durante ese instante  $dt$ , la misma cantidad de energía  $dG$ . En un mayor intervalo de tiempo, la cantidad de energía recibida debe expresarse como una integral en el tiempo. Por ello se define un sistema de coordenadas que indica la posición de observación del Sol desde cualquier punto de la superficie de la tierra para todo instante de tiempo. En astronomía estas coordenadas son: el ángulo zenital  $\theta_{zs}$  y el ángulo azimutal  $\Psi_s$ ; definidas como se muestra en la Figura 2.1.

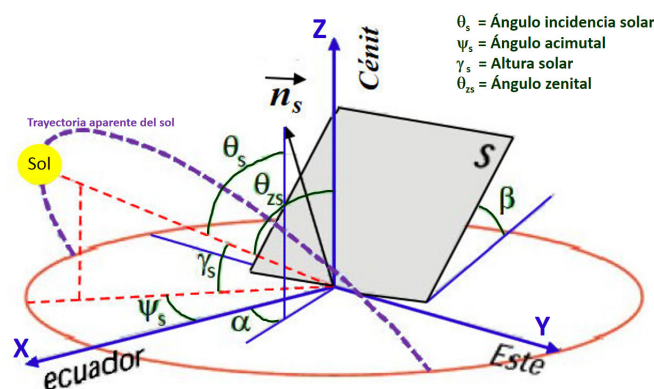


Figura 2.1: Ángulos Solares

Definiendo además el ángulo solar ( $\omega$ ) como “0” (cero) al medio día, positivo en las mañanas y con una variación de  $15^{\circ}$  por hora a partir del medio día, es posible expresar dG mediante la ecuación (2.2).

$$dG = I_0 \cdot \varepsilon \cdot (\text{sen } \lambda \cdot \text{sen } \delta + \text{cos } \lambda \cdot \text{cos } \delta \cdot \text{cos } \omega) \cdot dt \quad (2.2)$$

Donde:

- $\lambda$  = Latitud del punto de observación.
- $\omega$  = Ángulo solar.
- $\delta$  = Declinación solar (resultado de la inclinación del eje de rotación de la Tierra)
- $I_0$  = Se expresa en unidades de energía por unidad de área, por horas.

Al integrar dG sobre un intervalo de tiempo suficientemente pequeño, como para que tanto  $\varepsilon$  como  $\delta$  puedan considerarse constantes, por ejemplo, entre  $t_1$  y  $t_2$  (o equivalentemente entre  $\omega_1$  y  $\omega_2$ ) se obtiene la expresión (2.3).

$$G = I_0 \cdot \varepsilon \cdot \left( \frac{12}{\pi} \right) \cdot (\text{sen } \lambda \cdot \text{sen } \delta \cdot (\omega_2 - \omega_1) + \text{cos } \lambda \cdot \text{cos } \delta \cdot (\text{sen } \omega_2 - \text{sen } \omega_1)) \quad (2.3)$$

Si el intervalo de tiempo es igual a una hora, entonces el valor de G se obtiene de la expresión (2.4).

$$G = I_0 \cdot \varepsilon \cdot (\text{sen } \lambda \cdot \text{sen } \delta + \text{cos } \lambda \cdot \text{cos } \delta \cdot \left( \frac{24}{\pi} \text{cos } \omega_0 \text{sen } \frac{\pi}{24} \right)) \quad (2.4)$$

Donde:

- $\omega_0$  = Ángulo solar a mitad del intervalo de tiempo.

#### 2.2.4. Declinación Solar

La declinación solar ( $\delta$ ) es el ángulo formado por la línea que une los centros del Sol y de la Tierra, con su proyección sobre el plano ecuatorial, medida en grados [13].

Toma un valor máximo en el solsticio de verano de  $23.45^{\circ}$ , cuando el Sol se ve más alto en el cielo (con mayor ángulo de elevación) durante el mediodía, en el hemisferio norte. Y un valor mínimo en el solsticio de invierno de  $-23.45^{\circ}$ , cuando el Sol se ve más bajo en el cielo (con menor ángulo de elevación) durante el mediodía, en el hemisferio norte. Siendo sus valores en los equinoccios de primavera y otoño de cero.

---

Su valor para cada día del año viene dado por la ecuación (2.5), considerándose que el valor de  $\delta$  permanece constante a lo largo del día.

$$\delta = 23,45 \operatorname{sen} \left[ (284 + n) \cdot \frac{360}{365} \right] \quad (2.5)$$

Donde:

- $n$  = Es el número de días desde el comienzo del año (día juliano).

### 2.2.5. Coeficiente Air Mass (AM)

El coeficiente Air Mass (masa de aire) define la longitud del camino óptico directo a través de la atmósfera de la Tierra, respecto del espesor correspondiente al Sol en el zenit (vertical del lugar). O sea, la longitud de la trayectoria que toma la luz a través de la atmósfera normalizado al trayecto más corto posible (cuando el sol está directamente vertical). Se utiliza normalmente para caracterizar el rendimiento de las células solares en condiciones estandarizadas, y se refiere a la utilización de la sintaxis "AM" seguido de un número. Se define como se indica en la ecuación (2.6).

$$AM = \frac{1}{\cos\theta} \quad (2.6)$$

Se dice que está a una atmósfera de masa de aire AM1 cuando el Sol se encuentre perpendicular al plano terrestre. Cuando el sol se desvía de la perpendicular la luz tendrá que realizar más recorrido por el aire y será absorbida en su trayecto. Por ello, es necesario conocer el espesor de masa de aire que atraviesa la luz en cualquier momento. Habrá que tener en cuenta la latitud física de la instalación solar y la posición de la tierra en su trayectoria de traslación alrededor del sol. El sol variará su altura dependiendo de la estación del año. Representa la proporción de la atmósfera que la luz debe atravesar antes de llegar a la Tierra en relación con la longitud de la trayectoria vertical, que es igual a  $Y/X$ , como se muestra en la Figura 2.2.

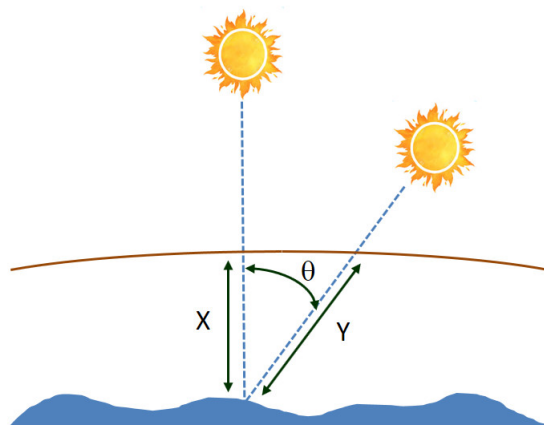


Figura 2.2: Proporción de la atmósfera que atraviesa la luz

Otro factor que puede influir es el que depende de la situación del sol diariamente. El sol avanza desde una baja irradiación, llegando al máximo cuando esté perpendicular a la superficie terrestre y vuelve a disminuir al atardecer. De esta forma se definen los siguientes valores:

1. La intensidad solar externa a la atmósfera (**AM0**) es de  $1353 \text{ (W/m}^2\text{)}$ ,
2. En la superficie terrestre a nivel del mar, en el plano perpendicular al sol (**AM1.0**) la intensidad luminosa es de  $980 \text{ (W/m}^2\text{)}$ .
3. En una latitud equivalente a un ángulo de  $48,2^\circ$ , que se considera el estándar de **AM1.5**, la intensidad es de  $840 \text{ (W/m}^2\text{)}$
4. Con un ángulo de  $60^\circ$  se considera el estándar de **AM2.0** con una intensidad de  $765 \text{ (W/m}^2\text{)}$ .

### 2.3. Generador fotovoltaico

Una instalación fotovoltaica es un conjunto de dispositivos que generan energía eléctrica utilizable, a partir de la conversión directa de la radiación solar por medio de células solares [14]. En la Figura 2.3 se muestra un esquema simple de una instalación fotovoltaica.

Básicamente, está compuesta por: los módulos fotovoltaicos (generador fotovoltaico propiamente dicho), un convertidor CC/CC (con seguidor del punto de máxima potencia), baterías de almacenaje de energía y el inversor CC/CA. Aunque su configuración puede ser diferente según el uso a la que esté destinada, [15]. En esta tesis se analizarán solamente dos de los elementos, los módulos fotovoltaicos y el convertidor CC/CC.

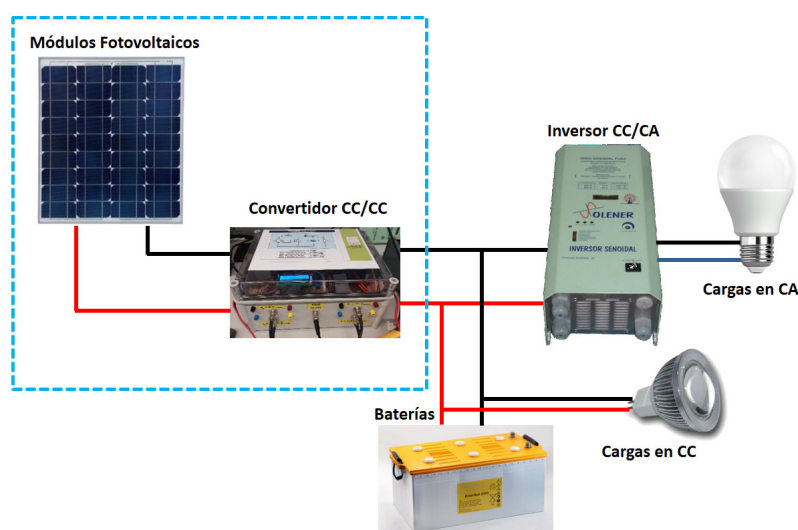


Figura 2.3: Esquema básico de una instalación fotovoltaica

### 2.3.1. Módulo Fotovoltaico

Un módulo fotovoltaico está formado por la conexión de múltiples células solares, conectadas en serie y/o en paralelo para obtener la tensión y corrientes deseadas. Una célula solar es un sistema semiconductor que absorbe luz (energía solar) y la convierte de forma directa en energía eléctrica. La principal fuente de energía de una instalación fotovoltaica es la célula fotovoltaica. Por ello, un generador fotovoltaico está constituido de muchas células solares asociadas eléctricamente entre sí.

La célula fotovoltaica, es el elemento encargado de transformar la energía solar en eléctrica. Se basa en un fenómeno físico denominado efecto fotovoltaico, que consiste en la producción de una fuerza electromotriz por la acción de un flujo luminoso que incide sobre la superficie de dicha célula. [16].

La célula fotovoltaica más común consiste en una delgada lámina de material semiconductor, compuesto principalmente por silicio de cierto grado de pureza, que al ser expuesto a la luz solar absorbe fotones de luz con suficiente energía como para originar el "salto de electrones", desplazándolos de su posición original hacia la superficie iluminada. Al desprenderse estos electrones con su carga negativa (n) originan la aparición de huecos o lagunas con cargas positivas (p).

Como los electrones tienden a concentrarse del lado de la célula fotovoltaico donde incide la luz solar, se genera un campo eléctrico con dos zonas bien diferenciadas: la negativa, de la cara iluminada donde están los electrones y la positiva, en la cara opuesta donde están los huecos. Si ambas zonas se conectan eléctricamente mediante conductores adheridos a cada una de las caras de la célula fotovoltaico, el desequilibrio eléctrico origina una fuerza electromotriz o diferencia de potencial, creando una corriente eléctrica para igualar las cargas. Dicha corriente, continua, se genera en un proceso constante mientras actúe la luz solar sobre la cara sensible de la lámina.

En las células solares, lo que se suele hacer es unir dos regiones del silicio que han sido tratadas químicamente de forma diferente, como es la unión P-N. Una de las regiones, la denominada *N* ha sido dopada, impurificada con fósforo. El fósforo tiene 5 electrones de valencia, uno más que el silicio, de modo que esta región muestra una afinidad por los electrones menor que el silicio. La otra región, denominada *P*, ha sido dopada con boro. El boro tiene sólo tres electrones de valencia, por lo que su afinidad para captar electrones es mayor que la del silicio puro. Si se unen estas dos regiones por medio de materiales conductores, la unión P-N así formada presenta una diferencia de potencial que hace que los electrones liberados vayan hacia la zona *N* y los huecos hacia la zona *P*, produciéndose una corriente eléctrica.

Las células fotovoltaicas se clasifican según el tipo de semiconductores que las componen en: células de silicio monocristalino, células de silicio policristalino y células de capa fina (células de silicio amorfo, diseleniuro de cobre e indio o telurio

---

de cadmio).

- **Células de silicio monocristalino.** Es el tipo de célula más común, y también el primero que se produjo industrialmente, formada por silicio puro monocristalino sin interrupciones, cuya estructura atómica está perfectamente ordenada, según se muestra en la Figura 2.4.

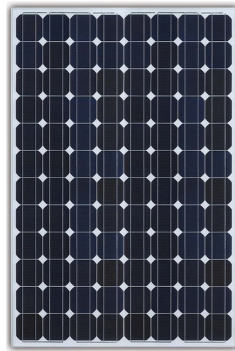


Figura 2.4: Módulo monocristalino

- **Células de silicio policristalino.** Si el proceso de fabricación, en vez de partir de un mono-cristal, se hace dejando solidificar lentamente en un molde rectangular la pasta de silicio, se obtiene un sólido formado por muchos pequeños cristales o granos de silicio, del cual pueden cortarse células policristalinas cuadradas, lo que facilita enormemente la fabricación de módulos fotovoltaicos compactos, sin posteriores mecanizaciones de célula, (Figura 2.5.)

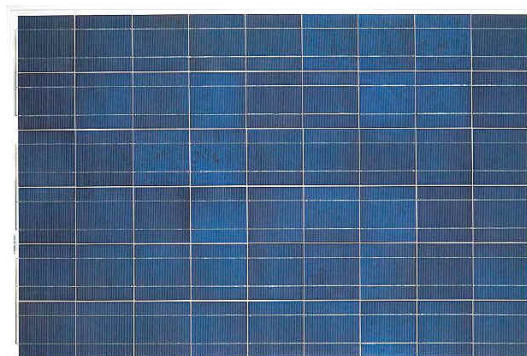


Figura 2.5: Módulo Policristalino

Estas células han alcanzado una amplia comercialización, aunque sus rendimientos son algo menores que las mono-cristalinas. Hay diferentes tipos de silicio policristalino dependiendo del tamaño de los cristales que lo componen, que generalmente en los más modernos es mucho más pequeño que en las células más antiguas, lo que da un aspecto más homogéneo a su superficie.

- **Células de silicio amorfo.** Están compuestas de hidrogenado de silicio, no cristalino, depositado sobre otra sustancia con un espesor del orden de 1 micrómetro. No existe estructura cristalina ordenada y el silicio se deposita sobre un soporte transparente, en forma de una capa fina. Presentan un color marrón y gris oscuro. Son las más baratas, pero las menos duraderas y las de menor rendimiento. Tiene un funcionamiento óptimo bajo la luz artificial, (Figura 2.6).



Figura 2.6: Módulo fotovoltaico de silicio amorfo de capa fina

El silicio amorfo tiene unas propiedades totalmente diferentes al silicio cristalino. Por ejemplo, su elevada velocidad de recombinación, que está producida por la gran cantidad de imperfecciones en la red cristalina, que crean núcleos activos para la recombinación. Este efecto se ve compensado en parte por la adición de hidrógeno, que hace disminuir la velocidad de recombinación de los portadores. Este tipo de silicio presenta también un alto coeficiente de absorción, lo que permite la utilización de espesores de material activo muy pequeños. Las células fotovoltaicas de este tipo son habitualmente empleadas para pequeños dispositivos electrónicos (calculadoras, relojes) y en pequeños módulos portátiles.

- **Células de Teluro de Cadmio (CdTe).** Es otro material policristalino de lámina delgada. Una célula típica de CdTe está formada por una capa (tipo P) de Teluro de Cadmio, unida a una fina capa (tipo N) de CdS y finalmente formada por una capa, generalmente SnO<sub>2</sub>, la cual está conectada con el contacto eléctrico.

Tiene una banda de energía prohibida casi ideal de 1,44 eV, (es la energía necesaria para que un electrón de un enlace covalente pase a la banda de conducción desde la banda de valencia, donde puede conducir una corriente) también posee un elevado coeficiente de absorción. Uno de sus problemas es su elevada resistividad eléctrica, solventada mediante la adición de una capa de ZnTe entre el CdTe y el contacto. Otras desventajas son el coste de los materiales, siendo algunos elementos tóxicos.

- **Células de Arseniuro de Galio (GaAs).** Es uno de los materiales más eficientes en comparación con las células tradicionales. Es un componente

semiconductor mezcla de dos elementos, multiunión. Tiene la ventaja sobre el silicio que trabaja mejor a altas temperaturas, hecho de gran importancia para células que trabajan en sistemas concentradores de radiación. Sin embargo, presenta problemas por tener componentes tóxicos. Tiene una banda de energía prohibida ( $E_g$ ) de 1.42 eV, próxima a la máxima.

- **Células de Diseleniuro de Cobre e Indio (CuInSe<sub>2</sub> o “CIS”).** Es un material fotovoltaico policristalino con un elevado coeficiente de absorción que se emplea en películas de cinco o seis micras de espesor. Resulta difícil conseguir películas uniformes y sin defectos. Las capas finas de diseleniuro de cobre e indio (CIS) se conectan con el semiconductor de sulfuro de cadmio (CdS) consiguiéndose una excelente absorción de luz. Esta conexión es una heterounión (unión entre dos semiconductores, cuya banda prohibida es diferente).
- Existen también los llamados **módulos Tándem** que combinan dos tipos de materiales semiconductores distintos. Debido a que cada tipo de material aprovecha sólo una parte del espectro electromagnético de la radiación solar, mediante la combinación de dos o tres tipos de materiales es posible aprovechar una mayor parte del mismo.

En la Figura 2.7 se muestran las eficiencias de conversión de las mejores células solares que se están investigando en todo el mundo, para diversas tecnologías fotovoltaicas desde 1976.

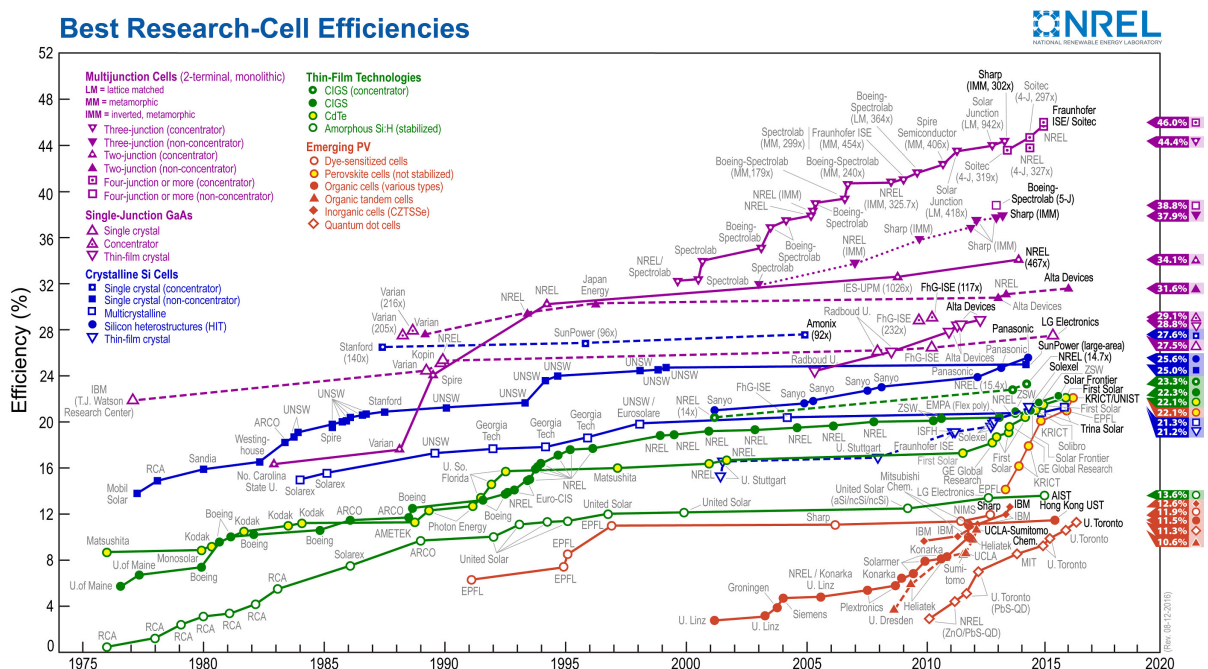


Figura 2.7: Las mejores eficiencias conseguidas de las células en investigación (fuente NREL)



### 2.3.2. Convertidores CC/CC

En el contexto de las energías renovables, y más concretamente en el caso de la energía fotovoltaica, se puede definir al convertidor CC/CC como el elemento que adecua (eleva o reduce) la tensión producida en el generador fotovoltaico, tensión no regulada, adaptándola al nivel de tensión que se necesita para alimentar a las cargas en CC, o al inversor para su transformación en CA. La tensión obtenida con el convertidor también es corriente continua, pero además está regulada [17, 18].

El convertidor también se va a encargar del seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), debido a que esta magnitud va a variar cuando varían las condiciones climáticas. Así, el principal objetivo de la conversión CC/CC es el de transferir potencia eléctrica en forma de corriente continua, con las menores pérdidas y la mayor eficiencia posible.

Se pueden clasificar los convertidores conmutados dependiendo de la relación que se desee tener entre el valor de la tensión de entrada y el valor de la tensión de salida. Así, se pueden clasificar en tres tipos básicos: reductor (salida de la tensión inferior a la entrada), elevador (salida de la tensión superior a la entrada) y elevador-reductor (salida de la tensión superior, igual o inferior a la entrada), como se indica en la Tabla 2.1.

Topología	Nombre
Reductor	Buck
Elevador	Boost
Reductor-Elevador	Buck-Boost
	Cuk
	SEPIC

Tabla 2.1: Clasificación de los convertidores continua-continua

## 2.4. Modelos de módulos fotovoltaicos

La bondad de un modelo de un módulo fotovoltaico reside en comprobar que los datos simulados coinciden con los datos facilitados por el fabricante, en unas condiciones estándar de ensayo, o con las medidas tomadas experimentalmente en el módulo fotovoltaico real. Para ello, se necesita de un modelo lo suficientemente completo que cumpla con estas premisas.

Hay dos formas generales de desarrollar estos modelos. La primera es realizar los modelos a partir de unas ecuaciones que definan el comportamiento de los módulos. La segunda, partiendo de un módulo real, realizar medidas experimentales y con estas medidas realizar el modelo mediante aproximaciones. Estas aproximaciones pueden ser, por ejemplo, polinómicas [19] o mediante redes neuronales [20], como es el método que se propone en esta tesis y que se expondrá más adelante.

En este contexto, la forma más básica de simular un módulo fotovoltaico partiendo de ecuaciones que definan su comportamiento es el modelo ideal, el cual no tiene pérdidas. Es un modelo sencillo, pero tiene muchas limitaciones por lo que simplemente sirve para poder entender bien el funcionamiento de los módulos.

El modelo de un diodo con pérdidas resistivas supera estas limitaciones y cumple con la mayoría de los requisitos de precisión, sin tener una complejidad excesiva. Sin embargo, si por necesidad de diseño se necesita una complejidad mayor, el modelo se tendría que realizar partiendo del modelo de dos diodos con pérdidas resistivas.

En la literatura, la mayoría de los autores se basan para sus simulaciones en el modelo de un diodo con pérdidas resistivas. Por ello, este modelo es el que se detalla con más amplitud en los siguientes apartados. Primero se analiza el comportamiento de una única célula para luego ampliarlo al conjunto de células serie-paralelo que forman el módulo fotovoltaico.

### 2.4.1. Modelo ideal

Durante los últimos años se han desarrollado muchos modelos de células fotovoltaicas, que van desde simples modelos idealizados a los modelos detallados que reflejan los detalles de los procesos físicos que ocurren en las células. Para cumplir los objetivos del diseño del sistema, el modelo debe proporcionar los medios para calcular los valores de corriente, de tensión y de potencia de las matrices de células, en todo el rango de condiciones de operación que se encuentren.

Los datos sobre las características de las células o del módulo fotovoltaico, necesarios para utilizar en el modelo, deben ser proporcionados por el fabricante. Sin embargo, debido a los pocos datos ofrecidos por los fabricantes, muchas veces es difícil realizar modelos muy detallados y, además, dependiendo de la finalidad, los modelos más sencillos pueden ser suficientes en cuanto a precisión.

El modelo básico de un generador fotovoltaico es una célula solar. Se puede analizar la célula solar como un diodo, generalmente de silicio, diseñado para maximizar la absorción de fotones y minimizar la reflexión, transformando directamente parte de la energía solar recibida en energía eléctrica.

El modelo o circuito equivalente ideal de una célula fotovoltaica se representa por una fuente de corriente en antiparalelo con un diodo, como se muestra en la Figura 2.8.

Así, la fuente de corriente produce una corriente foto-generada, o foto-corriente  $I_{PH}$  generada por el efecto fotoeléctrico, que es función de la radiación solar ( $G$ ) y de la Temperatura ( $T$ ).

---

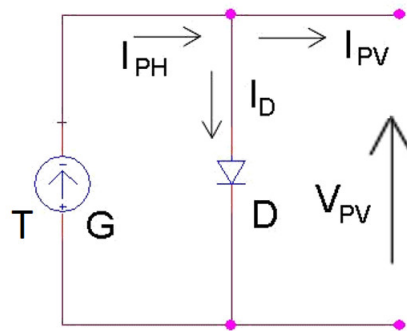


Figura 2.8: Célula solar ideal

Los dos parámetros principales que se usan para caracterizar una célula solar son la corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ ) y la tensión de circuito abierto ( $V_{OC}$ ):

- Si se conectan eléctricamente los dos terminales de la célula, fluirá una corriente que está formada por los electrones foto-generados que pueden llegar a la zona  $N$  del material, gracias al campo eléctrico de la unión. Esta corriente se denomina de *cortocircuito*, y se representa por  $I_{SC}$ . Es mayor cuanto mayor sea la irradiancia solar que incide sobre la célula, es decir, cuanto mayor sea el número de fotones que llegan a la misma. La corriente de cortocircuito se produce al principio de la polarización de la célula y representa el valor máximo de corriente en el cuadrante de potencia (I-V) que puede extraerse de la célula solar. Es preciso aclarar que, para una célula ideal, la corriente de corto circuito es la corriente total producida en la célula solar mediante irradiación solar, es decir, cuando la célula recibe la mayor excitación de fotones en su estructura interna. La corriente de cortocircuito se debe a la generación y recolección de los portadores de carga generados y depende de una serie de factores:
  - ◇ Área de la célula solar. Es la superficie de la célula solar.
  - ◇ Número de fotones. Cantidad de energía de la fuente de luz incidente. La  $I_{SC}$  de una célula solar es directamente proporcional a la intensidad de la luz.
  - ◇ Espectro de la luz incidente. Para el análisis de células solares se usa el espectro normalizado AM1.5. Es interesante que las longitudes de onda que constituyen la luz sean admitidas por la célula solar.
  - ◇ Propiedades ópticas. Absorción y reflexión de la célula solar.
  - ◇ Probabilidad de generación de carga de la célula solar, tiempo de vida y recombinación superficial. La corriente producida será mayor cuanto mayor sea el tiempo de vida y menor la recombinación superficial.
- Si se deja los dos terminales de la célula sin conectar, es decir, en circuito abierto, la acumulación de cargas produce una tensión entre los electrodos, que también será mayor cuanto mayor sea la irradiancia. Esta tensión se

denomina de circuito abierto y se denota como  $V_{OC}$ . Es la tensión máxima disponible en una célula solar, y se produce a corriente cero. La  $V_{OC}$  corresponde a la cantidad de polarización directa de la célula solar, debido a la polarización de la unión por la corriente generada por la luz. La tensión de circuito abierto se define mediante la expresión (2.7).

$$V_{OC} = \frac{aKT_j}{q} \ln \left( \frac{I_{PH}}{I_O} \right) \quad (2.7)$$

Siendo:

- $a$ : Factor de idealidad del diodo, que depende de las dimensiones del diodo, del material semiconductor, de la magnitud de la corriente  $I_O$  y de la potencia que disipa. Su valor está entre 1 y 2;
- $K$ : Constante de Boltzmann,  $1,3819 \cdot 10^{-23}$  J/K;
- $T$  ó  $T_j$ : Temperatura de trabajo del módulo fotovoltaico, K;
- $q$ : Carga del electrón,  $1,6029 \cdot 10^{-19}$  C;
- $I_{PH}$ : Corriente foto-generada o foto-corriente, que se va a aproximar a la corriente de cortocircuito,  $I_{SC}$ ;
- $I_O$ : Corriente inversa de saturación del diodo, que va a depender de la estructura, del material, del dopado y fuertemente de la temperatura.

Tanto  $I_{SC}$  como  $V_{OC}$  son facilitados por el fabricante y se pueden obtener directamente de la hoja de características proporcionada por éste. Así, la ecuación Corriente-Tensión ( $I_{PV}$ - $V_{PV}$ ) del circuito equivalente simplificado se obtiene aplicando las Leyes de Kirchhoff, como se muestra en la ecuación (2.8).

$$I_{PV} = I_{PH} - I_D \quad (2.8)$$

Donde:

$$I_D = I_O \left[ e^{q \frac{V_{PV}}{aKT_j}} - 1 \right] \quad (2.9)$$

Sustituyendo (2.9) en (2.8), se obtiene la expresión (2.10).

$$I_{PV} = I_{PH} - I_O \left[ e^{q \frac{V_{PV}}{aKT_j}} - 1 \right] \quad (2.10)$$

Siendo:

- $I_D$  la corriente a través del diodo.
- $V_{PV}$  la tensión generada en la célula fotovoltaica.

- $V_T$  el potencial térmico del diodo (tensión termal) que a temperatura ambiente ( $T = 25^\circ\text{C}$ ) y con un factor de idealidad del diodo de uno tiene un valor aproximado de 25,71 mV. Su valor se obtiene de la expresión (2.11).

$$V_T = \frac{K}{q}T \quad (2.11)$$

Si se cortocircuita la célula ( $R = 0$ ), entonces la tensión es nula ( $V_{PV} = 0$ ) y la corriente  $I_{PH} = I_{SC}$ , ecuación (2.13). Si se abre el circuito ( $R = \infty$ ), entonces  $I_{PV} = 0$  y la tensión de la célula  $V_{PV} = V_{OC}$ , ecuación (2.14). Con estos dos valores conocidos se puede calcular la corriente inversa de saturación del diodo, partiendo de la formula (2.12).

$$I_{PV} = I_{PH} - I_O \left[ e^{q \frac{V_{PV}}{aKT_j}} - 1 \right] \quad (2.12)$$

$$I_{SC} = I_{PH} - 0 \quad (2.13)$$

$$0 = I_{PH} - I_O \left[ e^{q \frac{V_{OC}}{aKT_j}} - 1 \right] \quad (2.14)$$

$$0 = I_{SC} - I_O \left[ e^{q \frac{V_{OC}}{aKT_j}} - 1 \right] \quad (2.15)$$

$$I_O = \frac{I_{SC}}{\left[ e^{q \frac{V_{OC}}{aKT_j}} - 1 \right]} \quad (2.16)$$

La ecuación (2.16) define la corriente inversa de saturación del diodo,  $I_O$ .

A continuación se definen los conceptos más relevantes para el desarrollo del modelo ideal fotovoltaico.

#### 2.4.1.1. Condiciones de referencia

Las características de un módulo fotovoltaico se ven influidas por las condiciones ambientales. Debido a ello, es necesario definir una serie de escenarios de funcionamiento para poder comparar los valores de los distintos fabricantes, con el fin de, a partir de ellos, de extrapolar a otras nuevas condiciones. Las condiciones más empleadas son:

1. *Condiciones Estándar de Medida (STC)*. Son las de uso más generalizado y universal, y vienen definidas por una Irradiancia de  $1.000 \text{ W/m}^2$ , una Distribución Espectral AM 1.5G, una Incidencia Normal y una Temperatura de la Célula de  $25^\circ\text{C}$ . Habitualmente, los parámetros de los módulos fotovoltaicos que se especifican en las hojas de especificaciones técnicas de los fabricantes se definen bajo estas condiciones. Debido a que muy pocas veces los módulos fotovoltaicos alcanzan estas condiciones, puesto que a una

Irradiancia de  $1.000 \text{ W/m}^2$ , los módulos fotovoltaicos van a tener temperaturas de más de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ , a no ser que sea un día con sol en invierno. Por ello, se necesita especificar el comportamiento en otras condiciones que muestren la operación del módulo fotovoltaico de una manera más realista. Para calcular los valores de la corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ ) y de la tensión de circuito abierto ( $V_{OC}$ ) [21] para unos niveles de Irradiancia y Temperatura deseados se usan las ecuaciones (2.17) y (2.18).

$$I_{SC_2} = I_{SC_1} \frac{G_2}{G_1} + \alpha_{I_{SC}}(T_2 - T_1) \quad (2.17)$$

$$V_{OC_2} = V_{OC_1} + n \frac{N_S K T_2}{q} \ln\left(\frac{G_2}{G_1}\right) + \beta_{V_{OC}}(T_2 - T_1) \quad (2.18)$$

Siendo:

- $I_{SC_1}$ : Corriente de cortocircuito para la condición conocida (A)
  - $G_1$ : Irradiancia para la condición conocida ( $\text{W/m}^2$ )
  - $T_1$ : Temperatura de la célula para la condición conocida (K)
  - $\alpha_{I_{SC}}$ : Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito suministrado por el fabricante ( $\text{A}/^\circ\text{C}$ )
  - $I_{SC_2}$ : Corriente de cortocircuito para la condición desconocida. (A)
  - $G_2$ : Irradiancia para la condición desconocida ( $\text{W/m}^2$ )
  - $T_2$ : Temperatura de la célula para la condición desconocida. (K)
  - $V_{OC_1}$ : Tensión de circuito abierto para la condición conocida. (V)
  - $\beta_{V_{OC}}$ : Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto suministrado por el fabricante ( $\text{V}/^\circ\text{C}$ )
  - $V_{OC_2}$ : Tensión de circuito abierto para la condición desconocida. (V)
2. *Condiciones de Operación Nominal de la Célula (SOC)*. La Temperatura de Operación Nominal de la Célula ( $T_{NOCT}$ ), es un valor determinado empíricamente bajo unas condiciones de prueba con: una Irradiancia de  $800 \text{ W/m}^2$ , Velocidad del viento de  $1 \text{ m/s}$  y una temperatura ambiente de  $20^\circ\text{C}$  ( $293 \text{ K}$ ). Esta temperatura, para el silicio monocristalino suele estar en torno a los  $47^\circ\text{C}$ , y viene marcada por el fabricante en las hojas de características del módulo fotovoltaico. Debido a que las condiciones nominales de funcionamiento hacen referencia a la temperatura ambiente existente, y no a la temperatura de funcionamiento del módulo fotovoltaico, se necesita una relación entre ambas magnitudes, según la ecuación (2.19).
-

$$T_{Celula} = T_{Ambiente} + \frac{T_{NOCT} - 20}{800} \cdot G \quad (2.19)$$

Siendo:

- $T_{Célula}$ : Temperatura de funcionamiento de la célula (K);
- $T_{Ambiente}$ : Temperatura Ambiente existente;
- $T_{NOCT}$ : Temperatura de Operación Nominal de la Célula (K) indicada por el fabricante;
- G: Irradiancia en las nuevas condiciones ( $\text{W}/\text{m}^2$ ).

#### 2.4.1.2. Banda de energía prohibida

Para entender este término es necesario conocer qué son la banda de valencia y la banda de conducción:

- *La banda de valencia*: Es la zona donde se sitúan los electrones de valencia de los átomos y el nivel de energía es menor. Aquellos electrones que están en la última capa o nivel energético de los átomos. Los electrones que van a formar los enlaces entre los átomos, pero no participan en la conducción eléctrica.
- *La banda de conducción*. Es la zona donde se sitúan los electrones libres. Aquellos que se han separado de sus átomos y se pueden desplazar fácilmente. Estos electrones son los encargados de la conducción de la corriente eléctrica.

En los metales, la banda de valencia se solapa energéticamente con la banda de conducción, por ello son conductores. Pero en los semiconductores esto no ocurre. Es decir, hay una zona intermedia llamada banda prohibida. Este intervalo corresponde a la energía que debe recibir un electrón de la banda de valencia para pasar a la banda de conducción.

En los semiconductores la anchura de la banda prohibida no es muy grande y los electrones que consigan suficiente energía cinética pueden pasar a la banda de conducción. Los semiconductores tienen una alta resistividad eléctrica, pero al aumentar la temperatura la resistividad disminuirá, dando a algunos electrones la energía suficiente para romper su enlace y saltar a la banda de conducción, donde se comportan como portadores de corriente al estar bajo la influencia de un campo eléctrico. El electrón que pasa de banda deja un nivel vacío lo que permite que los electrones de la banda de valencia se aceleren, generándose entonces otro tipo de portador de corriente: el hueco.

Así, el semiconductor se transforma en un débil conductor. Esta forma de conducción, que implica la generación de pares electrón-hueco, se denomina conducción intrínseca. El valor de esta banda de energía prohibida para el silicio es de aproximadamente 1,11 eV, para una temperatura de 300 K.

---

### 2.4.1.3. Curvas características

Una de las características principales que mejor describen una célula fotovoltaica o un módulo fotovoltaico es la relación corriente-tensión (I-V). Esta relación se obtiene con las curvas características I-V, P-V y P-I. La diferencia entre las curvas características de una célula fotovoltaica y las de un módulo fotovoltaico, es que en el caso del módulo las curvas características son la representación de varias células, las que tenga el módulo fotovoltaico, por ello, los valores de la corriente y de la tensión en una curva característica de un módulo fotovoltaico son mayores. La curva I-V en el caso de una célula solar ideal es la resta de la corriente fotogenerada ( $I_{PH}$ ) menos la corriente que circula por el diodo ( $I_D$ ) [22], tal como se muestra en la Figura 2.9.

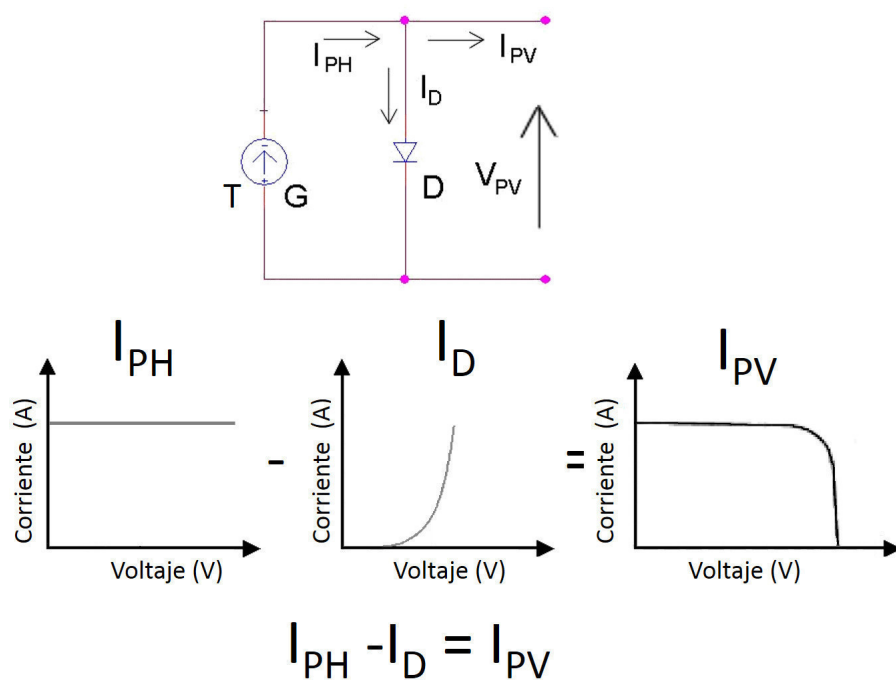


Figura 2.9: Curva I-V

Estas curvas resultan de las expresiones matemáticas que describen el comportamiento de las células fotovoltaicas que constituyen los módulos fotovoltaicos. Así, una curva Intensidad-Tensión (I-V) muestra las posibles combinaciones de pares intensidad-tensión de un dispositivo fotovoltaico, para unas condiciones ambientales de Temperatura e Irradiancia determinadas. Conceptualmente, la curva representa las combinaciones de intensidad y de tensión en las que la célula podría operar si la Irradiancia y la Temperatura de la célula se pudiesen mantener constante. Lo mismo sucede para las curvas P-I (Potencia-Intensidad) y P-V (Potencia-Tensión).

Para evaluar el funcionamiento de las células solares y el diseño de sistemas fotovoltaicos se utilizan las relaciones de tensión-corriente de las células bajo diversos niveles de Irradiación y a Temperaturas de células diferentes. Para ello,



es necesario entender como la Irradiación solar, la Temperatura de las células y las cargas eléctricas afectan al comportamiento de las curvas características. El punto en concreto de corriente y de tensión en el que el dispositivo fotovoltaico trabajará vendrá determinado por la carga a la que esté conectado. De cómo sea el conocimiento de estas curvas va a depender el buen diseño, instalación y evaluación de los sistemas fotovoltaicos y sus diferentes aplicaciones.

En la Figura 2.10 se muestra las curvas características I-V (negro), P-V (azul) y P-I (magenta), para una célula funcionando a una Temperatura e Irradiación fija. Dependiendo de estos factores se tendrá una curva u otra. En el eje de abscisas inferior se representa la tensión (V) de trabajo de la célula y en el superior la corriente (A). Por otra parte en el eje de ordenadas de la izquierda la corriente (A) y en el de ordenadas de la derecha la potencia obtenida (W). La potencia disponible de un dispositivo fotovoltaico en cualquier punto a lo largo de la curva es simplemente el producto de la corriente y de la tensión en ese punto. Las coordenadas del punto de funcionamiento son la tensión de funcionamiento y la corriente.

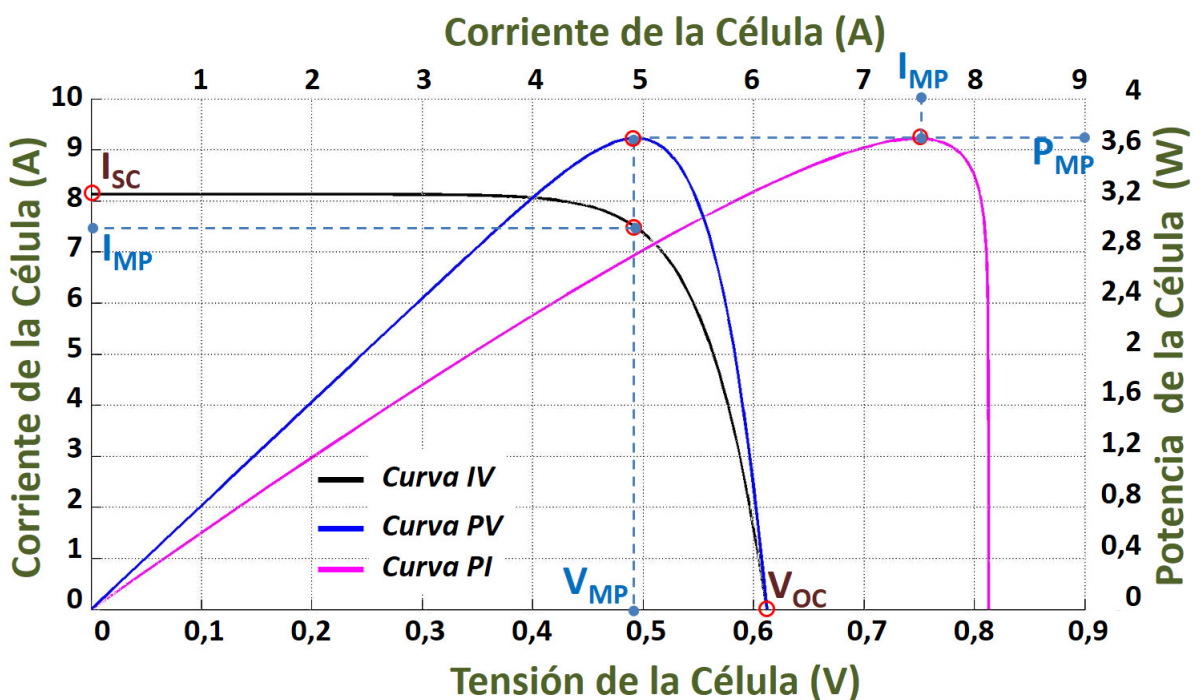


Figura 2.10: Curva I-V, P-I y P-V de una célula solar

Analizando la gráfica, se tienen varios puntos característicos.

- $I_{sc}$ : La célula producirá, bajo unas condiciones definidas de Irradiancia y de Temperatura, la máxima intensidad cuando la resistencia entre los bornes del circuito de salida sea mínima. Esto es, cuando se hace un cortocircuito. Como se ha indicado, a este valor se le llama *Corriente de Cortocircuito* ( $I_{sc}$ ). Su valor se mide directamente con un amperímetro conectado a la salida del módulo fotovoltaico.

- $V_{OC}$ : Se alcanzará la tensión máxima en el caso que la resistencia sea infinita y entonces la corriente sea nula, es decir, se tiene la *Tensión de Circuito Abierto* ( $V_{OC}$ ). Su valor coincide con la máxima tensión que puede suministrar la célula, bajo unas condiciones definidas de Irradiancia y Temperatura. Su medida se realiza conectando un voltímetro entre bornes del módulo fotovoltaico.
- $P_{MP}$ : Denominado *Punto de Máxima Potencia*, se corresponde con el punto de la curva I-V, en el que el área del rectángulo formado por los puntos V-I es máxima o que el valor del producto corriente (I) por tensión (V) es máximo. Es el punto en el que el módulo fotovoltaico funciona con la máxima eficiencia y produce la potencia de salida máxima, ( $I_{MP}$ ,  $V_{MP}$ ).

En definitiva, las curvas características son el método de caracterización más estandarizado de una célula o módulo fotovoltaico.

A partir de dichas curvas se conoce la tensión de circuito abierto, la corriente de cortocircuito y la potencia máxima del dispositivo. Son la representación gráfica de la corriente generada por una célula fotovoltaica, que es el resultado de restar una curva exponencial (corriente que circula por el diodo) a una curva constante (corriente fotogenerada).

#### 2.4.1.4. Caracterización de una curva I-V

La caracterización de los módulos fotovoltaicos es importante tanto para la investigación, como para el funcionamiento y control de calidad de los mismos.

El proceso básico consiste en hacer pasar al módulo fotovoltaico por todos los estados posibles de carga, en un tiempo relativamente corto para evitar cambios de Irradiancia y Temperatura (si no están controladas).

Para medir la curva característica de un módulo fotovoltaico es necesario usar una carga eléctrica. Para módulos fotovoltaico de alta potencia se utilizan condensadores o transistores de potencia.

Para los demás módulos fotovoltaico se puede usar una resistencia variable. Como regla general, la resistencia mínima y la resistencia máxima requeridas para operar a escala completa de la curva I-V serían  $R_{MIN}$  ( $\Omega$ ) igual a  $V_{OC}/4I_{SC}$  y la  $R_{MAX}$  ( $\Omega$ ) igual a  $4V_{OC}/I_{SC}$ .

En este contexto, se pueden emplear varios métodos, siendo el más sencillo y fiable el *Método de Carga Resistiva*.

En este método se necesita un circuito sencillo con una célula o módulo fotovoltaico, suponiendo una irradiancia y una temperatura estabilizada. El generador se encuentra unido a una resistencia variable, Figura 2.11.

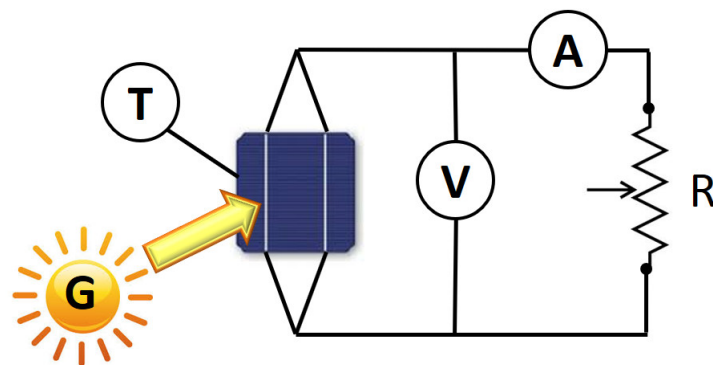


Figura 2.11: Esquema del circuito para obtener la curva I-V de una célula

Si se coloca la resistencia en el punto donde su valor sea cero, se mide la corriente de cortocircuito de la célula. Si se mantiene la temperatura y la iluminación constante y se aumenta la resistencia lentamente, la tensión aumenta sin una disminución significativa de la corriente, hasta llegar a cierto nivel de tensión donde la corriente cae rápidamente. De esta manera, se toman los puntos  $(V, I)$  para la Irradiancia y Temperatura existentes. La corriente de corto circuito ( $I_{SC}$ ) se mide cuando la resistencia es cero. La tensión de circuito abierto ( $V_{OC}$ ) se mide cuando la resistencia es igual a infinito.

En la Figura 2.12 se representan las curvas de un módulo a una Temperatura constante de  $25\text{ }^{\circ}\text{C}$  y variando la Irradiancia ( $700, 800, 900$  y  $1.000\text{ W/m}^2$ ). En la Figura 2.13 se mantiene constante la Irradiancia a  $1.000\text{ W/m}^2$  y se representan las curvas para  $0, 25, 50$  y  $75\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

La máxima corriente va a depender de la irradiación del momento. A más irradiación mayor es la corriente. Mientras que la máxima tensión se va a mantener casi constante y no va a variar mucho según aumente o disminuya la irradiación, Figura 2.12a. La influencia de la variación de la Irradiación a Temperatura constante es fundamental para el cálculo del punto de máxima potencia. El MPP será el punto máximo de la curva P-V, Figura 2.12b. A mayor irradiación, mayor MPP se obtendrá en el módulo fotovoltaico.

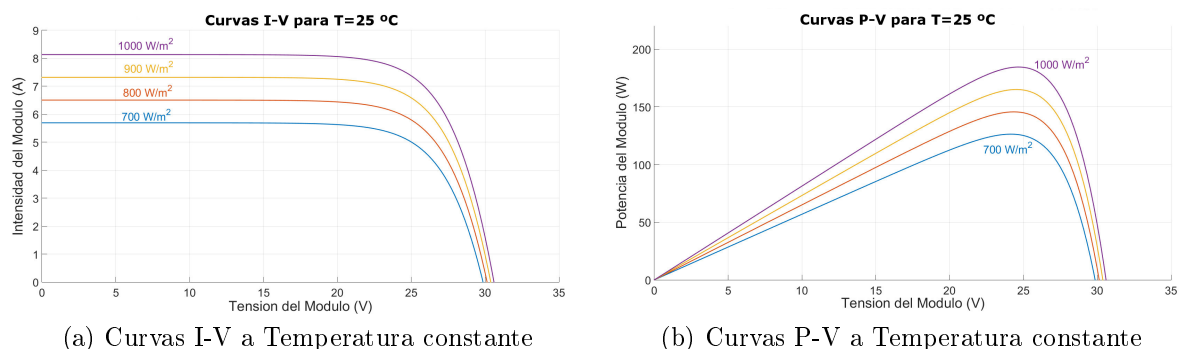


Figura 2.12: Curvas I-V y P-V a Temperatura constante

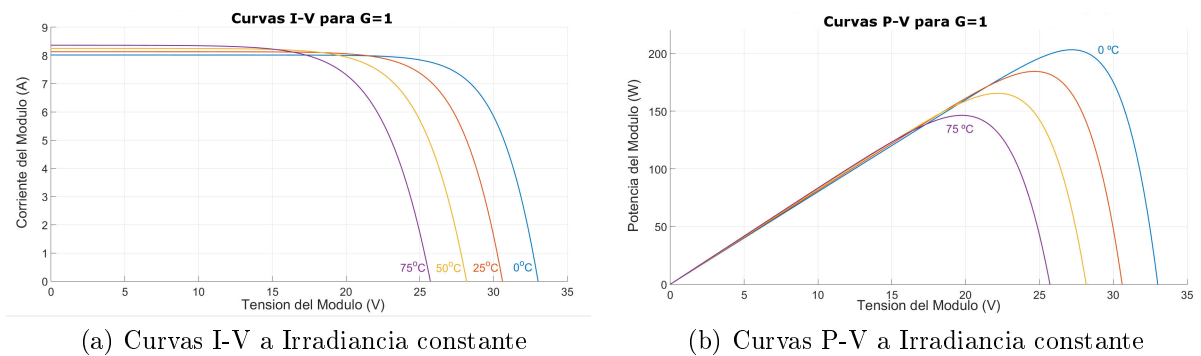


Figura 2.13: Curvas I-V y P-V a irradiancia constante

Por otra parte, la eficiencia de las células solares disminuye cuando aumenta la temperatura debido, sobre todo, a la disminución que sufre la tensión de circuito abierto, mientras que la corriente se va a mantener más insensible a los efectos de la temperatura aunque aumenta ligeramente, Figura 2.13a. En este caso, también se observa, la influencia de la temperatura sobre la tensión, a mayor temperatura menor es la tensión (Figura 2.13b). En relación con la potencia, ésta se mantiene casi lineal hasta un valor dado, de forma que disminuye con el aumento de la temperatura. Es decir, el aumento de la temperatura hace disminuir la tensión y la potencia de salida. Por ello, al mediodía, aunque se esté recibiendo la mayor irradiación, la potencia generada por el módulo fotovoltaico disminuye debido al aumento de temperatura.

#### 2.4.1.5. Factor de Forma o de Relleno (FF)

El factor de relleno (*Fill Factor*) de una célula o módulo fotovoltaico es un indicador de rendimiento importante. Es decir, es un parámetro de gran utilidad práctica, porque si se compara con el de otro módulo fotovoltaico da idea de la calidad relativa de un módulo con respecto al otro. Este parámetro, junto con  $V_{OC}$  e  $I_{SC}$ , determina la potencia máxima a obtener de una célula solar. Representa la cuadratura (o *rectangularidad*) de la curva característica I-V, y es la relación entre dos áreas definidas por la curva I-V: la formada por el producto de  $I_{SC}$  por  $V_{OC}$  y la formada por el producto de  $I_{MP}$  por  $V_{MP}$ , según se muestra en la expresión (2.20).

$$FF = \frac{I_{MP} \cdot V_{MP}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (2.20)$$

Aunque físicamente irrealizable, una tecnología ideal de células o módulos fotovoltaicos produciría una curva I-V perfectamente rectangular en la que el punto de máxima potencia coincidiría con un factor de forma de 1, siendo dicho valor el que correspondería a un hipotético perfil de curva cuadrada, no real. Si dos curvas I-V de células o módulos fotovoltaicos distintos tienen los mismos valores de  $I_{SC}$  y  $V_{OC}$ , el elemento con el mayor factor de relleno (curva I-V más cuadrada) producirá más energía que el otro. Por tanto, cualquier alteración que reduzca el factor de relleno reducirá la potencia de salida.

El  $FF$  también depende del factor de idealidad del diodo ( $n$ ). El factor de idealidad es una medida de la calidad de la unión y del tipo de recombinación en una célula solar. Para los mecanismos de recombinación simples, el factor de idealidad tiene un valor de 1. Sin embargo, algunos mecanismos de recombinación, sobre todo si son grandes, pueden introducir valores de  $n = 2$  ó superiores. Un alto valor de  $n$ , suele indicar una recombinación alta, y conduce a una baja tensión de circuito abierto degradando el  $FF$ . En la práctica, el  $FF$  será menor que el máximo teórico debido a la presencia de pérdidas resistivas parásitas.

#### 2.4.1.6. Efectos resistivos parásitos

Los efectos resistivos parásitos en las células solares disminuyen la eficiencia de la célula fotovoltaica debido a la disipación de energía en las resistencias. Las resistencias parásitas más comunes son la resistencia en serie ( $R_S$ ) y la resistencia en paralelo ( $R_P$ ).

La curva I-V ayuda a identificar la naturaleza de estas alteraciones. Los efectos debidos a las pérdidas por la resistencia serie ( $R_S$ ), las pérdidas por la resistencia en paralelo ( $R_P$ ) y las pérdidas por desajuste en la curva I-V se representan en la Figura 2.14. En esta figura no se representa el efecto debido a la suciedad, que simplemente reduce la altura de la curva I-V, ya que llega menos luz a las células fotovoltaicas. El sombreado es un efecto de desajuste.

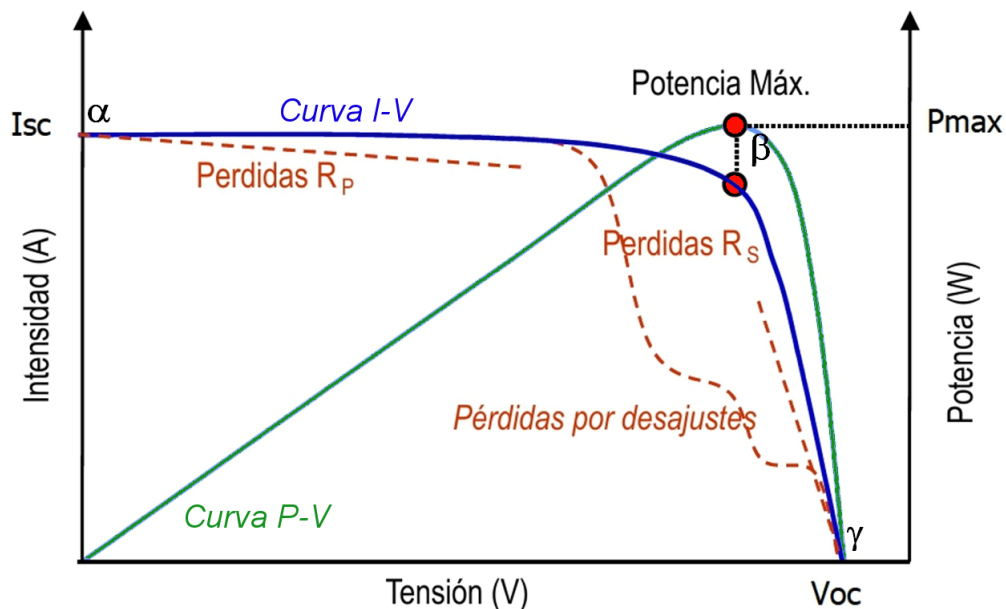


Figura 2.14: Influencia de las pérdidas resistivas en la Curva I-V

Como se puede observar, tanto la  $R_P$  como la  $R_S$  disminuyen la potencia de la célula y, por lo tanto, su eficiencia.

La resistencia en paralelo está asociada a los defectos en la etapa de fabricación de la célula solar, como por ejemplo un mal aislamiento de los bordes y pérdidas

en la unión PN (entre el emisor y la base).

Esta resistencia parásita provoca la pérdida de energía en las células solares, proporcionando una ruta alternativa a la corriente generada. Esta desviación reduce la cantidad de corriente fluyendo a través de la unión de células solares y reduce la tensión de la célula solar.

El efecto de  $R_P$  es particularmente grave en los niveles bajos de luz, ya que habrá menos corriente fotogenerada y la pérdida de parte de esta corriente en la derivación tiene un impacto mayor. Una estimación del valor de  $R_P$  puede obtenerse de la pendiente de la curva I-V cerca del punto de corriente de cortocircuito [23].

Tal y como aparece en la Figura 2.15, sus efectos al disminuir son:

- Disminución de la tensión de circuito abierto ( $V_{OC}$ ).
- La corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ ) permanece aproximadamente constante.
- La tensión del punto de máxima potencia disminuye levemente.
- La corriente del punto de máxima potencia tiene una disminución rápida.

La resistencia en serie depende del movimiento de los portadores por la unión metálica, el emisor y por la base. El principal efecto de la resistencia serie es el de reducir el FF, aunque valores excesivamente altos también pueden reducir  $I_{SC}$ . La resistencia en serie no afecta a la tensión de circuito abierto de la célula solar. Sin embargo, cerca de la  $V_{OC}$ , la curva I-V está muy influenciada por la resistencia en serie.

Una forma de estimar la resistencia en serie de una célula solar es mediante la pendiente de la curva I-V en el punto de tensión en circuito abierto. Esta resistencia serie en una célula solar real se debe a los siguientes parámetros:

- Paso de la corriente a través del emisor y la base de la célula solar.
- La resistencia de contacto entre el metal y el silicio.
- La resistencia de los contactos de metal frontales y traseros.

Como se observa en la Figura 2.15, los efectos al aumentar su valor son:

- La tensión de circuito abierto permanece aproximadamente constante.
  - La corriente de cortocircuito disminuye levemente.
  - Hay una disminución rápida en la tensión del punto de máxima potencia.
  - Existe una leve disminución en la corriente del punto de máxima potencia.
-

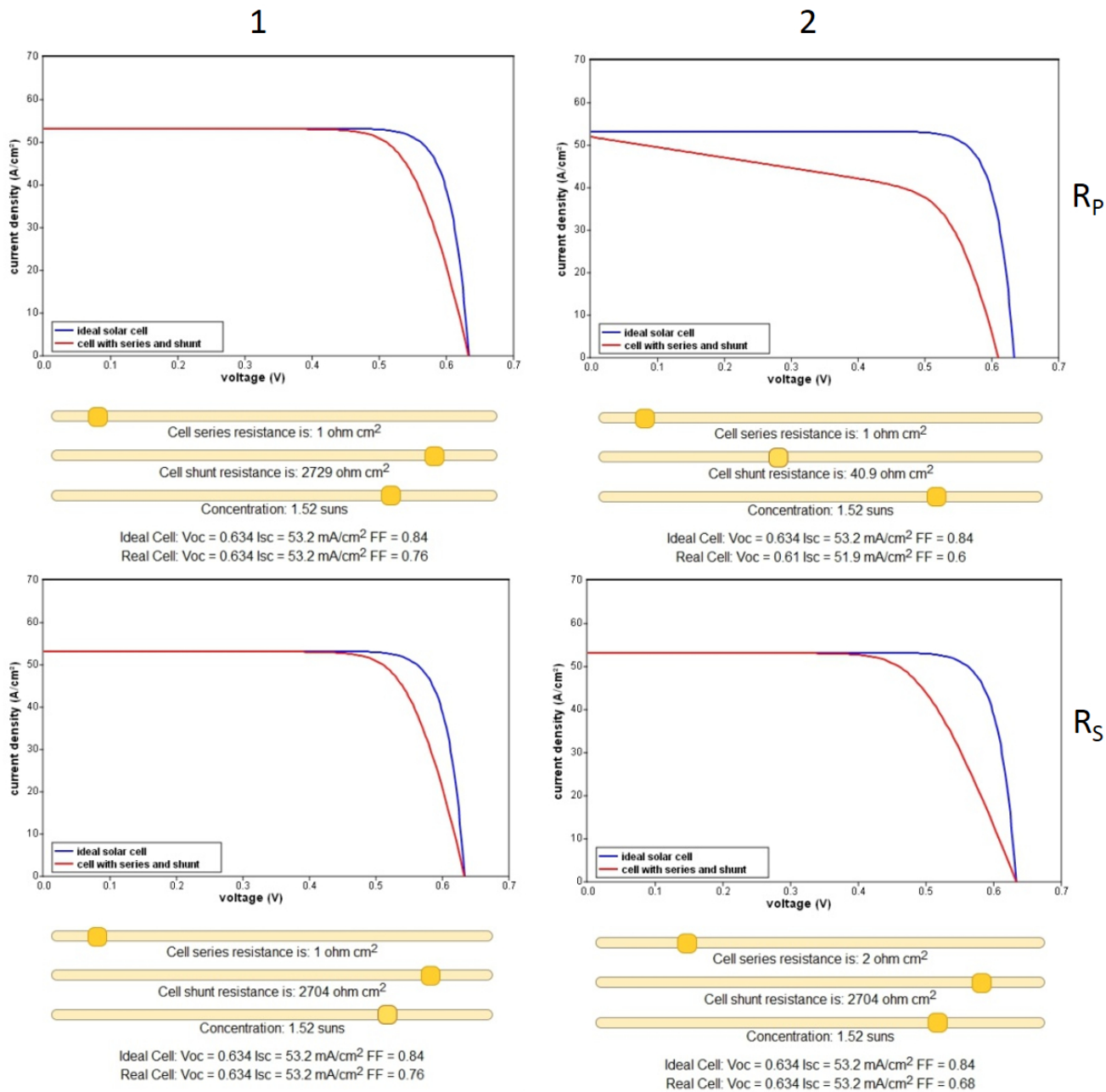


Figura 2.15: Influencia de la Resistencia en Serie y de la Resistencia en Paralelo

### 2.4.1.7. Efecto de la Temperatura

Al ser un dispositivo semiconductor las células solares tienen una alta influencia debida a la temperatura. Un aumento de la temperatura disminuye la banda de energía prohibida del semiconductor, influyendo en todos los parámetros del material. La tensión de circuito abierto ( $V_{OC}$ ) es el parámetro más afectado por la temperatura, decreciendo con la temperatura como consecuencia de la dependencia de  $I_0$  con la temperatura. La temperatura afecta principalmente a los valores de la tensión de la curva característica I-V y, como se ha indicado, tiene su mayor influencia en la tensión de circuito abierto, aunque también modifica los valores

del punto de máxima potencia y el valor de la corriente de cortocircuito (éste muy ligeramente). En la Figura 2.16 se presenta un ejemplo de la variación de la curva característica I-V de un generador fotovoltaico, al variar la temperatura manteniendo la irradiancia constante.

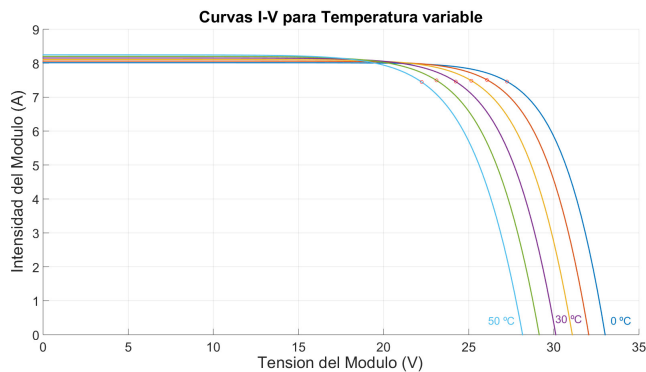


Figura 2.16: Curva I-V para diferentes Temperaturas a Irradiancia constante

La variación de la característica de la célula debido a la variación de temperatura, se caracteriza por medio de tres parámetros: el coeficiente de variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura, el coeficiente de variación de la tensión de circuito abierto con la temperatura y el coeficiente de variación de la potencia máxima con la temperatura, respectivamente simbolizados por las letras griegas  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$ .

Así, la temperatura de trabajo de la célula fotovoltaica es un factor de importante influencia en el funcionamiento de un dispositivo fotovoltaico. La corriente eléctrica de cortocircuito aumentará ligeramente con la variación de la temperatura según el coeficiente ( $\alpha$ ) que presenta unos valores típicos para el silicio de  $0,06 \text{ \%}^{\circ}\text{C}^{-1}$  ó  $0,03 \text{ mA}^{\circ}\text{C}^{-1}$ . Este dato normalmente lo proporciona el fabricante en su hoja de características. El coeficiente de variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura se define por la expresión (2.21).

$$\alpha = \frac{\partial I_{SC}}{\partial T} \quad (2.21)$$

La tensión de la célula también presenta una variación lineal con la temperatura. Típicamente, para los módulos de silicio monocristalino, la tensión disminuirá de acuerdo con el coeficiente ( $\beta$ ) que presenta valores del orden de  $-2,3 \text{ mV}^{\circ}\text{C}$  por célula. El coeficiente de variación de la tensión de circuito abierto ( $V_{OC}$ ) con la temperatura se define por la expresión (2.22).

$$\beta = \frac{\partial V_{OC}}{\partial T} \quad (2.22)$$

La disminución que se produce en la tensión se debe principalmente al incremento exponencial de la corriente inversa de saturación. Esta corriente se debe a los portadores de carga minoritarios producidos por excitación térmica.



Finalmente, como ya se ha indicado, la máxima potencia que un dispositivo fotovoltaico es capaz de ofrecer también tiene variaciones debido a la temperatura. A medida que la temperatura de las células aumenta, su potencia máxima disminuye. Esta disminución de potencia varía dependiendo de las características eléctricas del módulo fotovoltaico. Los módulos de silicio cristalino tienen una reducción aproximada en la potencia de entre el 0,4 % y el 0,5 % de la potencia máxima, mientras que los módulos de silicio amorfo normalmente presentan un valor del orden de  $-0,3 \% P_{MAX}$ . El coeficiente de variación de la potencia máxima con la temperatura se define por la expresión (2.23).

$$\gamma = \frac{\partial P_{MAX}}{\partial T} \quad (2.23)$$

Estos parámetros se proporcionan considerando la temperatura uniforme en su superficie. Es decir, no se tiene en cuenta la posibilidad de gradientes entre las células que componen los módulos fotovoltaicos.

A modo de ejemplo, a partir de las ecuaciones que se usan para realizar la gráfica de la Figura 2.17 para el módulo Mitsubishi PV-TD185MF5, se observa que la  $V_{OC}$  disminuye un 20,92 % aproximadamente, la potencia de salida disminuye del orden de un 29,20 % y la  $I_{SC}$  aumenta del orden de un 3.42 %, al aumentar desde 25 hasta 85 °C la temperatura del módulo fotovoltaico.

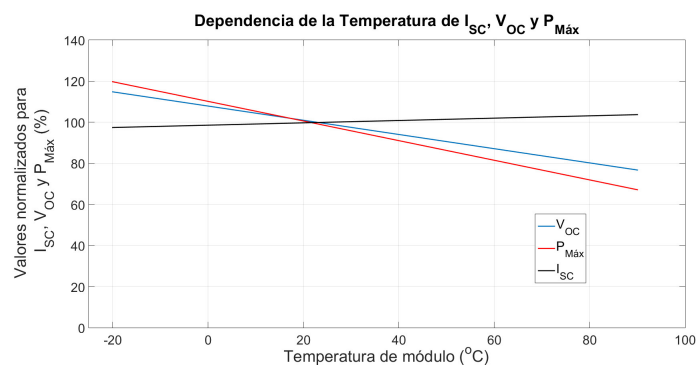


Figura 2.17: Dependencia de la Temperatura

#### 2.4.1.8. Eficiencia

La eficiencia o rendimiento  $\eta$  (%) es el parámetro que expresa el comportamiento de la célula solar de una forma más completa y se define como el cociente o relación entre la energía obtenida por la célula solar y la energía incidente proveniente de la luz. O como el porcentaje de la irradiancia incidente (potencia de la luz por unidad de área) que se convierte en potencia de salida cuando ésta se conecta a una carga. Es la manera más habitual de definir la calidad de una célula solar.

Este valor depende del espectro, de la intensidad de la luz incidente y de la temperatura de la célula. Por lo tanto, las condiciones bajo las cuales se mide

la eficiencia debe ser cuidadosamente controladas para comparar el rendimiento entre dispositivos. En aplicaciones de uso terrestre se mide en condiciones STC, con una masa de aire espectral de AM1.5,  $T = 25\text{ }^\circ\text{C}$  y una Irradiancia de  $1.000\text{ W/m}^2$ . Para uso espacial, se aplican condiciones AM0. Su expresión se muestra en la ecuación (2.24).

$$\eta = \frac{P_{max}}{G_a \cdot A} = \frac{V_{OC} I_{SC} FF}{P_{IN}} \quad (2.24)$$

Dónde:

- $P_{max}$  = Potencia eléctrica máxima, en W.
- $G_a$  = Potencia luminosa por unidad de área, en  $\frac{W}{m^2}$ .
- $A$  = Área de la célula solar, en  $m^2$ .
- $P_{IN}$  = Potencia de la luz que incide sobre la célula, en W.

Es decir, la eficiencia crece linealmente con el nivel de radiación y el tamaño de la célula y decrece linealmente con la temperatura de la célula. También puede expresarse como se muestra en (2.25).

$$\eta = \frac{V_{pv} \cdot I_{pv}}{V_{MP} \cdot I_{MP}} = \frac{P_{pv}}{P_{MP}} \quad (2.25)$$

Dónde:

- $V_{pv}$  = Tensión generada por el módulo fotovoltaico.
- $I_{pv}$  = Corriente generada por el módulo fotovoltaico.
- $P_{pv}$  = Potencia generada por el módulo fotovoltaico.
- $P_{MP}$  = Punto de máxima potencia ( $I_{MP} \times V_{MP}$ ).

Esta eficiencia, obtenida a partir de las características eléctricas de la célula, no debe confundirse con la eficiencia cuántica. La eficiencia cuántica mide la razón entre el  $n^0$  de portadores extraídos de la célula y el  $n^0$  de fotones que inciden sobre la célula con una energía (o longitud de onda) dada. Los fabricantes son reacios a presentar la eficiencia en sus catálogos, por su valor relativamente bajo comparado con otros dispositivos. Además, no es un factor determinante en el diseño de las instalaciones terrestres, donde debido a una baja eficiencia, a lo sumo será necesario utilizar un mayor número de módulos fotovoltaicos. En este caso, el factor preponderante es el precio por unidad de Potencia Máxima en condiciones normales, es decir  $P_{MP}/\text{Precio}$ . Sin embargo, en las aplicaciones espaciales el rendimiento es el factor crítico, ya que los costos están altamente influenciados por el peso.

---

La ganancia en eficiencia se consigue con el aumento logarítmico de  $V_{OC}$  con el grado de concentración, no con el valor de  $I_{SC}$  que viene de la mayor intensidad incidente. La baja intensidad de luz maximiza las pérdidas de corriente debidas a una baja resistencia paralelo.

#### 2.4.1.9. Irradiancia

Las variaciones en la intensidad de la luz incidente influyen en todos los parámetros vistos de la célula solar ( $I_{SC}$ ,  $V_{OC}$ , FF, etc.). La intensidad de la luz solar se mide en:  $1\text{sun} = 1\text{sol} = 1 \text{ kW/m}^2 = 1.000 \text{ W/m}^2 = 100 \text{ mW/cm}^2$ .

Normalmente, la irradiancia afecta principalmente a la corriente, de manera que se puede considerar que la corriente de cortocircuito de la célula fotovoltaica es proporcional a la irradiancia, según la expresión (2.26).

$$I_{SC_2} = I_{SC_1} \frac{G_2}{G_1} \quad (2.26)$$

Donde:

- $I_{SC_1}$  es la corriente de cortocircuito para un nivel de Irradiancia  $G_1$
- $I_{SC_2}$  es la corriente de cortocircuito para un nivel de Irradiancia  $G_2$ .

Esta es una ecuación válida para incrementos de Irradiancia a Temperatura constante, y resulta una aproximación cuando ésta varía, ya que supone que se desprecian los efectos que tiene la temperatura sobre la corriente de cortocircuito. Pero se puede considerar como una expresión adecuada para tener una idea de cuáles serían los valores de  $I_{SC}$  para diferentes irradiancias.

En la Figura 2.18 se muestra un ejemplo de la variación de la curva característica I-V de un generador fotovoltaico, al variar la Irradiancia manteniendo la Temperatura constante a  $25^\circ\text{C}$ .

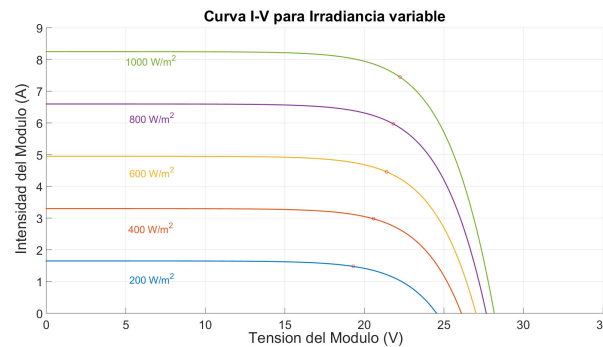


Figura 2.18: Curva I-V para diferentes Irradiancias a Temperatura constante

#### 2.4.1.10. Pérdidas energéticas en el Módulo Fotovoltaico

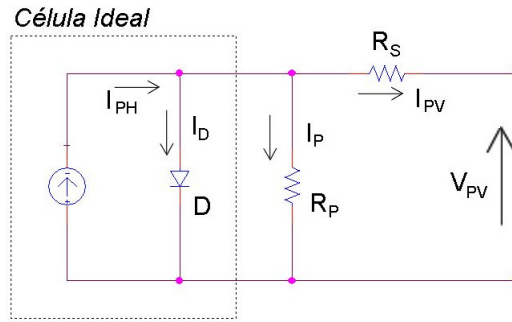
Existen diferentes tipos de pérdidas energéticas en un módulo fotovoltaico, [24]. Se pueden definir como:

- *Pérdidas por incumplimiento de la potencia nominal.* No todos los módulos fotovoltaicos fabricados tienen la misma potencia nominal.
- *Pérdidas por polvo y suciedad.* Debidas al polvo y a suciedades, uniformes y no uniformes, en la superficie del módulo fotovoltaico.
- *Pérdidas por funcionamiento en condiciones no STC.* En el funcionamiento diario de un módulo fotovoltaico ni la incidencia de la radiación es la ideal ni el espectro es estándar, durante todo el tiempo de operación.
- *Pérdidas en el cableado.* Debidas a la unión de módulos fotovoltaicos que tienen potencias ligeramente diferentes cuando se forma una instalación fotovoltaica, lo que implica que los módulos de menor potencia condicionen a los de potencia mayor.
- *Pérdidas por temperatura.* Como se ha indicado la potencia de salida disminuye al aumentar la temperatura de funcionamiento del módulo fotovoltaico.
- *Pérdidas por sombreado.* Las posibles sombras en el generador conducen a unas determinadas pérdidas energéticas causadas por la disminución de captación de irradiación solar.
- Puede haber *otras pérdidas específicas para cada instalación*, como pueden ser: averías o mal funcionamiento, los efectos de la disminución del rendimiento del generador fotovoltaico a bajas irradiancias, etc

#### 2.4.2. Modelo de un Diodo con pérdidas resistivas

Como ya se ha comentado, además de la corriente foto-generada y el diodo, que representa la unión P-N, la característica ideal de la célula solar se ve alterada por la presencia de dos tipos de resistencias, *resistencia en serie* y *resistencia en paralelo*. Sus efectos son importantes sobre todo en los dispositivos fotovoltaicos industriales. La resistencia en serie es la que se produce debido a la oposición a la corriente en el emisor, en la base, en los electrodos de la célula y en los contactos entre éstos y el semiconductor. Y la resistencia en paralelo se produce debido a las imperfecciones en la unión P-N.

Teniendo en cuenta estos dos elementos, el comportamiento de las células fotovoltaicas se puede representar como se muestra en el circuito equivalente de la Figura 2.19.

Figura 2.19: Circuito equivalente con  $R_S$  y  $R_P$ 

Aplicando la Ley de Kirchoff en dicho circuito equivalente, la corriente que fluye por la carga se expresa mediante la ecuación (2.27).

$$I_{PV} = I_{PH} - I_D - I_P \quad (2.27)$$

Donde:

$$I_D = I_O \left[ e^{q \frac{V_{PV} + I_{PV} R_S}{aKT_j}} - 1 \right] \quad (2.28)$$

$$I_P = \frac{V_{PV} + I_{PV} R_S}{R_P} \quad (2.29)$$

Si se sustituye el valor de la corriente del diodo y de la corriente a través de la resistencia en paralelo ( $I_D$  e  $I_P$ , respectivamente) por su valor, se obtiene la ecuación que define el circuito, según se muestra en (2.30).

$$I_{PV} = I_{PH} - I_O \left[ e^{q \frac{V_{PV} + I_{PV} R_S}{aKT_j}} - 1 \right] - \frac{V_{PV} + I_{PV} R_S}{R_P} \quad (2.30)$$

Para la resolución de esta ecuación, que se puede utilizar para una célula individual, para un módulo fotovoltaico que consta de varias células o para una matriz que consiste en la unión de varios módulos fotovoltaicos, se requiere conocer cinco parámetros:

- $I_{PH}$  corriente foto-generada o foto-corriente. Otros autores la denominan  $I_L$ .
- $I_O$  corriente inversa de saturación del diodo. Otros autores la denominan  $I_r$ .
- $R_S$  resistencia en serie.
- $R_P$  resistencia en paralelo.
- $a$ . factor de idealidad del diodo. Otros autores la denominan  $A$  ó  $n$ .

Así, se define la tensión termal como muestra la ecuación (2.31).

$$V_T = \frac{aKT_j}{q} \quad (2.31)$$

De esta forma, la ecuación (2.30) para una radiación solar y temperatura fija, se expresa mediante la ecuación (2.32).

$$I = I_{PH} - I_O \left[ e^{\frac{V+IR_S}{V_T}} - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (2.32)$$

En general, los modelos simulados se pueden desarrollar de dos maneras [25–28], la primera forma sería resolviendo la ecuación general (2.30) del circuito equivalente, Figura 2.19, y la segunda forma a partir de los datos que definan al módulo fotovoltaico a simular. Estos datos se pueden obtener a partir de la ecuación general (2.30) o a partir de datos obtenidos por medidas experimentales.

#### 2.4.2.1. Modelos basados en la resolución de la ecuación característica

Numerosos autores estiman el valor de los parámetros a través de los algoritmos de Levenberg-Marquardt y de Newton-Raphson. Estos autores, entre los que se encuentran [29–31], asumen la aproximación de que  $R_P$  es igual a infinito, con lo que se anula el último término de la ecuación (2.32), resultando el circuito equivalente que se muestra en la Figura 2.20

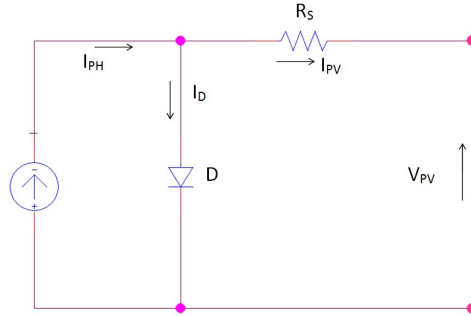


Figura 2.20: Circuito equivalente usado para la simulación

En este modelo se tiene en cuenta el efecto de la temperatura en las corrientes de cortocircuito ( $I_{SC}$ ) y en la corriente de saturación inversa del diodo ( $I_O$ ). Como no se tiene en cuenta el efecto de la resistencia en paralelo, partiendo de la ecuación equivalente (2.32) se obtiene la ecuación (2.33).

$$I = I_{PH} - I_O \left[ e^{q\left(\frac{V+I.R_S}{aKT}\right)} - 1 \right] \quad (2.33)$$

En esta ecuación, se desconocen cuatro variables, la corriente foto-generada o foto-corriente ( $I_{PH}$ ), la corriente inversa de saturación del diodo ( $I_O$ ), el factor de idealidad del diodo  $a$ , y la resistencia en serie de la célula ( $R_S$ ).

La *corriente foto-generada* depende de las variaciones de Temperatura e Irradiancia existentes en torno a la célula solar según se muestra en las expresiones (2.34) a (2.36).

$$I_{PH} = I_{PH(T_{Ref})} + K_0(T - T_{Ref}) \quad (2.34)$$

$$I_{PH(T_{Ref})} = I_{SC(T_{Ref})} \cdot \frac{G}{G_{(nom)}} \quad (2.35)$$

$$K_0 = \frac{I_{SC(T_2)} - I_{SC(T_{Ref})}}{T_2 - T_{Ref}} \quad (2.36)$$

Según [29] esta *corriente foto-generada* se calcula a partir de las ecuaciones (2.37) y (2.38).

$$I_{SC} = I_{SC(T_{Ref})} \cdot (1 + \alpha \cdot (T - T_{Ref})) \quad (2.37)$$

$$I_{PH} = G \cdot I_{SC} \quad (2.38)$$

La diferencia fundamental radica en que este autor usa la variable  $\alpha$  (Coeficiente de la temperatura de  $I_{SC}$  en  $\%/^{\circ}\text{C}$ ) en vez de  $K_0$ .

La *corriente inversa de saturación* del diodo ( $I_O$ ) se define mediante la ecuación (2.39) para [29–31]. Donde  $I_{O(T_{Ref})}$  es la *corriente inversa de saturación* calculada para una temperatura de referencia (estándar) dada, definida por la ecuación (2.40).

$$I_O = I_{O(T_{Ref})} \cdot \left(\frac{T}{T_{Ref}}\right)^{\frac{3}{a}} \cdot e^{\frac{-qE_g}{aK} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{Ref}}\right)} \quad (2.39)$$

$$I_{O(T_{Ref})} = \frac{I_{SC(T_{Ref})}}{\left(e^{\frac{qV_{OC}(T_{Ref})}{aKT_{Ref}}} - 1\right)} \quad (2.40)$$

En [32, 33] la ecuación que se usa para calcular la  $I_O$  es la ecuación (2.41) y la ecuación (2.42) para [22].

$$I_O = I_{O_{Ref}} \left(\frac{T}{T_{Ref}}\right)^3 e^{\left[\left(\frac{E_{qNS}}{a}\right)\left(1 - \frac{T_C}{T_{Ref}}\right)\right]} \quad (2.41)$$

$$I_O = I_{O(T_{Ref})} \cdot \left(\frac{T_{Ref}}{T}\right)^3 \cdot e^{\frac{qE_g}{aK} \left(\frac{1}{T_{Ref}} - \frac{1}{T}\right)} \quad (2.42)$$

La *resistencia en serie* incluida, se calcula por la evaluación de la pendiente  $dV/dI$  de la curva I-V, en el punto de  $V_{OC}$ . Derivando la ecuación (2.33) y reagrupando, se obtiene el valor de  $R_S$  que se muestra en (2.45).

$$dI = 0 - I_O \cdot q \left( \frac{dV + R_s \cdot dI}{aKT_{Ref}} \right) \cdot e^{q \left( \frac{V + R_s I}{aKT_{Ref}} \right)} \quad (2.43)$$

$$R_S = -\frac{dV}{dI} - \frac{\frac{nKT_{Ref}}{q}}{I_0 \cdot e^{q \left( \frac{V + R_s I}{aKT_{Ref}} \right)}} \quad (2.44)$$

$$R_S = -\frac{dV}{dI} - \frac{1}{X_V} \quad (2.45)$$

Además, evaluando esta ecuación para la tensión de circuito abierto ( $V_{OC}$ ), se obtiene la ecuación (2.47).

$$X_{V_{OC}} = I_{O(T_1)} \cdot \frac{q}{aKT_{Ref}} \cdot e^{\frac{qV_{OC}(T_{Ref})}{aKT_{Ref}}} \quad (2.46)$$

$$R_s = -\frac{dV}{dI_{V_{OC}}} - \frac{1}{X_{V_{OC}}} \quad (2.47)$$

El factor de idealidad del diodo,  $a$ , es desconocido y se debe estimar. Normalmente toma un valor entre uno y dos. El valor de  $a = 1$  se toma para el diodo ideal. Para valores más exactos hay que calcularlo desde el ajuste de la curva.

Con todos estos datos, después de sustituir todas las variables por su valor en la ecuación (2.33), se obtiene una ecuación no lineal (2.48). Esta ecuación se puede resolver mediante Newton-Raphson.

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (2.48)$$

Donde

- $f'(x)$  es la derivada primera de la función
- $x_n$  es el valor actual
- $x_{n+1}$  es el siguiente valor de la función.

Rescribiendo la ecuación (2.33), se obtiene la ecuación (2.49) en función de la intensidad.

$$f(I) = I_{PH} - I - I_O \left[ e^{q \left( \frac{V + IR_s}{aKT} \right)} - 1 \right] = 0 \quad (2.49)$$

Aplicando el método de Newton-Raphson a esta función se puede calcular la corriente de forma recursiva, mediante la expresión (2.50).

$$I_{n+1} = I_n - \frac{I_{PH} - I_n - I_O \left[ e^{q \left( \frac{V + I_n \cdot R_s}{aKT} \right)} - 1 \right]}{-1 - I_O \left( \frac{qR_s}{aKT} \right) \cdot e^{q \left( \frac{V + I_n \cdot R_s}{aKT} \right)}} \quad (2.50)$$



El método aplicado por los tres autores para resolver la ecuación es muy similar, aunque existen algunas diferencias que se indican a continuación [34]:

- El factor de idealidad o de calidad del diodo ( $a$ ) vale 1.2, para [30, 31] y 1.62 para [29]. La tensión de banda es la misma para los tres autores (1,12, para el silicio) aunque podría variar dependiendo el tipo de material (1,42 para el GaAs, 1,5 para el CdTe y 1,75 para el silicio amorfo).
- En el caso de [29] solo se utiliza un par de valores de  $I_{SC}$  y  $V_{OC}$ , mientras que [30, 31] necesitan dos, debido a que usan dos valores de corriente de cortocircuito, uno para cada temperatura. Sin embargo, son muy pocos los fabricantes que dan estos valores en su hoja de características. Lo más habitual es encontrar solo un valor de  $I_{SC}$ , habitualmente para condiciones de funcionamiento estándar y no suelen tener el dato para condiciones SOC.
- El coeficiente de temperatura de  $I_{SC}$  ( $\alpha$  ó  $k_0$ ) según [29] se toma de las hojas de características del módulo ( $\alpha_{I_{SC}}$ ), mientras que [30, 31] lo calculan según las ecuaciones (2.51) y (2.52), respectivamente.

$$\alpha = \frac{I_{SC2} - I_{SCRef}}{I_{SCRef}} \left( \frac{1}{T_2 - T_{Ref}} \right) \quad (2.51)$$

$$k_0 = \frac{I_{SC}(T_2) - I_{SC}(T_{Ref})}{T_2 - T_{Ref}} \quad (2.52)$$

- La corriente fotoeléctrica ( $I_L$  o  $I_{PH}$ ) es igual a la ecuación (2.53) para [29], a la ecuación (2.54) para [30] y a la ecuación (2.55) para [31], donde 1 Sun = 1.000 W/m<sup>2</sup>.

$$I_{PH} = G \times I_{SC_{T_{Ref}}} (1 + \alpha (T - T_{Ref})) \quad (2.53)$$

$$I_{PH} = I_{SC_{T_{Ref}}} \times Suns (1 + \alpha (T - T_{Ref})) \quad (2.54)$$

$$I_L = I_{SC}(T_{Ref}) \times Suns + k_0 (T - T_{Ref}) \quad (2.55)$$

- La *corriente inversa de saturación* del diodo ( $I_0$ ) es la misma para [29, 30], (ecuación (2.39)), pero diferente para [31], (ecuación (2.42)).
- En la definición de  $I_a$ , los autores de [30, 31] usan la misma ecuación (2.56) mientras que en [29] se usa la ecuación (2.57).

$$I_a = I_a - \frac{I_{PH} - I_a - I_0 \left( e^{\frac{V_c + I_a R_S}{V_{tT}}} - 1 \right)}{\left( -1 - I_0 \frac{R_S}{V_{tT}} \left( e^{\frac{V_c + I_a R_S}{V_{tT}}} - 1 \right) \right)} \quad (2.56)$$

$$I_a = I_a - \frac{I_{PH} - I_a - I_0 \left( e^{\frac{V_c + I_a R_S}{V_{tT}}} - 1 \right)}{\left( -1 - I_0 \frac{R_S}{V_{tT}} \times \left( e^{\frac{V_c + I_a R_S}{V_{tT}}} \right) \right)} \quad (2.57)$$

### 2.4.2.2. Modelos basados en aproximaciones o condiciones del contorno

Otra manera de resolver la ecuación general (2.30) que define un módulo fotovoltaico es a partir de sus condiciones de contorno. Para todo módulo fotovoltaico se conocen una serie de puntos a partir de las hojas que aporta el fabricante:

- La corriente de cortocircuito,  $I_{SC}$ . Cuando la corriente que pasa por el módulo es la corriente de cortocircuito la tensión en bornes del módulo es cero. Por lo tanto conocemos el punto  $(I_{SC}, 0)$ .
- La tensión de circuito abierto,  $V_{CO}$ . Esto implica que la corriente que pasa por el módulo es cero. Entonces se conoce el punto  $(0, V_{CO})$ .
- La corriente y tensión en el punto máximo, conocido como el punto  $(V_{MP}, I_{MP})$ .

La resolución de la ecuación general del circuito equivalente de un diodo con cargas resistivas, conduce a un modelo de 5 incógnitas o parámetros. Para evaluar los cinco parámetros ( $I_{PH}$ ,  $I_O$ ,  $R_S$ ,  $R_P$  y  $a$ ) que definen la célula fotovoltaica son necesarias cinco ecuaciones independientes.

Estos parámetros dependen de la radiación solar que incide en la célula y de la temperatura de la célula. Los valores de referencia de estos parámetros, que ofrecen las hojas de características del fabricante, se determinan para unas condiciones de funcionamiento STC, (Standar Test Conditions). Es importante calcular estos parámetros sin tener que realizar ningún tipo de medida y a poder ser usando los datos directos más básicos ofrecidos por el fabricante. Para ello hay muchos autores que tratan el tema. Pero no todos usan las mismas ecuaciones para calcular los parámetros. Por ello, partiendo siempre de la ecuación (2.58), y dependiendo de la complejidad a la que se quiera llegar se tendrá un modelo u otro.

$$I = I_L - I_O \left( e^{\frac{V + IR_S}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (2.58)$$

Además, dependiendo de la precisión que se necesita se pueden hacer las siguientes aproximaciones:

- $R_P$ : En la mayor parte de los módulos fotovoltaicos utilizados actualmente la resistencia paralelo es muy elevada, por lo que se puede considerar infinito.
- $I_L$ : Una práctica común es ignorar la diferencia entre los valores de la corriente foto-generada ( $I_L$ ) y la corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ ), ya que esa diferencia es generalmente muy pequeña.

#### Modelo de tres parámetros

Es el modelo más sencillo. De los cinco parámetros, dos de ellos se dan por conocidos ( $I_L = I_{SC}$  y  $R_P = \infty$ ).

---

- El segundo término de la ecuación (2.58), correspondiente a la corriente del diodo, el valor (-1) se puede despreciar porque el valor exponencial es mucho mayor que él.
- Al despreciar  $R_P$ , el tercer término de la ecuación (2.58) se anula al estar dividido por  $R_P$ .
- Se considera que  $I_L = I_{SC}$ .

De esta forma la ecuación origen (2.58) queda resumida a la ecuación (2.59).

$$I = I_{SC} - I_O \left( e^{\frac{V+IR_S}{V_t}} \right) \quad (2.59)$$

Partiendo de la ecuación (2.59), para calcular los elementos restantes se usan los valores que proporciona la hoja del fabricante,  $I_{SC}$ ,  $V_{MP}$ ,  $I_{MP}$  y  $V_{OC}$ , obteniéndose la expresión (2.60).

$$I_O = \frac{I_{SC}}{e^{\frac{V_{OC}}{V_t}}} \quad (2.60)$$

Aplicando las condiciones del punto de máxima potencia,  $(V_{MP}, I_{MP})$ , en la ecuación (2.59) y sustituyendo  $I_O$  por su valor en la ecuación (2.60), se obtiene la expresión (2.61).

$$R_S = \frac{V_{OC} - V_{MP} + V_t \cdot \ln \left( \frac{I_{SC} - I_{MP}}{I_{SC}} \right)}{I_{MP}} \quad (2.61)$$

Para completar el modelo, se usa la ecuación (2.62), que se denomina ecuación de Townsend. El valor de los coeficientes de temperatura de cortocircuito  $\alpha_{I_{SC}}$  y circuito abierto  $\beta_{V_{OC}}$  no suelen ser tan habituales y depende de si el fabricante los incluye en la hoja de características. Sus unidades son ( $\%/^{\circ}\text{C}$ ) o ( $\text{mA}/^{\circ}\text{C}$ - $\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ ). En el caso de que los incluya, entonces se puede usar la ecuación (2.63) ya que todos sus valores son conocidos de la hoja del fabricante [21, 35].

$$a = \frac{\beta_{V_{OC}} T_{Ref} - V_{OC} + \varepsilon N_S}{\frac{\alpha_{I_{SC}} T_{Ref}}{I_L} - 3} \quad (2.62)$$

$$V_t = \frac{(2 \cdot V_{MP} - V_{OC}) \cdot (I_{SC} - I_{MP})}{I_{MP} - (I_{SC} - I_{MP}) \cdot \ln \left( \frac{I_{SC} - I_{MP}}{I_{SC}} \right)} \quad (2.63)$$

De esta forma, el modelo queda caracterizado por las ecuaciones (2.60), (2.61) y (2.62) ó (2.63).

### Modelo de cuatro parámetros

Este modelo está definido por cuatro de los cinco parámetros que definen la célula fotovoltaica. La única aproximación que se supone es que  $R_P$  es igual a infinito. Igual que para el modelo de tres parámetros, se conocen los tres pares de puntos de la Curva I-V [  $(0, I_{SC})$ ,  $(V_{OC}, 0)$  y  $(V_{MP}, I_{MP})$  ]. Partiendo de la ecuación (2.58) y sustituyendo V e I por su valor, da como resultado las ecuaciones (2.64) a (2.66).

$$I_{SC} = I_L - I_O \left( e^{\frac{I_{SC} \cdot R_S}{V_t}} - 1 \right) \quad (2.64)$$

$$I_L = I_O \left( e^{\frac{V_{OC}}{V_t}} - 1 \right) \quad (2.65)$$

$$I_{MP} = I_L - I_O \left( e^{\frac{V_{MP} + I_{MP} R_S}{V_t}} - 1 \right) \quad (2.66)$$

Para la cuarta ecuación también hay las mismas dos posibilidades que para el modelo de tres parámetros. Usar la ecuación (2.67) o usar la ecuación (2.68).

$$a = \frac{\beta_{V_{OC}} T_{Ref} - V_{OC} + \varepsilon N_S}{\frac{\alpha_{I_{SC}} T_{Ref}}{I_L} - 3} \quad (2.67)$$

$$V_t = \frac{(2 \cdot V_{MP} - V_{OC}) \cdot (I_{SC} - I_{MP})}{I_{MP} - (I_{SC} - I_{MP}) \cdot \ln \left( \frac{I_{SC} - I_{MP}}{I_{SC}} \right)} \quad (2.68)$$

Por ejemplo, en [32] se utiliza la ecuación (2.67), mientras que en [36] se usa la ecuación (2.68). En [33, 37] usan la ecuación (2.67) pero parten de que la  $I_L$  de referencia es igual a la  $I_{SC}$ , para calcular los valores de referencia, para después calcular los valores en las nuevas condiciones.

### Modelo de cinco parámetros

En este modelo se calculan los cinco parámetros que definen la célula o módulo fotovoltaico, también partiendo de la ecuación general (2.58). Para las tres primeras ecuaciones se vuelve a aplicar los puntos conocidos de la curva I-V  $(0, I_{SC})$ ,  $(V_{OC}, 0)$  y  $(V_{MP}, I_{MP})$ , en la ecuación (2.58), obteniendo como resultado las expresiones (2.69) a (2.71).

$$I_{SC} = I_L - I_O \left( e^{\frac{I_{SC} R_S}{V_t}} - 1 \right) - \frac{I_{SC} R_S}{R_P} \quad (2.69)$$

$$I_L = I_O \left( e^{\frac{V_{OC}}{V_t}} - 1 \right) + \frac{V_{OC}}{R_P} \quad (2.70)$$

$$I_{MP} = I_L - I_O \left( e^{\frac{V_{MP} + I_{MP} R_S}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{MP} + I_{SC} R_S}{R_P} \quad (2.71)$$

La cuarta ecuación es el resultado de la derivada de la potencia respecto de la tensión, en el punto de máxima potencia (ecuaciones (2.72) a (2.74))

$$\left. \frac{dP}{dV} \right|_{MP} = \frac{d(IV)}{dV} = I + \frac{dI}{dV}V = 0 \quad (2.72)$$

$$\frac{dI}{dV} = \frac{-\frac{I_0}{a} \left( e^{\frac{V_{MP} + I_{MP} R_S}{V_t}} \right) + \frac{1}{R_P}}{1 + \frac{R_S}{R_P} + \frac{I_0 R_S}{V_t} \left( e^{\frac{V_{MP} + I_{MP} R_S}{V_t}} \right)} \quad (2.73)$$

$$\left. \frac{dP}{dV} \right|_{MP} = I_{MP} + V_{MP} \frac{-\frac{I_0}{A} \left( e^{\frac{V_{MP} + I_{MP} R_S}{V_t}} \right) + \frac{1}{R_P}}{1 + \frac{R_S}{R_P} + \frac{I_0 R_S}{V_t} \left( e^{\frac{V_{MP} + I_{MP} R_S}{V_t}} \right)} = 0 \quad (2.74)$$

Finalmente, la quinta ecuación es el resultado de la derivada de la intensidad respecto de la tensión, en el punto de corto circuito. Como se conoce  $dI/dV$  por la ecuación (2.73), en condiciones de cortocircuito (0,  $I_{SC}$ ). Se pueden obtener las ecuaciones (2.75) y (2.76).

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{SC} = -\frac{1}{R_P} \quad (2.75)$$

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{SC} = \frac{-\frac{I_0}{V_t} \left( e^{\frac{I_{SC} R_S}{V_t}} \right) + \frac{1}{R_P}}{1 + \frac{R_S}{R_P} + \frac{I_0 R_S}{V_t} \left( e^{\frac{I_{SC} R_S}{V_t}} \right)} = -\frac{1}{R_P} \quad (2.76)$$

Ente los autores que usan estos modelos están [38–40]. Los autores de [39] utilizan este enfoque de 5 parámetros construyendo tres versiones: a partir de un modelo básico con dos aproximaciones de las cinco magnitudes a un modelo completo donde se calculan todas las magnitudes. Los autores comparan los resultados generados por su modelo con los datos experimentales obtenidos de una instalación real por otros autores, y estudian el efecto de cambiar los valores de  $R_S$  y  $R_P$ .

En [41] se propone un análisis comparativo de los tres métodos de simulación de una célula fotovoltaica (tres, cuatro y cinco parámetros) para poder representar las curvas I-V y P-V. El conocimiento preciso de estas curvas permite conocer el funcionamiento de la célula y la idoneidad del modelo. Los modelos se implementan en Matlab. Estos modelos han sido validados con datos técnicos del módulo fotovoltaico comercial Atersa 55.

En [42] la estimación de los parámetros se realiza a través de un algoritmo genético que utiliza una serie de parámetros tomados de la hoja de datos del fabricante, de un módulo fotovoltaico concreto monocristalino. Los autores no dan el valor RMSE (raíz del error cuadrático medio) resultante de su aproximación, pero la comparación se realiza con cinco puntos clave dados por el fabricante, es

decir, valores teóricos. En [22] el enfoque utilizado por los autores es modificar el valor de  $R_S$  y de  $R_P$  para ajustar, mediante un método iterativo, la curva teórica a datos experimentales en el MPP, implementando el modelo completo bajo Simulink-SimPowerSystem. En [43] los autores presentan un uso interesante de este tipo de modelo en un híbrido PV y sistema de pila de combustible. Por último, un enfoque mucho más directo se utiliza en [44], donde los autores generan una aplicación con GUIDE en Matlab.

En [45] se propone un modelo en el que el factor de idealidad puede ser variado para adaptarlo a diferentes tecnologías fotovoltaicas. Como modelo de 4 parámetros, en [46] se formula un modelo distinto de los anteriores y se desarrolla el modelo de una microgrid en un sistema híbrido PV y de pila de combustible.

Los enfoques teóricos restantes son aún más simples porque consideran  $R_S = 0$  ó  $I_{PH} = I_{SC}$ , lo que conduce a un modelo de 3 parámetros. Por ejemplo, en [47] se presenta un experimento de muy baja potencia del módulo fotovoltaico, aplicado a la extracción de  $H_2$ , mientras que en [48] se realiza una comparación con una instalación real. En [49] se presenta un modelo que define las ecuaciones de magnitud utilizando Simulink.

### 2.4.3. Modelo de Dos Diodos con pérdidas resistivas

Hay algunos fenómenos de recombinación en el material, específicamente en la capa de agotamiento del semiconductor, que pueden modelarse a través de un segundo diodo, conduciendo a un modelo de dos diodos. Este modelo consiste en dos diodos en paralelo representando las corrientes inversas generadas en las uniones P-N, y dos resistencias internas que simulan las pérdidas provocadas en el interior de cada célula. El circuito equivalente de este modelo para una célula fotovoltaica se muestra en la Figura 2.21.

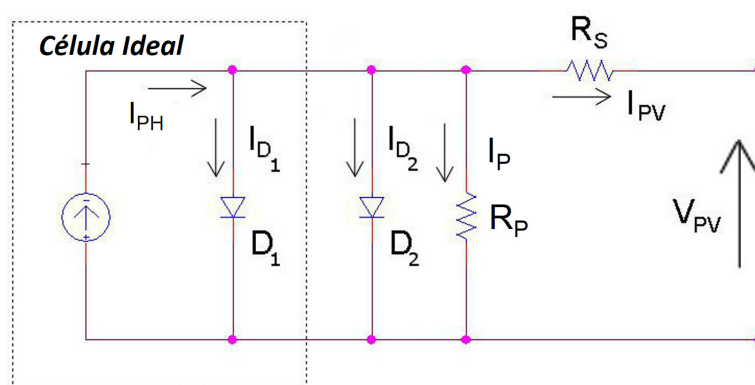


Figura 2.21: Modelo de Dos Diodos

La consideración de estos efectos proporcionan una relación entre la corriente y la tensión de la célula, que viene dada por las ecuaciones (2.77) y (2.78).

$$I = I_{PV} = I_{PH} - I_{D_1} - I_{D_2} - I_P \quad (2.77)$$

$$I = I_{PH} - I_{O_1} \left[ e^{\frac{q(V+IR_S)}{a_1 K T}} - 1 \right] - I_{O_2} \left[ e^{\frac{q(V+IR_S)}{a_2 K T}} - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (2.78)$$

Donde:

- $I_{O_1}$  y  $I_{O_2}$  son las corrientes de saturación de los diodos (A),
- $V$  es la tensión de célula (V),
- $q$  es la carga de un electrón ( $1,6 \times 10^{-19}$  C),
- $a_1$  y  $a_2$  son las constantes de idealidad de los diodos,
- $K$  es la constante de Boltzmann  $1,38 \times 10^{-23}$  (J / K),
- $T$  es la Temperatura de la célula.

Así, el circuito equivalente de doble diodo conduce a un modelo de 7 parámetros ( $a_1, a_2, R_S, R_P, I_{O_1}, I_{O_2}, I_{PH}$ ). Este modelo se empezó a utilizar en la última mitad del siglo pasado por [50, 51]. Más tarde, [52], utilizando el mismo modelo, ajustó los parámetros a través de los algoritmos de Levenberg-Marquardt y Newton-Raphson. Este modelo se sigue utilizando en la bibliografía más reciente [53, 54]. Por ejemplo, en [55] los autores introducen un nuevo procedimiento para calcular las curvas características I-V de módulos fotovoltaicos de película delgada. Después de describir dicho procedimiento, basado en una forma racional explícita, el modelo se utiliza para calcular la corriente de cinco módulos fotovoltaicos comerciales, alcanzando una media de diferencias absolutas entre la corriente calculada y la medida de 0,042 A. Un campo más amplio de aplicación se puede encontrar en [56], donde el modelo desarrollado es válido para tres tipos de células (policristalino, amorfo y película delgada). Con el fin de estimar los 7 parámetros, los autores especifican un algoritmo iterativo que utiliza una serie de parámetros de los módulos fotovoltaicos proporcionados por la hoja de datos del fabricante. Posteriormente, comparan las curvas resultantes de su algoritmo con las del fabricante pero no se proporcionan resultados numéricos sobre su exactitud. De todos modos, los resultados y la comparación son totalmente teóricos porque no se enfrentan a valores empíricos. La estimación de los 7 parámetros se puede realizar mediante un algoritmo evolutivo como en [57], donde el modelo es validado con datos experimentales obtenidos de un módulo fotovoltaico policristalino, bajo 7 condiciones meteorológicas diferentes con un total de 482 muestras, alcanzando un RMSE medio de 0,0608 A.

Como ya se ha dicho, este modelo de dos diodos con pérdidas resistivas recoge de una forma más completa las pérdidas y los fenómenos de recombinación en el material. Todo lo comentado para el modelo de un diodo con pérdidas resistivas

se puede asumir para este modelo de dos diodos, teniendo en cuenta que en el caso de resolución mediante la ecuación característica ahora se tienen 7 parámetros en vez de 5. Sin embargo, para la mayoría de los autores, el modelo de un diodo cumple con las expectativas suficientes para el modelado de la célula-módulo fotovoltaico.

#### 2.4.4. Modelos Empíricos

Los modelos empíricos se basan en la observación directa, la medición y el registro de datos reales/experimentales. Son aquellos que predicen cómo una variable afecta una respuesta y no por qué, ni cómo la afecta. Se pueden definir como modelos empíricos a aquellos modelos que se basan en el aprendizaje del modelo a partir de los datos. Estos datos, a su vez, se pueden obtener a partir de la ecuación característica o de mediciones directas [58, 59], obtenidas a partir de módulos fotovoltaicos reales, siendo esta segunda opción la más utilizada. Las principales ventajas de utilizar este enfoque son los inconvenientes del otro y viceversa: utilizando datos reales es posible obtener modelos precisos, sin embargo es obligatorio tener estos datos y el modelo es adecuado sólo para ese módulo fotovoltaico particular. Por otra parte, el uso de datos extraídos de modelos teóricos acorta el proceso y es posible obtener modelos para una serie de módulos fotovoltaicos sin tenerlos físicamente.

Dentro de los modelos empíricos se encuentran los modelos realizados a partir del modelado con redes neuronales. Estos modelos se explican más en detalle en el apartado 2.4.5

#### 2.4.5. Modelo basado en la utilización de redes neuronales

Las redes neuronales artificiales, RNAs o ANNs en inglés, se basan en el funcionamiento de las redes neuronales biológicas, que poseen funcionalidades y estructuras diferentes, [60, 61]. Las características principales de las redes neuronales artificiales son, [62, 63]:

- *Aprendizaje adaptativo.* Es el proceso por el cual una red modifica sus pesos en respuesta a una información de entrada. Aprende a realizar tareas mediante entrenamientos con ejemplos. Es decir, diferencia patrones mediante ejemplos y entrenamiento. Pueden cambiar su comportamiento en función del entorno y la experiencia. Si las RNAs están debidamente entrenadas en la etapa de aprendizaje, pueden aprender de modelos matemáticos complejos. Hay varios algoritmos de entrenamiento conocidos y con buenos resultados. El principal desafío que tienen estos modelos es elegir las entradas y salidas adecuadas para el modelo de “caja negra” y su estructura interna.
- *Auto-organización.* Usan su capacidad de aprendizaje para organizar la información que reciben durante el aprendizaje. Se fundamenta en la modificación de la red neuronal completa para llevar a cabo un objetivo específico.



Es decir, auto-organizan la información usada para reconocer ciertas clases de patrones. Una red neuronal puede crear su propia organización o representación de la información que recibe durante el aprendizaje.

- *Capacidades de Generalización.* Si las redes están debidamente entrenadas y los ejemplos de entrenamiento cubren una alta variedad de situaciones diferentes, la respuesta de una red neuronal en situaciones que no se conocen (es decir, con entradas que no se conocen) probablemente será aceptable y bastante similar a la respuesta correcta. Por eso, se dice que tienen la propiedad de generalización.
- *Capacidad de modelado no lineal.* Las redes neuronales pueden trabajar adecuadamente la información procedente de fenómenos no lineales. Así, aumenta la capacidad de la red para aproximar funciones, clasificar patrones y aumentar su inmunidad frente al ruido.
- *Procesamiento paralelo.* Se puede usar un elevado número de nodos de procesamiento, dado su alto nivel de interconectividad.
- *Alto nivel de tolerancia a fallos.* Si llega a producirse un fallo en un pequeño grupo de neuronas, aunque el sistema se vea afectado, no sufre una parada repentina. Debido a que la información está almacenada de modo no localizado, la mayoría de las interconexiones entre los nodos de la red tendrán unos valores en función de los estímulos recibidos y generarán un patrón de salida que represente la información almacenada. Toleran fallos por codificación de información redundante.
- *Operación en tiempo real.* Debido a su implementación en paralelo, las redes neuronales se adaptan perfectamente a la realización de grandes procesos de una forma rápida. Una vez que se ha entrenado la red, su respuesta es siempre rápida. Su estructura interna podría ser más o menos compleja, pero en cualquier caso, todas las operaciones internas que se deban realizar serán diferentes sumas y multiplicaciones, si se trata de una red neuronal lineal. Esta respuesta rápida es independiente de la complejidad de los modelos aprendidos.
- *Fácil inserción dentro de tecnologías existentes.* Gracias a la facilidad y a la rapidez con la que pueden ser entrenadas, comprobadas y verificadas, las redes neuronales se pueden trasladar de una manera sencilla a una implementación en aplicaciones específicas, dentro de sistemas ya existentes.

Así, una red neuronal está formada por neuronas. Cada neurona está conectada con otras neuronas mediante un peso de ajuste representado por la letra  $w_{ij}$ , siendo el primer subíndice la neurona destino ( $i$ ) y el segundo subíndice ( $j$ ) la neurona de origen. Se denomina nodo o neurona al componente básico de cálculo, que recibirá un input desde otras neuronas o de una fuente externa de datos. Cada input tiene asociado un peso  $w$ , que se va a ir modificando durante el proceso de aprendizaje. Cada nodo aplica una función dada  $f$  de la suma de los inputs

---

ponderados mediante los pesos, como indica la ecuación (2.79). Una neurona artificial está formada por un sumador y una función de activación representada por  $f(x)$ .

$$y_i = f\left(\sum_j w_i x_j\right) \quad (2.79)$$

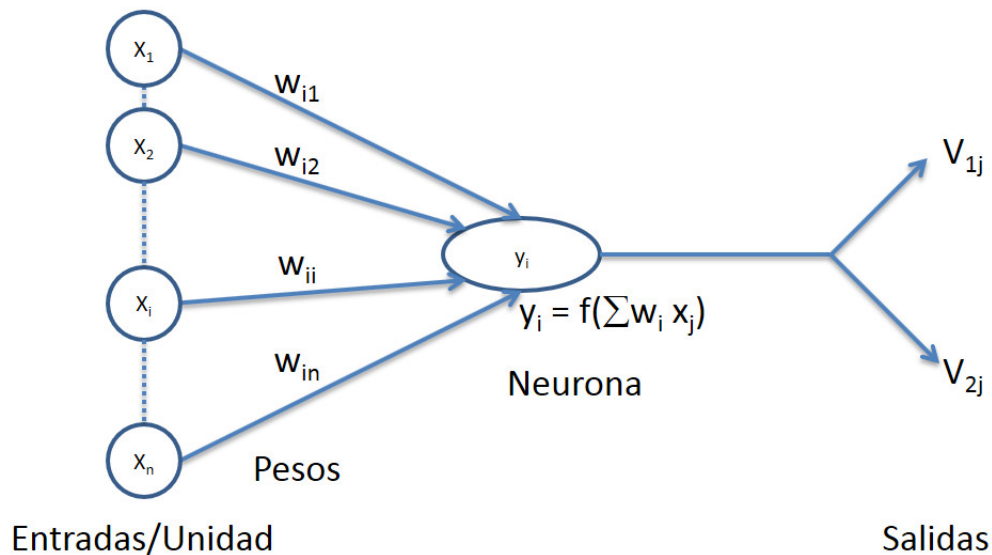


Figura 2.22: Esquema de una red neuronal

La forma de trabajo de una neurona radica en la modificación de los valores de las entradas, mediante las conexiones, en una salida. La salida se obtiene a partir de una función de activación. Siendo:

- La **función de activación**. Calcula el estado de actividad de una neurona, transformando la entrada global (menos el umbral) en un valor (estado) de activación. Esto es así, porque una neurona puede estar totalmente inactiva (0 ó -1) ó activa (1). Se aplica al resultado y normalmente consiste en una función acotada, como la función logarítmica sigmoidea (logsig) (0,1], la tangente hiperbólica (tansig) [-1,1], la función lineal (purelin)  $(-\infty, \infty)$ , etc... Las funciones más utilizadas son la función sigmoidea y la función tangente hiperbólica, que se muestra en las expresiones (2.80) a (2.82).

$$f_{sigm}(x) = \text{logsig}(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}} \quad (2.80)$$

$$f_{tanh}(x) = \frac{1 - e^{-2x}}{1 + e^{-2x}} = \frac{e^{-x} - e^x}{e^{-x} + e^x} \quad (2.81)$$

$$f_{tanh}(x) = 2f_{sigm}(x) - 1 \quad (2.82)$$

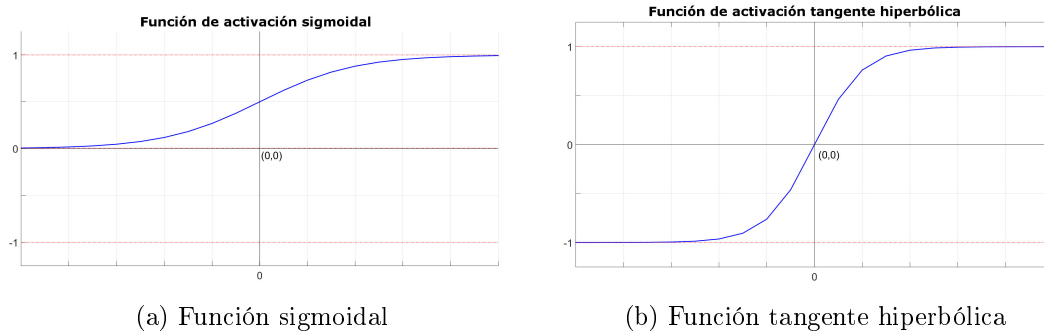


Figura 2.23: Funciones de activación de las RNAs

- La **función de salida** determina los valores que se transfieren a las neuronas vinculadas. Los valores de salida están comprendidos en los rangos  $[0, 1]$  ó  $[-1, 1]$ . También pueden ser binarios  $\{0, 1\}$  ó  $\{-1, 1\}$ . Habitualmente, la salida es directamente equivalente al valor resultante de la función de activación.

Los criterios más importantes para clasificar las redes neuronales son:

- Según el tipo de conexiones
  - ◇ *Redes de propagación hacia adelante (feed-forward)*, donde las conexiones van en un solo sentido desde la capa de entrada hacia la capa de salida. El proceso comienza con un vector de entradas, que tiene tantos elementos como neuronas de la primera capa de la red, las cuales procesan dicho vector en paralelo. La información, modificada por los factores multiplicativos de los pesos de cada neurona, es transmitida hacia delante por la red pasando por las capas ocultas (si tiene) para finalmente ser procesada por la capa de salida. Una de estas redes es el perceptrón multicapa, que contiene una o más capas ocultas de neuronas. Normalmente existen una capa de entrada, una o varias capas ocultas y una capa de salida.
  - ◇ *Redes recurrentes*, son redes que tienen uniones de retroalimentación entre todos los elementos que las conforman. Por lo tanto, una neurona está conectada a las neuronas de la siguiente capa, a las neuronas de la capa anterior y a ella misma a través de vectores de pesos variables, que sufren alteraciones en cada *epoch* (paso de entrenamiento).
- Según el aprendizaje
  - ◇ *Aprendizaje supervisado*. Los datos (o entradas) tienen un valor asociado conocido. Se le proporciona a la red neuronal un conjunto de datos de la forma  $(\vec{x}, y)$ , donde  $y$  representa la variable que debe predecir el sistema y  $\vec{x}$  es un vector de valores que representan características que se suponen relevantes para determinar el valor de  $y$ . La red asociará un conjunto de datos de entrada con unos datos deseados, los cuales

son conocidos. El modelo debe ser capaz de generalizar, prediciendo valores de  $y$  para muestras no analizadas anteriormente.

- ◇ *Aprendizaje no supervisado o auto-organizado.* Los datos son solamente entradas. Cada muestra está compuesta sólo por parte de  $\vec{x}$  y no incluye el valor de  $y$ . Son redes empleadas fundamentalmente para clasificación y reconocimiento de patrones.

Por otra parte, una red neuronal trabaja con datos. El conjunto de datos se divide en dos partes principales: Entrenamiento y Test. El subconjunto de entrenamiento se divide a su vez en entrenamiento y validación, quedando finalmente el conjunto de datos:

- *Datos de entrenamiento.* Son los datos que se emplean en el ajuste de los parámetros de la red neuronal. Tienen que ser representativos del total de datos, generalmente se seleccionan aleatoriamente.
- *Datos de validación.* Se emplean después de cada iteración en el proceso de entrenamiento, con ellos se comprueba si se produce sobreaprendizaje (una red neuronal reproduce muy bien el comportamiento descrito mediante los datos de entrenamiento pero puede que no el de los datos nuevos).
- *Datos de test.* Sólo se emplean una vez finalizado el entrenamiento/validación.

En relación al proceso de aprendizaje, se consideran las siguientes etapas:

- *Etapas de Entrenamiento:* En la cuál se lleva a cabo el aprendizaje. La forma más común de entrenamiento es a través de la modificación de los pesos ( $w_{ij}$ ), los cuales le asigna a cada neurona la información que recibe de las neuronas que le preceden. Así las RNAs modificarán sus pesos en la etapa de aprendizaje para disminuir progresivamente el error que cometen al tratar de predecir las variables independientes.
- *Etapas de Validación:* Consiste en tomar un conjunto de datos distintos a los utilizados en el entrenamiento y probarlos en la red entrenada. Si el error obtenido es menor al error obtenido en el entrenamiento, la red continuará ajustando sus pesos sinápticos. Si el error generado es mayor que el error obtenido en el entrenamiento, el entrenamiento debe ser suspendido para evitar el sobreaprendizaje.
- *Etapas de Test:* Después de ser entrenada y validada la red neuronal ya puede ser utilizada. Determinará el buen funcionamiento de la red así como su robustez.

En los algoritmos de entrenamiento supervisado el método que se emplea para converger rápidamente es el análisis del error cuadrático medio (MSE). Lo que se intenta obtener es el valor mínimo posible de la suma de los errores cuadrados de las neuronas de salida.

---

Las redes neuronales son métodos de simulación no paramétricos muy usados en múltiples ámbitos de investigación, porque permiten resolver problemas de difícil solución y que muchas veces no son fáciles de resolver empleando técnicas tradicionales como la regresión lineal o polinómica, [19]. Las redes neuronales han sido aplicadas en la literatura para modelar las células y módulos fotovoltaicos. Así, en [64] se presenta una interesante revisión de diferentes enfoques, mientras que en [65,66] se desarrolla un modelo práctico, pero con amplitudes muy estrechas para la Irradiancia y la Temperatura. Hay otros autores que buscan ampliar estos límites [67], pero, a pesar de ampliar el rango de las magnitudes, todavía obtienen modelos parciales con datos capturados durante un intervalo de tiempo bastante pequeño (dos meses).

En [68] los autores utilizan redes neuronales RBF (Radial Basis Function) para generar dos modelos. El primero obtiene la  $I_{PV}$  a partir de la irradiancia y de la tensión, y utiliza 5600 muestras reales. El segundo obtiene la  $P_{PV}$ , de nuevo desde los valores de irradiancia y de tensión utilizando 4600 muestras reales. Los autores obtienen el error cuadrático medio (MSE) relativo del 2% y del 1%, respectivamente. Sin embargo, el test se ha hecho con los datos de entrenamiento, por lo que se refieren a la precisión del entrenamiento. En [69] se generan dos modelos diferentes basados en redes neuronales artificiales. Ambos modelos tienen la Temperatura y la Irradiancia como entradas, mientras que tienen la potencia como salida. La principal diferencia es que uno de ellos está especializado en días nublados ( $\leq 400 \text{ W/m}^2/\text{día}$ ) mientras que el otro lo está en días soleados ( $> 400 \text{ W/m}^2/\text{día}$ ). Los autores han reunido datos durante 13 meses, a partir de un módulo fotovoltaico real, registrando 5760 muestras en días nublados, y 2280 muestras en días soleados. El proceso de entrenamiento de cada modelo se ha realizado con el 70% de las muestras, mientras que la validación con el 30% restante. La raíz del error cuadrático medio que reportan para el primer modelo con un conjunto de datos de prueba de 4 días nublados consecutivos, es de 0,115% mientras que es de 0,11% para el segundo, con un conjunto de datos de prueba de 4 días consecutivos soleados.

Un trabajo más reciente es [70], donde los autores obtuvieron dos modelos neuronales a partir de datos experimentales recogidos durante 4 meses, cada uno para dos módulos fotovoltaicos diferentes (monocristalinos y módulos orgánicos flexibles). La entrada de las redes neuronales son la Temperatura, la Irradiancia y la humedad relativa, mientras que la salida es la potencia. El 65% de los datos se utilizaron para el entrenamiento (2868 muestras), el 20% para la validación (833 muestras) y el 15% restante para el test (662 muestras). El coeficiente de correlación es de 0,8046 y de 0,8493, mientras que el error medio es 0,05664 W y 0,01169 W, respectivamente, para cada modelo. Una vez que los autores han obtenido modelos precisos, los utilizan para llevar a cabo un análisis de sensibilidad para estudiar el efecto de cada una de las entradas de las redes sobre la potencia predicha.

## 2.5. Convertidores CC/CC

Un convertidor de corriente continua debe proporcionar a su salida una tensión continua de un valor deseado, independientemente de que la tensión de entrada y la intensidad de salida puedan fluctuar. Los convertidores de corriente continua emplean uno o más interruptores para transformar un nivel de tensión continua a otro nivel de continua. Controlando el tiempo en que los interruptores están conduciendo ( $T_{on}$ ) o sin conducir ( $T_{off}$ ), se regula la tensión de salida [71, 72].

Una característica deseable en el estudio de cualquier circuito electrónico es la utilización de técnicas lineales. Sin embargo, los convertidores de alimentación conmutados son circuitos no lineales y discontinuos.

El tiempo durante el cual el interruptor (S) esta cerrado, se denomina tiempo de conducción,  $T_{ON}$ . Por otro lado el tiempo que el interruptor permanece abierto, se llama tiempo de bloqueo,  $T_{OFF}$ . La suma de  $T_{ON}$  y  $T_{OFF}$  forman el período del convertidor (T) o tiempo de conmutación.

En un convertidor, la potencia entregada a la carga está en función del *ciclo de trabajo*,  $\delta$ , que se define como la relación entre el tiempo en el que el convertidor está en la posición ON y el tiempo de conmutación. Es decir, es el cociente entre  $T_{ON}$  y T. En mucha bibliografía, el ciclo de trabajo también se le denomina por la letra D.

$$\delta = D = \frac{T_{ON}}{T} \quad 0 < \delta < 1 \quad (2.83)$$

$$T = T_{ON} + T_{OFF} \quad (2.84)$$

$$T = \delta.T + T_{OFF} \quad (2.85)$$

$$T_{OFF} = T(1 - \delta) \quad (2.86)$$

En [73, 74] se analizan los principales convertidores CC/CC usados en instalaciones fotovoltaicas. A continuación se analizan estos convertidores según la relación de tensión entre la entrada y la salida [72].

### 2.5.1. Convertidor elevador Boost

El convertidor Boost es un convertidor elevador, proporcionando una tensión media de salida de valor superior al valor de entrada. En la Figura 2.24 se muestra la topología de dicho convertidor, donde su tensión y corriente de salida promedio son  $V_0$  e  $I_0$ , respectivamente, y la corriente media en la bobina de entrada es  $I_L$ .

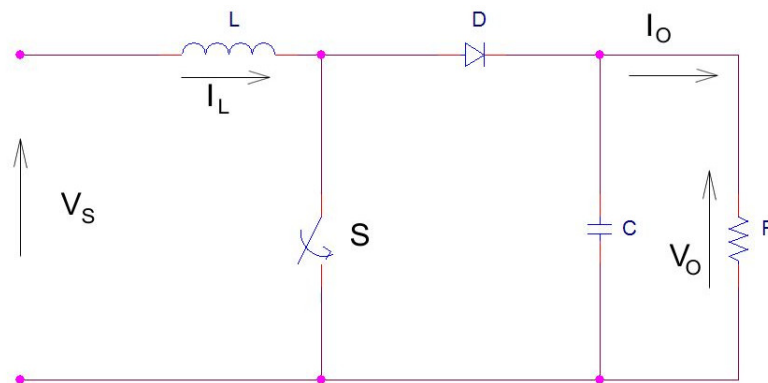


Figura 2.24: Circuito del convertidor elevador Boost

Estos convertidores son circuitos no lineales. Para que su funcionamiento sea lineal se tiene que descomponer en sub-circuitos. Dicho funcionamiento lineal se divide en dos modos, dependiendo del estado del interruptor, S:

- Cuando el interruptor (S) está cerrado, el diodo (D) se polariza inversamente aislando la etapa de entrada de la de salida. Toda la tensión de la fuente primaria ( $V_S$ ), módulos fotovoltaicos, se aplica sobre la bobina (L), lo que provoca que la corriente aumente, almacenándose energía en la bobina (L). La carga (R) es alimentada únicamente por el condensador (C).
- Cuando el interruptor (S) está abierto, la tensión existente en la bobina (L) se suma a la tensión de la fuente ( $V_S$ ), proporcionando a la salida una tensión mayor a la de la fuente primaria y de misma polaridad. La bobina (L) y la fuente ( $V_S$ ) proporcionan energía a la carga (R)

Hay que tener en cuenta que un convertidor tiene siempre al menos una bobina, que en algunos momentos queda en serie con un diodo. Si la corriente al circular por la bobina intenta hacerse negativa, el diodo se lo va a impedir permaneciendo con un valor de cero. Entonces se dice que el convertidor funciona en *modo de conducción discontinuo*, la carga consume menos energía de lo que el circuito puede entregar en un ciclo y durante algún instante la corriente en la bobina se anula.

Si la corriente por la bobina nunca se nula, se dice que el convertidor funciona en *modo de conducción continuo*. Por lo tanto, toda la energía se transfiere a la carga, sin llegar a que la corriente se anule, por lo que la corriente es siempre mayor que cero durante todo el período de conmutación.

El modo de conducción modifica el comportamiento del convertidor de manera extrema, en lo referente a su comportamiento dinámico, al esfuerzo que sufren los componentes que conmutan y a la relación de transformación entre las tensiones y corrientes.

### 2.5.1.1. Modo de conducción continuo (CCM)

La intensidad por la bobina varía entre unos valores máximo y mínimo, pero nunca llega a anularse. Esto se debe a que el interruptor está bloqueado un intervalo de tiempo, lo cual permite que la intensidad en la bobina no se haga cero. Por ello, al comenzar el siguiente período, la intensidad parte de un valor inicial,  $I_{L(\text{MIN})}$ , como se ve en la Figura 2.25.

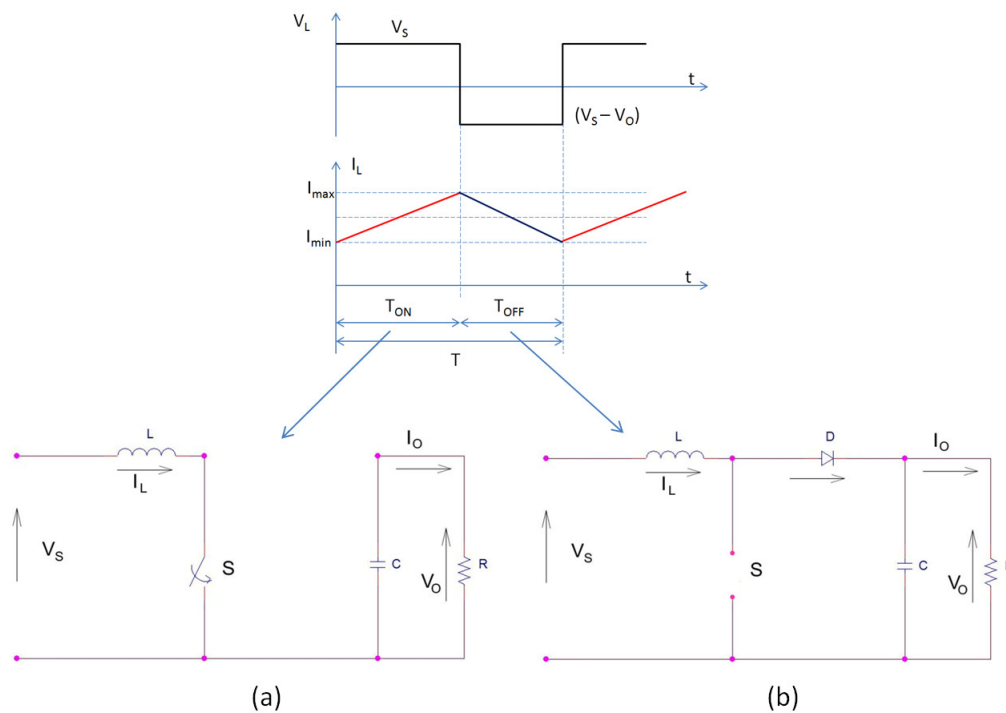


Figura 2.25: Modo de conducción continua, en convertidores Boost

El interruptor conmuta periódicamente con una frecuencia de conmutación  $f = 1/T$ . Por lo tanto, el circuito presenta dos topologías según el estado en que se encuentre el interruptor:

- Cuando el interruptor S está cerrado, va a permitir la entrada de energía desde la fuente de continua, esquema (a) de la Figura 2.25. La corriente por la bobina crece linealmente. En este intervalo, por el diodo no circula corriente pues se encuentra polarizado inversamente. El resultado es una tensión en la bobina igual a la tensión de entrada.
- En el siguiente intervalo el interruptor S está abierto, esquema (b) de la Figura 2.25. El diodo, que está polarizado, permite la circulación de la corriente de la fuente de continua y de la bobina, al circuito de salida. En este caso, la tensión de la bobina es  $V_L = V_s - V_o$ , siendo  $V_o > V_s$ . El convertidor es elevador y por lo tanto la intensidad decrece linealmente (Ecuaciones (2.87) y (2.88)).



$$V_L \Rightarrow \begin{cases} V_L = L \frac{\Delta I_L}{\Delta t} \\ T_{ON} \Rightarrow V_L = V_S = L \frac{\Delta I_{L_{TON}}}{\Delta t} \\ T_{OFF} \Rightarrow V_L = V_S - V_O = L \frac{\Delta I_{L_{TOFF}}}{\Delta t} \end{cases} \quad (2.87)$$

$$I_L \Rightarrow \begin{cases} T_{ON} = T \cdot \delta \Rightarrow I_L = \int_0^{T_{ON}} \frac{V_L}{L} dt \Rightarrow \frac{V_S}{L} T \cdot \delta = \Delta I_{L_{TON}} \\ T_{OFF} = T(1 - \delta) \Rightarrow I_L = \frac{(V_S - V_O)}{L} T(1 - \delta) = \Delta I_{L_{TOFF}} \end{cases} \quad (2.88)$$

Cuando el convertidor trabaja en régimen estable, considerando un ciclo completo de conmutación, la energía almacenada al principio y la entregada al final del ciclo es la misma o, lo que es lo mismo, la suma de la corriente almacenada y la corriente entregada por el inductor debe de ser igual a cero. Es decir, la corriente por la bobina tiene que ser la misma al principio y al final del ciclo de conmutación. Esta situación se puede expresar mediante las ecuaciones (2.89) a (2.96).

$$\Delta I_{L_{TON}} + \Delta I_{L_{TOFF}} = 0 \quad (2.89)$$

$$\frac{V_S}{L} T_{ON} + \frac{(V_S - V_O)}{L} T(1 - \delta) = 0 \quad (2.90)$$

$$\frac{V_S}{L} T_{ON} + \frac{V_S}{L} T(1 - \delta) - \frac{V_O}{L} T(1 - \delta) = 0 \quad (2.91)$$

$$V_S T_{ON} + V_S T(1 - \delta) = V_O T(1 - \delta) \quad (2.92)$$

$$\frac{V_S T_{ON}}{T} + \frac{V_S T(1 - \delta)}{T} = \frac{V_O T(1 - \delta)}{T} \quad (2.93)$$

$$V_S \delta + V_S(1 - \delta) = V_O(1 - \delta) \quad (2.94)$$

$$V_S \delta + V_S - V_S \delta = V_O - V_O \delta \quad (2.95)$$

$$V_O = \frac{V_S}{(1 - \delta)} \quad (2.96)$$

De forma que la tensión aumentará según aumente el ciclo de trabajo.

Asumiendo que no hay pérdidas en el circuito,  $P_S = P_O$ , la corriente promedio que circula por la bobina viene dada por la expresión (2.97).

$$V_S \cdot I_S = V_O \cdot I_O \implies V_O = \frac{V_S \cdot I_S}{I_O} \quad (2.97)$$

Y comparando el valor de  $V_O$  con el resultado de la ecuación (2.96) se obtiene la expresión (2.99).

$$\frac{V_S \cdot I_S}{I_O} = \frac{V_S}{(1 - \delta)} \quad (2.98)$$

$$I_O = I_S(1 - \delta) \quad (2.99)$$

Al contrario de lo que sucede con la tensión, la intensidad disminuirá según aumente el ciclo de trabajo. Así, se puede calcular el valor de la resistencia conectada al convertidor ( $R_O$ ), mediante la ecuación (2.102), a partir de la carga vista por el módulo fotovoltaico ( $R_{PV}$ ) y el ciclo de trabajo  $\delta$ .

$$P_S = \frac{(V_S)^2}{R_{PV}} = \frac{(V_O)^2}{R_O} = P_O \quad (2.100)$$

$$\frac{(V_S)^2}{R_{PV}} = \left( \frac{V_S}{1 - \delta} \right)^2 \cdot \left( \frac{1}{R_O} \right) \quad (2.101)$$

$$R_O = \frac{R_{PV}}{(1 - \delta)^2} \quad (2.102)$$

Y considerando un período de conmutación del convertidor, se obtiene la expresión (2.104).

$$T = T_{ON} + T_{OFF} = T \cdot \delta + T(1 - \delta) \quad (2.103)$$

$$T = L \frac{\Delta I}{V_S} - L \frac{\Delta I}{(V_S - V_O)} = \frac{V_O L \Delta I}{V_S(V_S - V_O)} = \frac{1}{f} \quad (2.104)$$

Por otra parte, a partir de la ecuación (2.104) se puede deducir el rizado de la corriente que circula por la bobina, mediante la expresión (2.105).

$$\Delta I = \frac{V_S(V_S - V_O)}{f L V_O} \quad (2.105)$$

Así, la bobina almacenará energía temporalmente en forma de corriente para, posteriormente, lograr la transferencia en ambos sentidos. Su valor depende directamente del rizado de la corriente ( $\Delta I_L$ ) y de su tensión en bornes. Para su cálculo se tiene en cuenta la tensión en la bobina ( $V_L$ ), la corriente máxima que se obtendrá en modo elevador y el tiempo durante el cual el interruptor esté conduciendo, obteniéndose la expresión (2.107).

$$V_L = L \frac{dI_L}{dt} \implies V_S = L \frac{\Delta I_L}{T_{ON}} \implies L = \frac{V_S}{\Delta I_L} T_{ON} \quad (2.106)$$

$$L = \frac{V_S \delta}{f \Delta I_L} \quad (2.107)$$

Además, para el cálculo del condensador se tiene en cuenta que la corriente por el condensador se obtiene a través de las expresiones (2.108) y (2.109).

$$I_C = C \frac{dV_C}{dt} \quad (2.108)$$

$$dV_C = \frac{1}{C} \int_0^{T_{ON}} I_C dt \quad (2.109)$$

Y el rizado de la tensión de salida ( $\Delta V_O$ ), se puede escribir como se indica en la expresión (2.110).

$$\Delta V_O = \frac{1}{C} (I_O T_{ON}) = \frac{1}{C} (I_O \delta T) \quad (2.110)$$

Siendo el valor del condensador el calculado mediante la expresión (2.111)

$$C = \frac{I_O \delta}{f \Delta V_O} \quad (2.111)$$

### 2.5.1.2. Modo de conducción discontinuo (DCM)

Si la corriente entregada a la carga es demasiado grande o si la bobina es demasiado pequeña, la corriente que atraviesa la bobina se anulará ocasionando que el circuito del convertidor entre en modo de conducción discontinua. El convertidor en modo de conducción discontinua presenta tres modos de funcionamiento. Los dos primeros son iguales a las modos de funcionamiento vistos en el modo de conducción continua, y el tercero se define cuando los dos elementos conmutadores, diodo e interruptor, están bloqueados (OFF) a la vez, tal como se muestra en la Figura 2.26.

Cuando la bobina ha descargado toda la energía almacenada, la corriente del inductor se anula y los elementos conmutadores tampoco conducen corriente. El cambio más significativo respecto del modo continuo es que la tensión de salida no es solo proporcional al ciclo de trabajo.

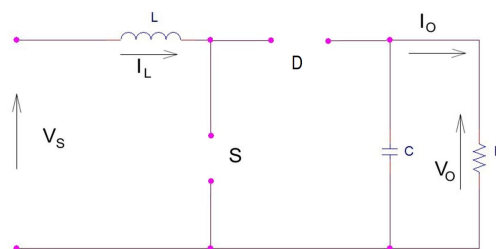


Figura 2.26: Tercer modo de funcionamiento, en modo DCM

En la Figura 2.27 se pueden observar las formas de onda de corriente y de tensión de la bobina, destacando el instante en el que la corriente de la bobina se anula.

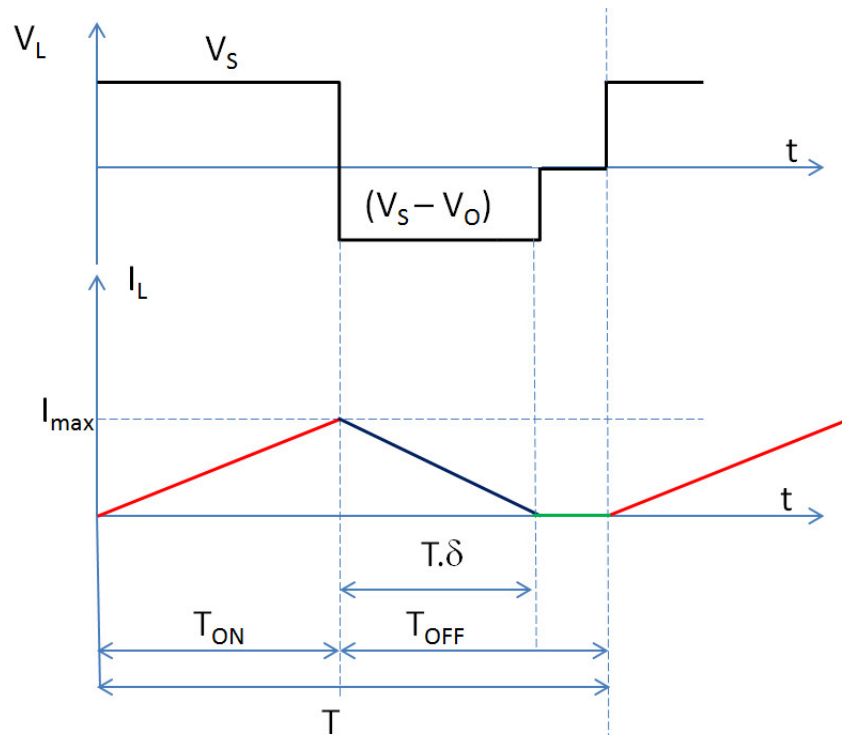


Figura 2.27: Modo de Conducción Discontinuo

### 2.5.1.3. Ecuaciones de estado

Como se puede observar en la Figura 2.25 un convertidor boost elevador obtiene una tensión de salida superior a la tensión de entrada. Su funcionamiento consiste en abrir y cerrar periódicamente el interruptor. Así, estudiando los dos circuitos resultantes a partir de la conducción (ON,  $u = 1$ ) ó no conducción (OFF,  $u = 0$ ), se pueden obtener las ecuaciones para el sistema. Se han considerado  $x_1$  (la corriente en la bobina,  $i_L$ ) y  $x_2$  (la tensión en el condensador,  $V_C$  ó  $V_O$ ) como las variables de estado. Mientras que se toman como constantes  $V_S$  (la tensión de alimentación) y  $R$  (valor de la carga resistiva). A continuación se analizan estas dos situaciones.

#### Período de conducción del interruptor ( $u = 1$ )

El circuito equivalente es el del apartado *a* de la Figura 2.25. Aplicando el valor de  $u$  igual a 1, se obtienen las expresiones (2.112) y (2.113).

$$L \frac{dx_1}{dt} = V_S \implies \frac{dx_1}{dt} = \frac{V_S}{L} \quad (2.112)$$

$$C \frac{dx_2}{dt} = -\frac{x_2}{R} \implies \frac{dx_2}{dt} = \frac{-x_2}{C R} \quad (2.113)$$

Estas ecuaciones (2.112) y (2.113) se pueden escribir de forma matricial, obteniéndose la expresión (2.114).

$$\begin{bmatrix} dx_1/dt \\ dx_2/dt \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{CR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{V_S}{L} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.114)$$

### Período de no conducción del interruptor ( $u = 0$ )

El circuito que se aplica es el del apartado *b* de la Figura 2.25. Aplicando el valor de  $u$  igual a 0 se obtienen las expresiones (2.115) y (2.116).

$$L \frac{dx_1}{dt} = V_S - V_C \implies \frac{dx_1}{dt} = \frac{V_S - x_2}{L} = \frac{V_S}{L} - \frac{x_2}{L} \quad (2.115)$$

$$C \frac{dx_2}{dt} = x_1 - \frac{x_2}{R} \implies \frac{dx_2}{dt} = \frac{x_1}{C} - \frac{x_2}{CR} \quad (2.116)$$

De la misma forma que antes, estas ecuaciones (2.115) y (2.116) se pueden escribir como se muestra en (2.117).

$$\begin{bmatrix} dx_1/dt \\ dx_2/dt \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{CR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{V_S}{L} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.117)$$

### Generalizando

Las ecuaciones que definen el comportamiento ideal del convertidor Boost están dadas por (2.118) y (2.119), siendo las variables de estado  $x_1$ , corriente en la bobina y  $x_2$ , tensión en el condensador. El control  $u$ , posición del interruptor, viene dado por una señal de valor discreto que solo puede tomar los valores 0 ó 1. Los parámetros del sistema son  $L$ , bobina de entrada al circuito,  $C$ , condensador del filtro de salida,  $R$ , resistencia de carga a la salida del convertidor y  $V_S$ , la fuente de voltaje externa.

$$\frac{dx_1}{dt} = 0 x_1 + \frac{(u-1)}{L} x_2 + \frac{V_S}{L} \quad (2.118)$$

$$\frac{dx_2}{dt} = \frac{(1-u)}{C} x_1 - \frac{1}{RC} x_2 + 0 \quad (2.119)$$

Estas ecuaciones se pueden expresar en forma matricial, como se muestra en la ecuación (2.120).

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & \frac{(u-1)}{L} \\ \frac{(1-u)}{C} & -\frac{1}{RC} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \frac{V_S}{L} \\ 0 \end{pmatrix} \quad (2.120)$$

Finalmente, reordenando términos se obtiene la expresión (2.121).

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{RC} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \frac{x_2}{L} \\ -\frac{x_1}{C} \end{pmatrix} u + \begin{pmatrix} \frac{V_S}{L} \\ 0 \end{pmatrix} \\ \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} 0 \cdot x_1 - \frac{x_2}{L} \\ \frac{x_1}{C} - \frac{x_2}{RC} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \frac{x_2}{L} \\ -\frac{x_1}{C} \end{pmatrix} u + \begin{pmatrix} \frac{V_S}{L} \\ 0 \end{pmatrix} \end{aligned} \quad (2.121)$$

Hay muchos autores a favor de esta topología, por ejemplo en [75] se indica que, independientemente de cuales sean las condiciones climáticas (Irradiación y Temperatura) y las condiciones de carga, el sistema de control del convertidor garantizará que el punto de funcionamiento estará optimizado para una máxima transferencia de potencia. En [76] esta topología de convertidor es una interfaz eficiente para aumentar la baja tensión de los dispositivos fotovoltaicos y controlar eficazmente el flujo de potencia cuando las tensiones de entrada o de salida son variables. Según [30], el convertidor Boost muestra tener una ligera ventaja sobre el convertidor Buck, ya que siempre puede seguir el punto de máxima potencia. Por otro lado, si la tensión del sistema de baterías es mayor de 48 V, el elegido debe ser el convertidor Boost [77]. Si no se tiene batería, el convertidor elegido dependerá de la corriente necesaria en la carga. Una corriente alta implica una tensión alta entonces el convertidor elegido debería ser el convertidor Boost y, al revés, sería un convertidor Buck.

### 2.5.2. Convertidor reductor Buck

El convertidor Buck es un convertidor reductor, también conocido por el nombre de convertidor reductor “*Step-Down*” o “*Forward*”. Proporciona una tensión media de salida ( $V_O$ ) de valor inferior al valor de entrada ( $V_S$ ), regulada frente a variaciones de la tensión de entrada o de la carga. En la Figura 2.28 se muestra la topología de dicho convertidor.

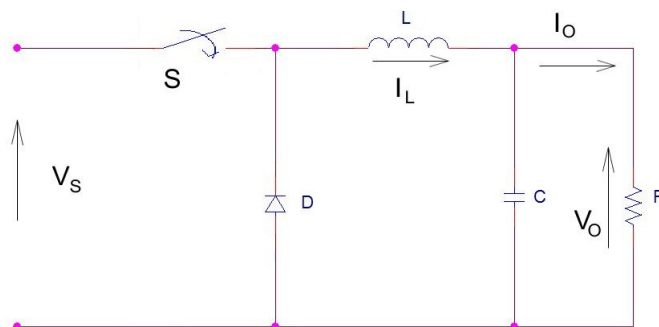


Figura 2.28: Convertidor Reductor Buck

Este convertidor es un circuito no lineal. Para que su funcionamiento sea lineal se tendrá que descomponer en sub-circuitos, dependiendo del estado del interruptor (S), que conmuta a una frecuencia de conmutación  $f=1/T$ :

- Cuando el interruptor (S) está cerrado, al estar el diodo polarizado inversamente la corriente no fluye por él, por lo que la fuente ( $V_S$ ) suministra energía tanto a la carga como a la bobina y al condensador.
- Si el interruptor está abierto, el circuito queda aislado de la tensión de entrada. El diodo (D), que está polarizado en directa permite la circulación de la corriente de la bobina (L) al condensador y a la carga.

Igual que para el convertidor Boost, y dependiendo de la corriente que circula por la bobina, el convertidor presenta dos modos distintos de funcionamiento.

### 2.5.2.1. Modo de conducción continua (CCM)

La intensidad que circula por la bobina se mantiene entre un valor máximo y un mínimo, sin llegar a anularse. El análisis del convertidor reductor, en el modo de conducción continuo, puede realizarse para los intervalos de conducción y de no-conducción del interruptor:

- Cuando el interruptor (S) está cerrado, se tiene el esquema (a) de la Figura 2.29. La tensión en bornes de la bobina es  $V_L = V_S - V_O$ , siendo la tensión de salida ( $V_O$ ) menor que la tensión de entrada ( $V_S$ ). La corriente que circula por la bobina ( $I_L$ ) crece linealmente durante este intervalo, siendo igual a la corriente que circula por el interruptor.
- Si el interruptor está abierto, se tiene el esquema (b) de la Figura 2.29. La tensión en bornes de la bobina es  $V_L = -V_O$ . El diodo polarizado en directa conduce la corriente de la bobina y la corriente decrece linealmente.

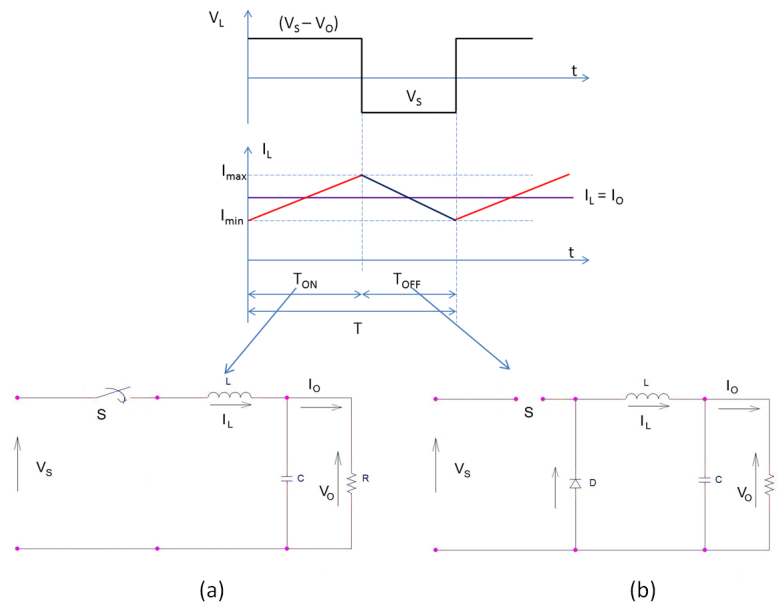


Figura 2.29: Modo de conducción continua, en un convertidor Buck

Las ecuaciones (2.122) y (2.123) definen el comportamiento en este modo de funcionamiento.

$$V_L \implies \begin{cases} T_{ON} \implies V_L = V_S - V_O = L \frac{dI_L}{dt} \\ T_{OFF} \implies V_L = -V_O = L \frac{dI_L}{dt} \end{cases} \quad (2.122)$$

$$I_L \implies \begin{cases} T_{ON} \implies I_L = \int_0^{T_{ON}} \frac{V_L}{L} dt \implies \frac{(V_S - V_O)}{L} T_{ON} \\ T_{OFF} = T(1 - \delta) \implies \frac{(-V_O)}{L} T(1 - \delta) \end{cases} \quad (2.123)$$

Además, cuando el convertidor trabaja en régimen estable, considerando un ciclo completo de conmutación, la energía almacenada al principio y al final de este ciclo es la misma, por lo que la corriente por la bobina tiene que ser la misma al principio y al final del ciclo de conmutación. Esto se puede expresar mediante las ecuaciones (2.124) a (2.130).

$$\Delta I_{L_{T_{ON}}} + \Delta I_{L_{T_{OFF}}} = 0 \quad (2.124)$$

$$\frac{(V_S - V_O)}{L} T_{ON} + \frac{(-V_O)}{L} T(1 - \delta) = 0 \quad (2.125)$$

$$V_S T_{ON} - V_O T_{ON} - V_O T(1 - \delta) = 0 \quad (2.126)$$

$$\frac{V_S T_{ON}}{T} - \frac{V_O T_{ON}}{T} - \frac{V_O T(1 - \delta)}{T} = 0 \quad (2.127)$$

$$V_S \delta - V_O \delta - V_O (1 - \delta) = 0 \quad (2.128)$$

$$V_S \delta - V_O \delta - V_O + V_O \delta = 0 \quad (2.129)$$

$$V_O = V_S \delta \quad (2.130)$$

Como el ciclo de trabajo  $\delta$  no puede ser mayor a 1,  $V_O \leq V_S$ , de ahí su nombre de convertidor reductor. Por otra parte, asumiendo que no hay pérdidas en el circuito,  $P_S = P_O$ , se obtiene el valor de  $V_O$  según (2.131).

$$V_S \cdot I_S = V_O \cdot I_O \implies V_O = \frac{V_S \cdot I_S}{I_O} \quad (2.131)$$

Así, comparando el valor de  $V_O$  obtenido en la ecuación (2.131) con el resultado de la ecuación (2.130), se obtiene el valor de  $I_O$  (2.133).

$$V_S \delta = \frac{V_S \cdot I_S}{I_O} \quad (2.132)$$

$$I_O = \frac{I_S}{\delta} \quad (2.133)$$



Esta relación de conversión de corrientes es exactamente inversa a la de tensiones dada en la ecuación (2.130). De las ecuaciones (2.130) y (2.133) se desprende que el convertidor de CC-CC reductor actúa como un “*transformador*” en corriente continua, cuya relación de conversión es  $\delta$ .

### 2.5.2.2. Modo de conducción discontinua (DCM)

Si la corriente entregada a la carga es demasiado grande, o si la bobina es demasiado pequeña, el convertidor empezará a trabajar en modo de conducción discontinua. El convertidor en modo de conducción discontinua presenta tres modos de funcionamiento. Los dos primeros son iguales a los modos de funcionamiento vistos en el modo de conducción continua, y el tercero se define cuando los dos elementos conmutadores, diodo e interruptor, están bloqueados (OFF) a la vez, como se indica en la Figura 2.30. La bobina tiene tiempo para descargar toda la energía que tenía almacenada y a partir de ese instante la corriente de la bobina se anula. El interruptor sigue abierto de manera que no conduce, y el diodo tampoco lo hace.

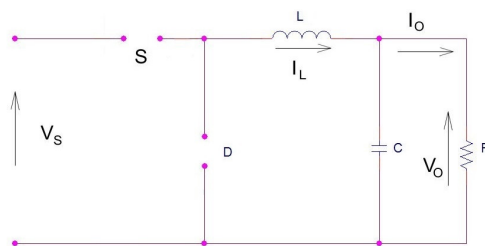


Figura 2.30: Circuito del modo de funcionamiento, en modo DCM

En la Figura 2.31 se pueden observar las formas de onda de corriente y de la tensión de la bobina, así como el instante en el que la corriente de la bobina se anula.

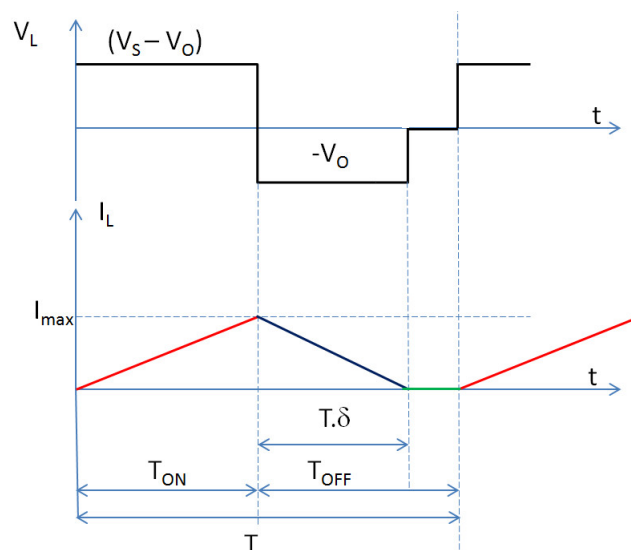


Figura 2.31: Modo de conducción discontinuo, en el convertidor Buck

### 2.5.3. Convertidores Elevadores-Reductores

Un convertidor elevador-reductor es aquel convertidor donde la tensión de salida obtenida puede ser mayor o menor que la tensión de entrada, pero la polaridad de la tensión de salida normalmente es contraria a la de la tensión de entrada, aunque hay convertidores, como el convertidor Sepic, que mantienen a la salida la misma polaridad que la que tiene la tensión de entrada.

Hay diferentes tipos de convertidores elevadores-reductores, entre los que destacan los Buck-Boost, Cuk y Sepic.

#### 2.5.3.1. Convertidor Buck-Boost

Un convertidor tipo Buck-Boost (reductor-elevador) se puede obtener por la conexión en cascada de dos convertidores básicos: un convertidor reductor (Buck) y un convertidor elevador (Boost). El convertidor Buck-Boost tiene una tensión de salida que puede ser mayor o menor a la tensión de entrada, dependiendo del ciclo de trabajo, y una polaridad en la tensión de salida invertida con respecto a la tensión de entrada.

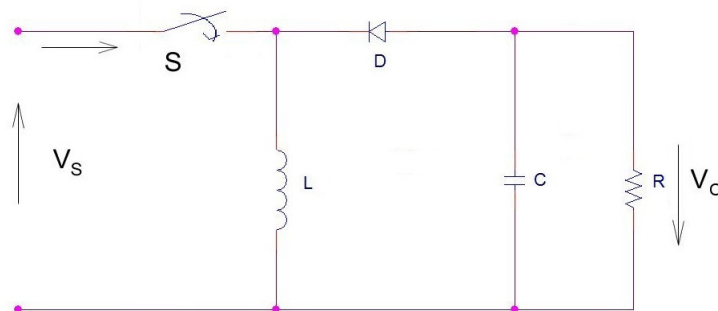


Figura 2.32: Circuito del Convertidor Buck-Boost

La principal aplicación de un convertidor Buck-Boost es en fuentes de energía CC reguladas, donde puede preferirse que la polaridad de la tensión de salida sea contraria a la existente a la entrada del convertidor, y donde la tensión de salida puede ser más alta o más baja que la tensión de entrada. Su funcionamiento se puede dividir en dos intervalos:

- Si el interruptor S está cerrado, la fuente  $V_S$  suministra energía a la bobina, lo que origina un aumento de corriente en dicha bobina. Al mismo tiempo, el diodo queda polarizado inversamente, aislando la etapa de entrada y la de salida del convertidor. La energía suministrada por la alimentación se almacena en la bobina.
- Si el interruptor S está abierto, el diodo conduce y la energía almacenada en la bobina es transferida a la etapa de salida. Dado que no se recibe esta energía de la alimentación de entrada, la intensidad que circula por la bobina, disminuye.

### 2.5.3.2. Convertidor Cuk

El convertidor Cuk convierte un nivel de tensión de entrada  $V_S$  de corriente continua, en otra tensión  $V_O$  en su salida, mayor o menor, en función de la duración del período de conducción del interruptor controlado. La función de este convertidor es mantener una tensión de salida regulada frente a variaciones de la tensión de entrada o de la carga. En este convertidor se utiliza un condensador como principal componente de almacenamiento de energía. Su funcionamiento se puede dividir en dos intervalos:

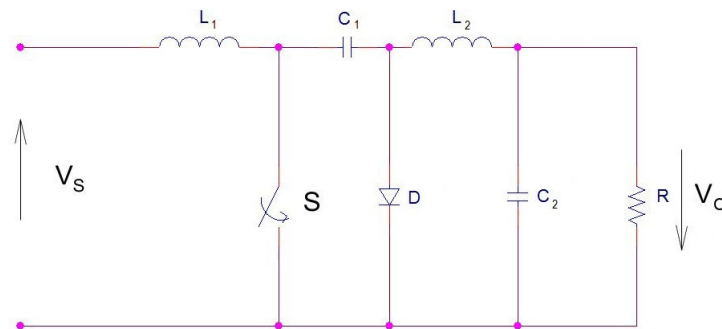


Figura 2.33: Circuito del Convertidor Cuk

- Si el interruptor S está cerrado, la fuente de entrada  $V_S$  se conecta directamente a la bobina  $L_1$ , al mismo tiempo que el diodo queda polarizado inversamente. Debido a esto, la intensidad que circula por la bobina  $L_1$  crece linealmente, almacenando energía. Al mismo tiempo, la tensión del condensador  $C_1$  polariza inversamente al diodo. El condensador  $C_1$  descarga su energía en el circuito formado por el condensador  $C_2$ , la bobina  $L_2$  y la carga.
- Si el interruptor S está abierto, la energía almacenada en la bobina  $L_1$  junto con la energía de la entrada se transfieren al condensador  $C_1$ . Durante éste período de tiempo la fuente no entrega ningún tipo de energía a la salida, obligando a que la bobina  $L_2$  permita la circulación de corriente hacia el condensador  $C_2$  y hacia la carga. Las corrientes de las bobinas  $I_{L_1}$  e  $I_{L_2}$  circulan a través del diodo en sentido decreciente.

### 2.5.3.3. Convertidor SEPIC

Al igual que los convertidores Buck-Boost y Cuk, el convertidor SEPIC puede proporcionar una tensión de salida menor o mayor que la tensión de entrada, pero se diferencia de los anteriores en que la polaridad de la tensión de salida es igual a la polaridad de la tensión de entrada. La topología SEPIC se ha hecho popular en los últimos años en sistemas alimentados por baterías, que deben incrementar o disminuir la tensión dependiendo del nivel de carga de la batería.

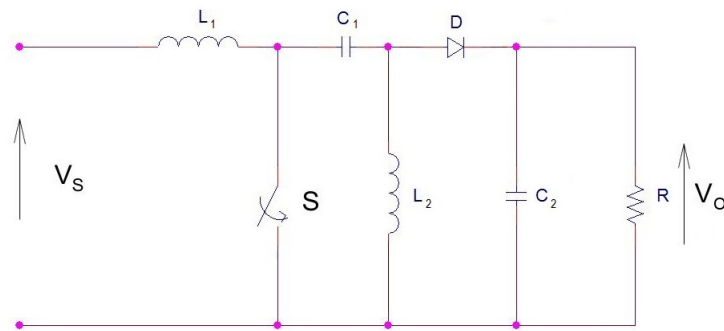


Figura 2.34: Circuito del Convertidor SEPIC

Este convertidor consta de cuatro elementos que almacenan energía: dos condensadores ( $C_1$ ,  $C_2$ ) y dos bobinas ( $L_1$ ,  $L_2$ ). Así, su funcionamiento se puede dividir en dos intervalos:

- Si el interruptor  $S$  está cerrado, la fuente de entrada  $V_S$  se conecta a la bobina  $L_1$ , al mismo tiempo que el diodo  $D$  queda polarizado inversamente. Como consecuencia de esto, la corriente que circula por la bobina  $L_1$  crece linealmente, almacenando energía. En esta situación el condensador  $C_1$  alimenta a la bobina  $L_2$  y el potencial del condensador  $C_2$  es entregado a la carga.
- Si el interruptor  $S$  está abierto, la energía almacenada en la bobina  $L_1$  junto con la energía de entrada son transferidas al condensador  $C_1$ . En éste intervalo de tiempo, el convertidor permite que la energía almacenada en la bobina  $L_2$  sea transferida al condensador  $C_2$  y a la carga. Durante éste período, el condensador  $C_1$  funciona como medio de transferencia de energía desde la fuente y bobina  $L_1$  a la carga.

## 2.6. Algoritmos MPPT

El objetivo de la reducción de costes de la tecnología fotovoltaica implica mejorar la eficiencia de la conversión de dicha energía. Mediante el empleo de algoritmos de control del seguidor del punto de máxima potencia, se consigue obtener el máximo aprovechamiento del recurso solar. El funcionamiento óptimo de una instalación fotovoltaica depende de dos tipos de variables. Las primeras están impuestas y son fundamentalmente las condiciones meteorológicas (Irradiancia y Temperatura). Las segundas son las que se pueden modificar para buscar el funcionamiento óptimo del sistema para las condiciones meteorológicas dadas. La forma de obtener la potencia máxima es a través de las estrategias MPPT (Maximum Power Point Tracking) [75, 78–83], que maximizan la potencia de salida de un sistema fotovoltaico, para un conjunto de condiciones meteorológicas conocidas.

Como ya se indicó, la operación de un módulo fotovoltaico se puede analizar mediante sus curvas características. El conocimiento de una de las variables

eléctricas ( $V$ ,  $I$ ,  $P$ ) permite conocer en qué punto de la curva característica está trabajando el módulo fotovoltaico. Sin embargo, hay que recordar que las curvas características de los módulos fotovoltaicos varían rápidamente ante las variaciones en las condiciones ambientales, sobre todo con el nivel de radiación solar incidente y la temperatura, además de con la carga conectada al módulo fotovoltaico.

Las curvas características no son estáticas, por lo que tampoco lo será el punto de máxima potencia. Así, dicho punto recorre una trayectoria a lo largo del día que dependerá, principalmente, de los valores de radiación y temperatura en cada instante. Por lo tanto, para obtener un rendimiento óptimo y eficiente del sistema fotovoltaico se necesita disponer de un sistema de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT).

Fundamentalmente, un sistema de MPPT como el mostrado en la Figura 2.35 se compone de un convertidor CC-CC conectado entre el módulo fotovoltaico y la carga, controlado por un sistema que ejecuta un algoritmo de seguimiento del MPP. Este sistema de control genera una señal PWM (Pulse Width Modulation) con una relación del Ciclo de Trabajo ( $\delta$ ) adecuada, que es la que utiliza el convertidor CC-CC.

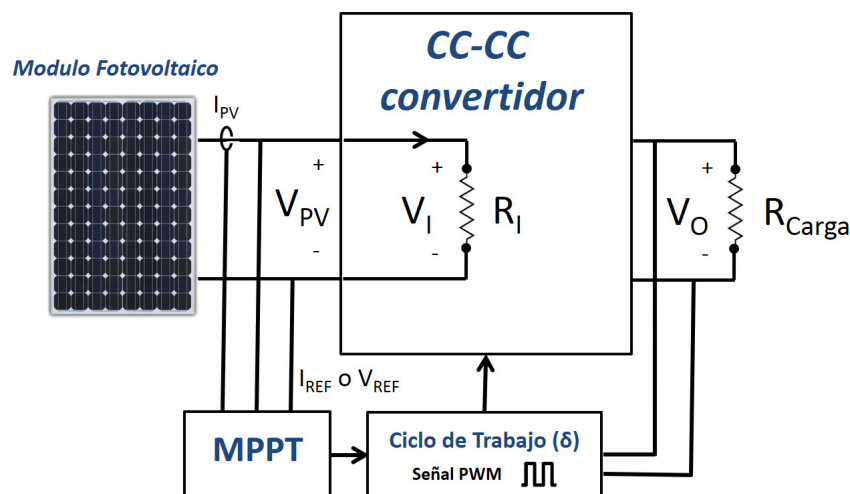


Figura 2.35: Esquema básico de un sistema MPPT

El convertidor presenta una impedancia de entrada ( $R_I$ ) que depende básicamente de la impedancia de la carga ( $R_{Carga}$ ) y del ciclo de trabajo ( $\delta$ ). Por tanto, el algoritmo MPPT buscará la relación óptima del ciclo de trabajo ( $\delta$ ) para que el punto de trabajo coincida con el punto de máxima potencia. El bloque MPPT se encarga de generar el valor de referencia  $I_{REF}$  ó  $V_{REF}$ , a partir de la medición de la corriente  $I_{PV}$  ó la tensión  $V_{PV}$  que haya en ese instante en el módulo fotovoltaico. El bloque (Ciclo de Trabajo,  $\delta$ ) recibe el valor de referencia  $I_{REF}$  ó  $V_{REF}$  del bloque MPPT, que corresponde al valor de corriente o tensión adecuado, al cual debe trabajar el módulo fotovoltaico. Con esta referencia, y teniendo en cuenta la carga, se modifica el ciclo de trabajo del convertidor.

Para los sistemas fotovoltaicos se han desarrollado múltiples técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia. Debido a la no linealidad y a la variabilidad de la energía fotovoltaica, por su alta dependencia de las condiciones atmosféricas, las estrategias de control del seguidor del MPP determinan las condiciones de operación de los módulos fotovoltaicos en tiempo real. Estas estrategias difieren entre sí en muchos aspectos, pudiendo destacar: los sensores requeridos, la complejidad, el coste, su rango de eficiencia, la velocidad de convergencia, el seguimiento correcto del punto de máxima potencia cuando hay cambios bruscos en la Irradiancia, la Temperatura o la carga, el hardware necesario para la implementación, popularidad, etc.

Entre los múltiples métodos desarrollados, se pueden destacar: *el Método de Tensión Constante*, *el Método Perturbación & Observación (P&O)*, *el Método de Conductancia Incremental (CI)*, *el Método por Lógica Difusa*, *el Método por Redes Neuronales*, *Método por Control en Modo Deslizante (SMC)*, etc. [84]

De todos ellos, en esta tesis se analizan el método de Perturbación & Observación (P&O), el método de Conductancia Incremental (CI) y el método de Control en Modo Deslizante (SMC). Los dos primeros debido a que son los dos más utilizados (por su fácil implementación) y el tercero debido a su alta capacidad para seguir el punto de máxima potencia.

### 2.6.1. Algoritmo Perturbación & Observación

El algoritmo Perturbación & Observación (P&O) es el más utilizado, debido principalmente a su fácil implementación. Suponiendo que el módulo fotovoltaico trabaja en un punto cualquiera, el cual no es el MPP, el sistema MPPT *perturba* (varía) la tensión de trabajo del módulo fotovoltaico en un pequeño valor  $\Delta V$ . A continuación se *observa* (mide) el cambio producido en la potencia  $\Delta P$ . Si  $\Delta P$  es positivo, el punto de operación se ha acercado al MPP, con lo cual la perturbación siguiente se producirá en la misma dirección que la anterior (mismo signo algebraico). Si por el contrario  $\Delta P$  es negativo el sistema se ha alejado del MPP, entonces, la perturbación siguiente se realizará en sentido contrario (signo algebraico opuesto). Esta *perturbación* se logra mediante la única variable a la que el sistema de control tiene acceso, que es el ciclo de trabajo. Un incremento en el ciclo de trabajo implica una disminución en la resistencia de entrada del convertidor CC-CC y, por lo tanto, una disminución en la tensión de trabajo del módulo fotovoltaico, y viceversa. Una vez alcanzado el punto de máxima potencia, el algoritmo P&O hará que el punto de operación del módulo fotovoltaico trabaje en torno a él.

Existen cuatro posibles puntos de operación en los que se puede encontrar el módulo fotovoltaico, de forma que en cada uno de ellos la acción para buscar el MPP es la siguiente:

- $\Delta P = [P(k)-P(k-1)] > 0$  y  $\Delta V = [V(k)-V(k-1)] > 0$ . En este caso, el incremento de potencia ( $\Delta P$ ), es positivo y el  $\Delta V$  de salida del módulo fo-

tovoltaico también es positivo. Se tiene que disminuir el ciclo de trabajo de forma que siga aumentando la tensión de salida hasta alcanzar el punto MPP.

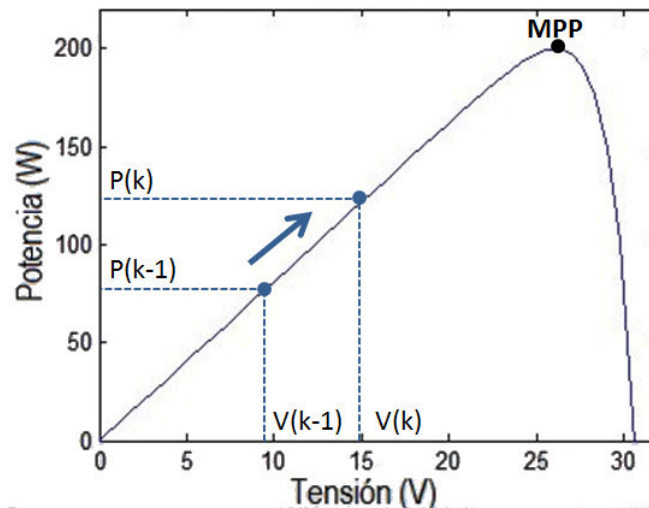


Figura 2.36: P&O para  $\Delta P > 0$  y  $\Delta V > 0$

- $\Delta P = [P(k) - P(k-1)] > 0$  y  $\Delta V = [V(k) - V(k-1)] < 0$ . En este segundo caso, el incremento de potencia ( $\Delta P$ ) es positivo, en cambio el  $\Delta V$  es negativo. La acción de control que se ha de realizar en este caso es aumentar el ciclo de trabajo para que siga disminuyendo la tensión de salida del módulo fotovoltaico, hasta que se alcance el MPP.

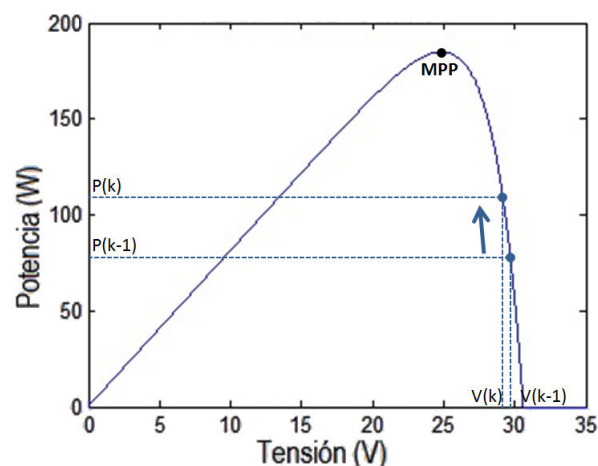


Figura 2.37: P&O para  $\Delta P > 0$  y  $\Delta V < 0$

- $\Delta P = [P(k) - P(k-1)] < 0$  y  $\Delta V = [V(k) - V(k-1)] < 0$ . En el tercer caso, el incremento de potencia ( $\Delta P$ ) y el de tensión de salida ( $\Delta V$ ) son negativos. La acción de control a realizar es disminuir el ciclo de trabajo para que

aumente la tensión de salida del módulo fotovoltaico hasta que se alcance el punto MPP.

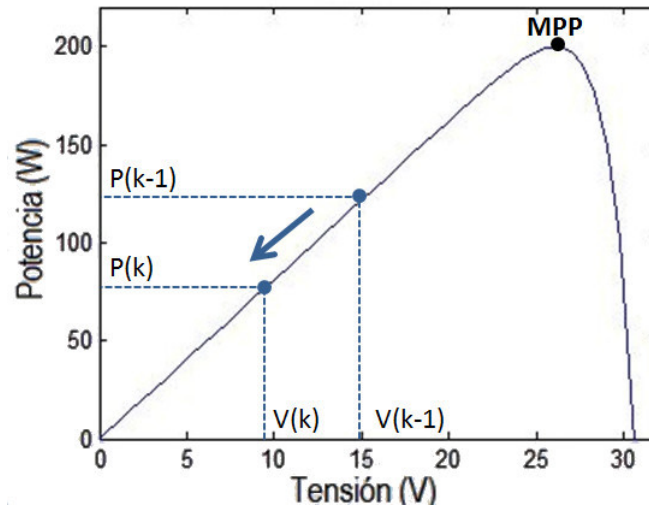


Figura 2.38: P&O para  $\Delta P < 0$  y  $\Delta V < 0$

- $\Delta P = [P(k) - P(k-1)] < 0$  y  $\Delta V = [V(k) - V(k-1)] > 0$ . En el cuarto caso, el incremento de potencia ( $\Delta P$ ) es negativo en tanto que el incremento  $\Delta V$  es positivo. La acción de control a realizar en este caso es aumentar el ciclo de trabajo de forma que disminuya la tensión de salida del módulo fotovoltaico hasta alcanzar el punto MPP.

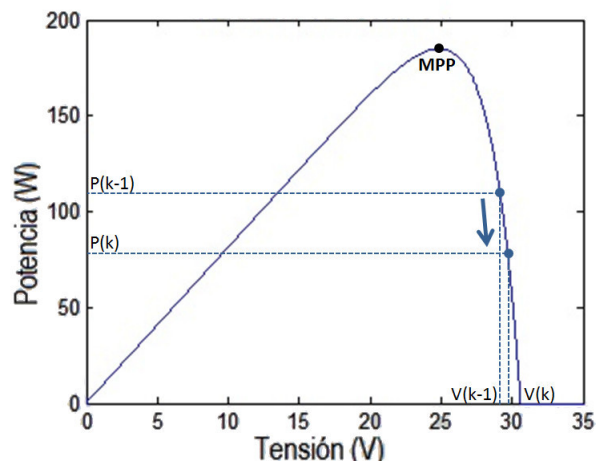


Figura 2.39: P&O para  $\Delta P < 0$  y  $\Delta V > 0$

En resumen, el comportamiento de este algoritmo de control queda recogido en la Tabla 2.2 y en el diagrama mostrado en la Figura 2.43.



Mediciones	Ciclo de Trabajo	Tensión
$\Delta P > 0 \Delta V > 0$	Disminuir	Aumentar
$\Delta P > 0 \Delta V < 0$	Aumentar	Disminuir
$\Delta P < 0 \Delta V < 0$	Disminuir	Aumentar
$\Delta P < 0 \Delta V > 0$	Aumentar	Disminuir

Tabla 2.2: Resumen del comportamiento del algoritmo P&O

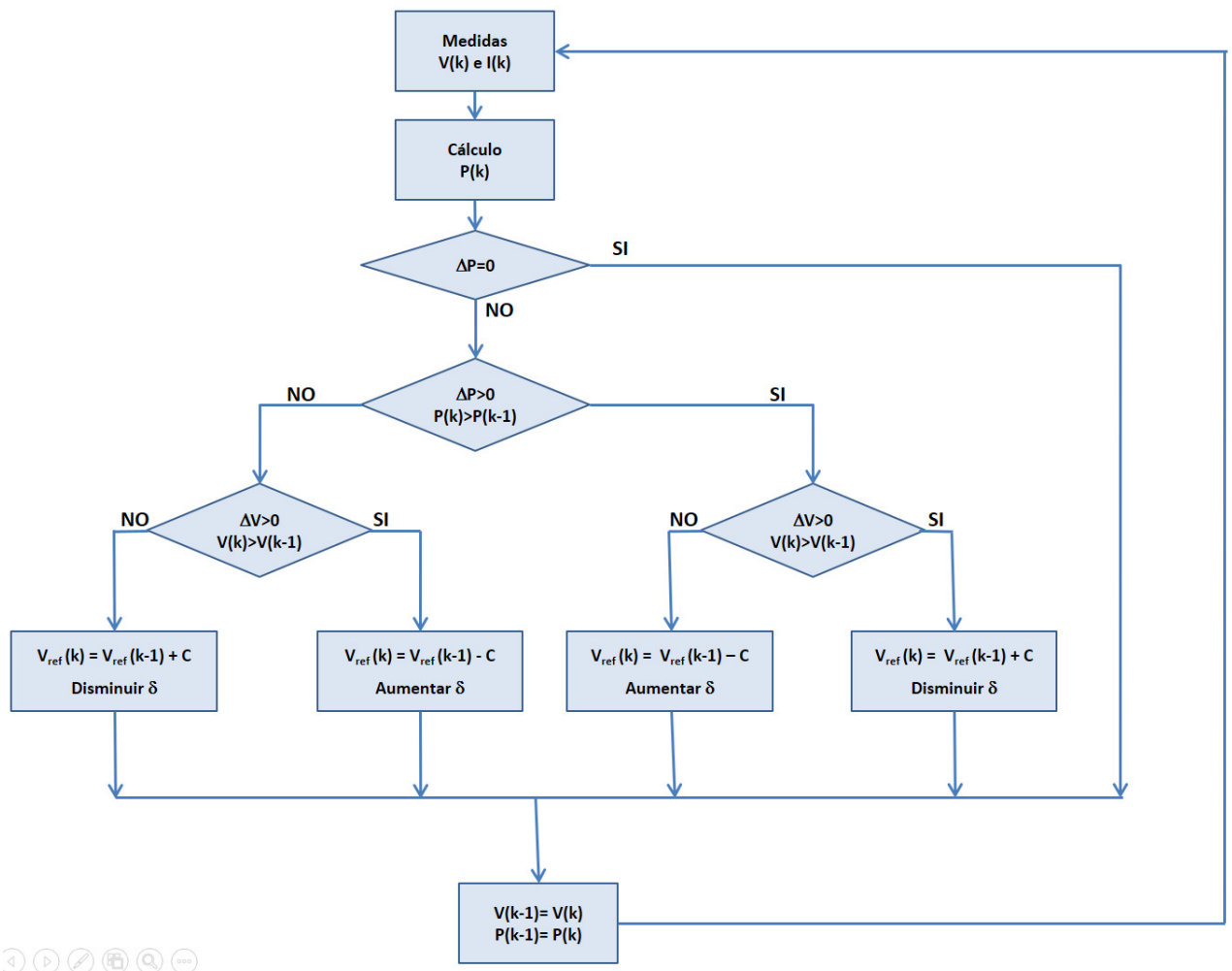


Figura 2.40: Diagrama de flujo del algoritmo P&O

A modo de ejemplo, en la Figura 2.41 se observa la curva característica que muestra el comportamiento de la potencia aportada por el generador fotovoltaico, al producirse variaciones en su tensión. Se deduce que la optimización de la potencia de salida del generador se consigue mediante la solución de la ecuación (2.134), que es el objetivo a alcanzar por los controladores de seguimiento del punto de máxima potencia.

$$\frac{\Delta P}{\Delta V} = 0 \tag{2.134}$$

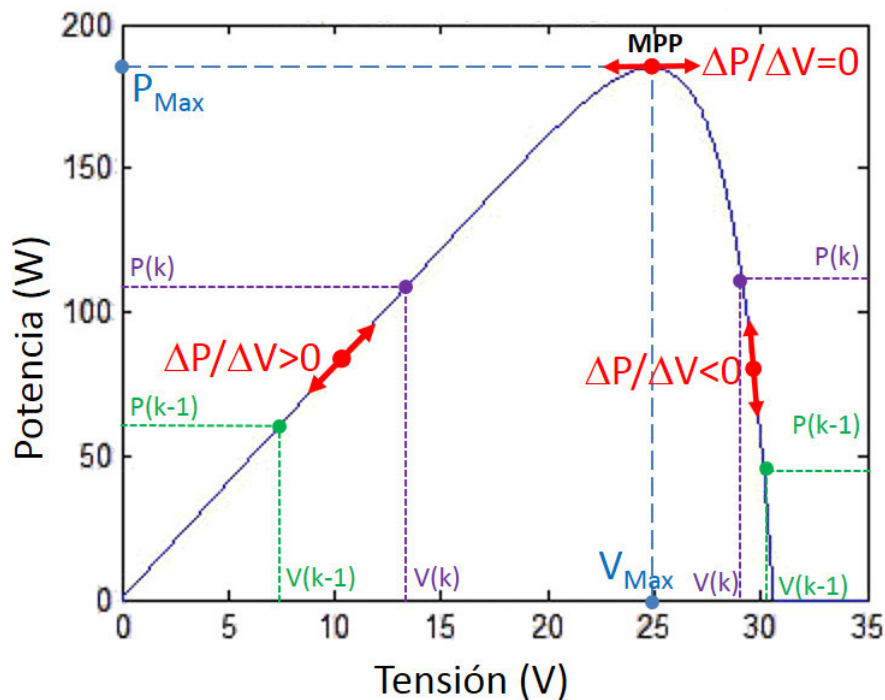


Figura 2.41: Comportamiento del algoritmo P&O en una curva característica P-V

El principal inconveniente de este método es que su eficiencia depende de la velocidad con la cual se modifique el valor de las variables, lo que depende de la velocidad de muestreo. Un muestreo lento puede producir inestabilidad del sistema, ya que el algoritmo tarda gran cantidad de tiempo en encontrar el MPP y por lo tanto se pierde una cantidad importante de energía. Además, no es capaz de determinar cuándo ha alcanzado exactamente el MPP, de modo que el punto de trabajo permanece oscilando alrededor del MPP. Por otra parte, presenta errores ante variaciones rápidas de las condiciones atmosféricas y tampoco percibe bien los cambios en días con nubes y claros.

Finalmente, lo más complicado que tiene este algoritmo, para un buen funcionamiento, es la elección del valor del incremento del ciclo de trabajo ( $\Delta\delta$ ). Normalmente este valor se elige mediante el método de prueba-error en el período de simulación.

### 2.6.2. Algoritmo de Conductancia Incremental

El algoritmo de Conductancia Incremental (CI) es parecido al algoritmo P&O, pero se basa en el hecho de que la pendiente de la curva característica de potencia-tensión del módulo fotovoltaico es igual a cero en el MPP, positiva a la izquierda y negativa a la derecha, como se muestra en la Figura 2.42.

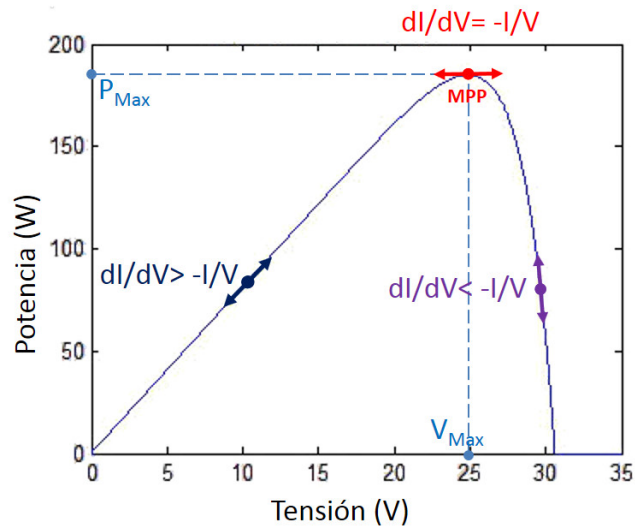


Figura 2.42: Evolución de los estados del algoritmo CI

Este algoritmo parte de la medición de la tensión y de la corriente. Siendo los valores actuales de corriente y de tensión,  $I_F$  y  $V_F$ , como corriente y tensión finales, y los valores de corrientes y tensión medidas anteriormente,  $I_I$  y  $V_I$ . Con estos valores se analiza el incremento de corriente es decir,  $dI = I_F - I_I$  y el incremento de tensión  $dV = V_F - V_I$ . Estos parámetros dan inicio al algoritmo y definen la Conductancia Incremental como  $dI/dV$ .

El proceso se muestra en las ecuaciones (2.135) a (2.138).

$$\left. \frac{dP}{dV} \right|_{MPP} = 0 \quad (2.135)$$

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(I \cdot V)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} = 0 \quad (2.136)$$

$$V \frac{dI}{dV} = -I \quad (2.137)$$

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \quad (2.138)$$

Por otra parte, cuando estas condiciones no se cumplen, se analizan los puntos alrededor del valor máximo, de la siguiente manera:

- Si  $\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V}$ , el punto de operación actual está a la izquierda del MPP
- Si  $\frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V}$ , el punto de operación actual está a la derecha del MPP

En el diagrama de flujo de la Figura 2.43 se muestra el seguimiento del MPP para calcular el punto máximo de potencia mediante la comparación de la Conductancia instantánea ( $I/V$ ) y su incremento.  $V_{Ref}$  es la tensión de referencia a la cual el módulo fotovoltaico está obligado a funcionar.

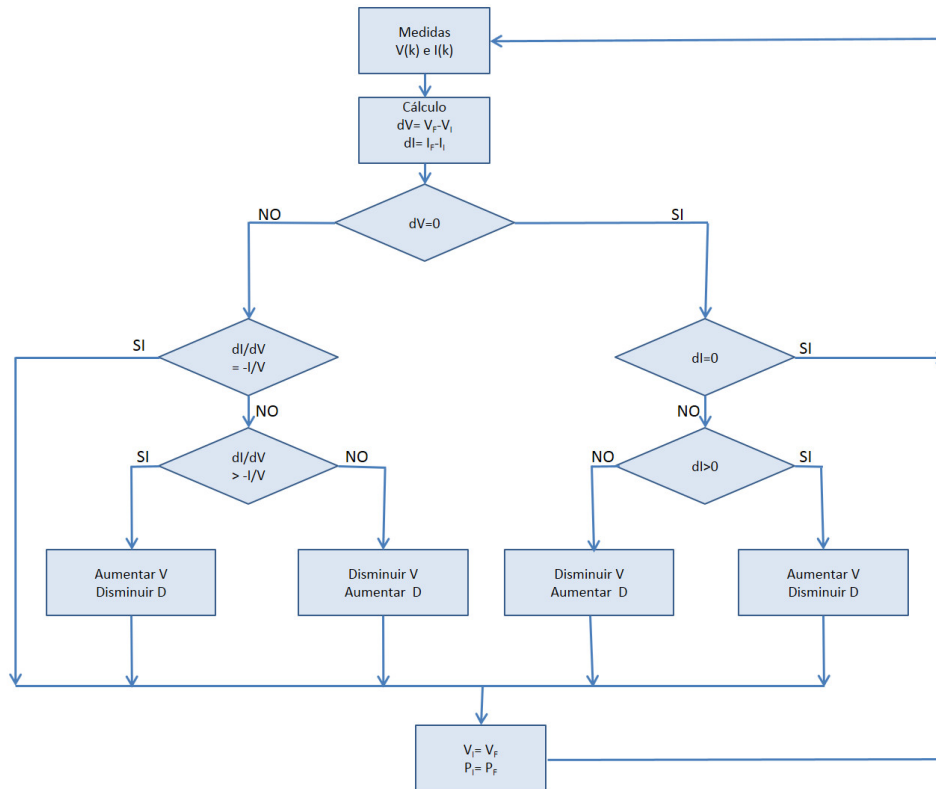


Figura 2.43: Diagrama de flujo del algoritmo MPPT, CI

Cuando el algoritmo CI alcance el MPP, la tensión  $V_{Ref}$  será igual a la tensión  $V_{MPP}$ . Así, el módulo fotovoltaico seguirá funcionando en este punto hasta que haya una variación en la corriente, que será debido a variaciones en las condiciones climáticas, y comenzará la búsqueda del nuevo MPP.

El comportamiento de este algoritmo queda resumido en la Tabla 2.3.

Mediciones	Ciclo de Trabajo	Tensión
Si $dV \neq 0$ y $\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}$	Mantener	Mantener
Si $dV \neq 0$ y $\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V}$	Disminuir	Aumentar
Si $dV \neq 0$ y $\frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V}$	Aumentar	Disminuir
Si $dV = 0$ y $dI = 0$	Mantener	Mantener
Si $dV = 0$ y $dI > 0$	Disminuir	Aumentar
Si $dV = 0$ y $dI < 0$	Aumentar	Disminuir

Tabla 2.3: Resumen del comportamiento del algoritmo CI

Este algoritmo tiene ventajas respecto al P&O, tales como: una mayor precisión para llegar al MPP, menor oscilación de operación alrededor del MPP y

mayor eficiencia frente a las variaciones y perturbaciones generadas por las condiciones ambientales. El algoritmo CI puede calcular en cada momento la dirección en la que se ha de modificar el punto de trabajo del generador fotovoltaico, para aproximarlo al MPP, y puede además determinar cuándo se ha alcanzado. Es por esto que bajo cambios atmosféricos rápidos no tomará una dirección errónea y, además, una vez alcanzado el MPP no oscilará en torno a él.

### 2.6.3. Algoritmo por Control en Modo Deslizante

El control en modo deslizante se define como el uso de una señal de control que permuta en alta frecuencia y consigue llevar el estado del sistema a un campo escalar. La estructura del controlador va a variar de tal forma que un punto representativo del sistema siga una trayectoria definida en el espacio de estados. Se basa en el hecho de que es más fácil controlar sistemas de primer orden que de orden  $n$ . Para ello, se reemplazan los sistemas de orden  $n$ , por sistemas equivalentes de primer orden.

Las ventajas del control en modo deslizante son: gran precisión, buena estabilidad, sencillez, robustez y, sobre todo, cuando la dinámica del sistema en lazo cerrado se desliza por la superficie de deslizamiento, permanece insensible a variaciones en los parámetros del modelo y a las perturbaciones externas [85–87].

Si en un sistema existe un modo deslizante, las trayectorias que tocan la región de deslizamiento permanecen sobre  $S(x)$  excepto si llegan a los extremos de la superficie de deslizamiento. Si la trayectoria progresa sobre la superficie se dirá que el sistema está en modo deslizante, como se muestra in la Figura 2.44.

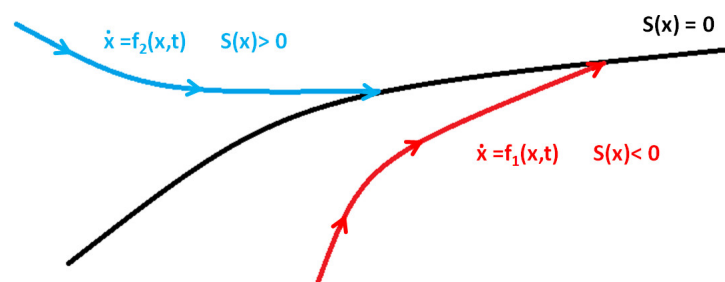


Figura 2.44: Principio de funcionamiento de una superficie deslizante

Para analizar esta técnica se tiene en cuenta un sistema dinámico no lineal definido por las ecuaciones (2.139) y (2.140).

$$\dot{x} = f(x) + g(x)u \quad (2.139)$$

$$x \in \mathfrak{R}^n \quad u \in \mathfrak{R} \quad (2.140)$$

Donde:

- $x$  es la salida de interés
- $u$  es la entrada de control discontinua, que puede tomar los valores cero y uno (sus puntos de discontinuidad corresponden con los cambios de forma del convertidor).
- $X$  es el vector de estado  $X = [x, \dot{x}, \dots]^T$
- $f(x)$  es la función que describe el sistema
- $g(x)$  es la ganancia de control.

La superficie de deslizamiento variable en el tiempo está definida en el espacio de estados  $\mathbb{R}^n$  por la ecuación  $S(X) = 0$ , tal como se muestra en la expresión (2.141).

$$S(X) = \left( \frac{d}{dt} + \lambda \right)^{(n-1)} e(X) \quad (2.141)$$

Donde:

- $\lambda$  es una constante positiva correspondiente al ancho de banda del sistema de control
- $n$  es el número de veces que hay que derivar a la superficie para obtener el control
- $X$  es la variable de control
- $e(X) = x^* - x$ , siendo  $x$  la variable de control y  $x^*$  el valor de referencia.

El propósito de este control es mantener la superficie a cero. Esto es una ecuación diferencial lineal con la única solución  $e(X) = 0$ , para una adecuada elección de  $\lambda$  con respecto a la condición de convergencia. Así, se define la señal de control como se indica en (2.142).

$$u(t) = \begin{cases} u = 0 \iff S(X) < 0 \iff \frac{dS}{dt} > 0 \\ u = 1 \iff S(X) > 0 \iff \frac{dS}{dt} \leq 0 \end{cases} \quad (2.142)$$

Se dice que el convertidor está controlado en modo deslizante cuando se cumpla la ley descrita por la ecuación (2.142) y existe una región donde exista un modo deslizante. Entonces  $S$  será esa región de deslizamiento.

Si las dinámicas del sistema se encuentran fuera de la región de deslizamiento, el control conmutará al valor  $u = 1$  si se encuentra por encima, con el fin de llevar la dinámica del sistema hacia la región de deslizamiento  $S(X)$ . En caso contrario, si se está por debajo de la región de deslizamiento, el sistema de control cambiará al valor  $u = 0$  para llevar nuevamente la dinámica del sistema hacia la superficie de deslizamiento. La ejecución de la ley de control para que el sistema se deslice

por la superficie implica que la frecuencia de conmutación sea infinita. Dado que esto es físicamente irrealizable, se usa una ley de control modificada, según la ecuación (2.143).

$$u(t) = \begin{cases} u = 0 \iff S(X) \leq -\Delta \\ u = 1 \iff S(X) \geq \Delta \end{cases} \quad (2.143)$$

En esta expresión (2.143),  $\Delta$  es una constante positiva. Cuando  $\Delta$  tienda a cero, se dice que el sistema tiende a una dinámica de deslizamiento ideal. La frecuencia de conmutación no se mantiene constante, sino que cambia al hacerlo la superficie y puede ser finita.

## 2.7. Conclusiones

En este capítulo se han analizado tres aspectos fundamentales, los modelos de módulos fotovoltaicos, los convertidores CC/CC y los algoritmos MPPT.

En relación con los modelos de módulos fotovoltaicos se tiene el modelo ideal, el modelo de un diodo y el modelo de dos diodos. En el caso del modelo de un solo diodo serán necesarios solo 5 parámetros para su solución ( $a_1$ ,  $R_S$ ,  $R_P$ ,  $I_{01}$  e  $I_{PH}$ ), siendo este modelo uno de los más utilizados debido a su mayor sencillez y porque es lo suficientemente exacto.

En el modelo de dos diodos se necesita conocer siete parámetros para su solución ( $a_1$ ,  $a_2$ ,  $R_S$ ,  $R_P$ ,  $I_{01}$ ,  $I_{02}$  e  $I_{PH}$ ), siendo [52] uno de los autores de referencia de este modelo. En el modelo de dos diodos se tienen en cuenta fenómenos físicos que en el modelo de un diodo se desprecian, pero con el modelo de un diodo es posible reproducir la forma de la curva I-V estándar en la mayoría de las células solares, independientemente de la tecnología empleada en su fabricación. Además también tiene una mayor simplicidad, menor carga computacional y por ello más rapidez de cálculo y una mayor facilidad de trabajo.

En general, en los sistemas fotovoltaicos aislados, el convertidor CC/CC con seguidor del punto de máxima potencia, se coloca entre el generador fotovoltaico y la carga, siendo el responsable de adaptar la energía producida por el generador siguiendo una estrategia de control definida. Su fin es que el sistema funcione en el punto de máxima potencia para aumentar la eficiencia de la instalación. En la instalación en estudio de esta tesis se ha utilizado un convertidor elevador Boost que proporciona una tensión de salida promedio superior al valor de entrada teniendo una alta eficacia. Por este motivo, el estudio de este tipo de topología ha sido más extenso.

En la bibliografía se han propuesto y desarrollado varios algoritmos MPPT [88–91].

Los algoritmos de control más utilizados por los investigadores hasta la actualidad han sido el algoritmo de Perturbación & Observación [22,92,93] y el algoritmo de Conductancia Incremental [94–96]. Algunos autores comparan sus nuevos algoritmos con uno de ellos [76,97–99], otros los comparan entre sí, [100–102]. Por ejemplo en [103] se propone un nuevo algoritmo y lo comparan con los dos algoritmos (P&O e CI). Los algoritmos tienen que pasar por varias fases antes de su implantación final, entre las que se encuentran las fases de simulación y de prueba, es decir, después de simular un modelo, debe ser verificado en una fase de prueba real, analizando si el comportamiento del modelo es similar al obtenido por las simulaciones. El proceso seguido, en general, en esta tesis es muy similar. Se ha desarrollado un algoritmo de control para un convertidor CC/CC y se ha comparado también con los dos algoritmos estándar optimizados. Además también se validan los resultados experimentalmente.

El último algoritmo analizado es el de Control en Modo Deslizante (SMC). Es un control de estructura variable que opera basado en un cambio discontinuo de su estructura. La estabilidad es una de las características más importantes de los sistemas dinámicos. Cuando se tratan sistemas no lineales, como los sistemas fotovoltaicos, los criterios de Routh y Nyquist, no tienen validez. Por ello hay que analizar la estabilidad mediante el estudio de otros conceptos de estabilidad, como en el sentido de Lyapunov. El control en modo deslizante es una buena alternativa para el control de sistemas fotovoltaicos, dadas sus características de robustez y desempeño. Este algoritmo es uno de los más utilizados en campos como la robótica [104] o en el campo de la energía fotovoltaica [105] debido a su alto rendimiento, robustez y simplicidad de aplicación [18,106–108].



# Capítulo 3

## Nueva metodología de obtención de modelos basada en RNAs

3.1. Introducción

3.2. Definición del nuevo algoritmo

3.3. Aplicación de la nueva metodología

3.4. Comparación con trabajos previos

3.5. Comparación con red neuronal generada por nftool

3.6. Conclusiones



# Capítulo 3

## Nueva metodología de obtención de modelos basada en RNAs

### 3.1. Introducción

El objetivo de la nueva metodología propuesta en esta tesis es realizar un procedimiento sistemático para obtener modelos globales (no parciales) de módulos fotovoltaicos de forma desatendida, es decir, sin intervención humana. Para abordar este problema se ha utilizado un enfoque basado en redes neuronales artificiales que presenta múltiples ventajas, mostrando buenas capacidades de aprendizaje y de generalización en diferentes dominios. Una vez que las RNAs han sido entrenadas, es decir, que se ha obtenido el modelo, el uso es muy simple y los cálculos se realizan muy rápidamente [109, 110].

En la bibliografía se ha demostrado que las redes neuronales sirven para realizar modelos que simulen el comportamiento del módulo fotovoltaico [109, 111, 112]. La intención de esta nueva metodología es conseguir un modelo más completo que los ya existentes. También es posible ejecutar el algoritmo para obtener modelos de diferente complejidad, dependiendo de las entradas y salidas que se quieran tener.

La construcción de modelos que se aproximen al comportamiento eléctrico de un módulo fotovoltaico consiste en entrenar las RNAs para predecir la intensidad del módulo fotovoltaico ( $I_{PV}$ ) y en algunos casos también la tensión ( $V_{PV}$ ), dando como datos de entrada combinaciones específicas de la Temperatura ( $T$ ) y de la Irradiancia ( $G$ ) que existen en los alrededores del módulo fotovoltaico y, en algunos casos, también de la tensión del módulo fotovoltaico ( $V_{PV}$ ).

Una vez planteada la metodología, se ha aplicado con un caso práctico basado en el módulo fotovoltaico Mitsubishi Electric PV-TD185MF5 (185 Wp), para su validación.

Finalmente, los resultados de la metodología se han validado con datos experimentales, además de la comparación con los resultados de trabajos previos existentes en la literatura y con la herramienta *nftool* de Matlab.

## 3.2. Definición del nuevo algoritmo

Primeramente se definen los modelos desarrollados a los que se va aplicar el nuevo algoritmo. Posteriormente se analiza el procedimiento del proceso sistemático de aproximación de los diferentes modelos y como se desarrolla modificación de los conjuntos de datos, si fuese necesario. Para acabar con una especificación detallada de la sistemática del procedimiento de modelado.

### 3.2.1. Modelos desarrollados

Se plantean cuatro modelos de RNAs, que se caracterizan por el número y tipo de entradas y salidas. El modelo más completo tiene tres variables de entrada, mientras que los otros tres son más sencillos. El estudio de estos tres modelos más sencillos busca determinar si permiten representar la operación del módulo fotovoltaico con la misma fiabilidad, pero con menor número de datos de entrada.

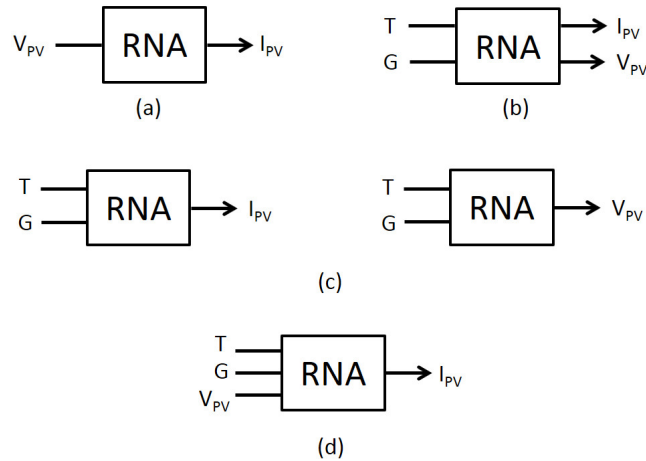


Figura 3.1: Representaciones esquemáticas de los diferentes modelos de RNAs

A continuación se describe la estructura de cada uno de los cuatro modelos propuestos, denominados  $M_1$  a  $M_4$ :

- **Modelo  $M_1=(V_{PV}-I_{PV})$ .** La idea principal que guía el diseño de este modelo es la simplicidad. Con el fin de construir un primer modelo lo más simple posible, se asume que la Temperatura (T) y la Irradiancia (G) son valores constantes durante un tiempo breve, y se descartan como variables significativas. En la Figura 3.1 (a) se puede ver una representación esquemática del modelo. Este modelo tiene una neurona en la capa de entrada, porque sólo hay una entrada de valor real ( $V_{PV}$ ), y también hay una única neurona en la capa de salida, porque solamente hay un valor real de salida ( $I_{PV}$ ) asociado con cada valor de entrada.
- **Modelo  $M_2=(T \ G - V_{PV} \ I_{PV})$ .** El objetivo del diseño de este modelo es caracterizar el comportamiento intrínseco del módulo fotovoltaico, teniendo en cuenta únicamente factores exógenos. Por lo tanto, se ha supuesto que

sólo la Temperatura (T) y la Irradiancia (G) son relevantes para este fin. La Figura 3.1 (b) muestra una representación esquemática del modelo. En este caso la RNA tiene dos neuronas de entrada debido a que hay dos entradas de valores reales (T y G) y también hay dos neuronas de salida porque hay dos objetivos reales ( $V_{PV}$  e  $I_{PV}$ ), asociados con cada combinación de entrada.

- **Modelo  $M_3=(T \ G - V_{PV}, T \ G - I_{PV})$ .** El propósito de este modelo es también caracterizar el comportamiento intrínseco de un módulo fotovoltaico, pero se han considerado dos RNAs diferentes, con el fin de obtener dos modelos más pequeños y más precisos que los modelos anteriores, a la vez que se puede utilizar la RNA que modela solo la magnitud que interesa, si se necesita utilizar solamente una de ellas. Se ha considerado de nuevo que sólo la Temperatura (T) y la Irradiancia (G) son relevantes para este fin. La Figura 3.1 (c) muestra el modelo de doble RNA. Teniendo en cuenta estas consideraciones, las dos RNAs tienen dos neuronas en la capa de entrada, debido a que hay dos entradas de valores reales (T y G), mientras que solo hay una neurona en la capa de salida, única para cada tipo de RNA porque sólo hay un objetivo de valor real ( $V_{PV}$  ó  $I_{PV}$ ), asociado con cada combinación de valores de entrada. El modelo completo del módulo fotovoltaico se obtiene mediante la unión de las respuestas de las dos RNAs independientes.
- **Modelo  $M_4=(T \ G \ V_{PV} - I_{PV})$ .** Todos los modelos persiguen ser lo más precisos posible, pero en su diseño también se tiene en mente otros objetivos importantes como la sencillez, etc. Este último diseño del modelo, sin embargo, se ha centrado en la precisión. Con el fin de conseguir este objetivo, la Temperatura (T) y la Irradiancia (G) tampoco se han considerado constantes, por lo que no han sido descartadas. En la Figura 3.1 (d), se puede ver una representación esquemática de este modelo completo. Las RNAs que usan este modelo completo tienen patrones tridimensionales como valores reales de entrada (T, G y  $V_{PV}$ ), es decir, tres neuronas de entrada, mientras que sólo hay un valor real objetivo ( $I_{PV}$ ) asociado a cada combinación de entrada.

Para todos los modelos presentados, el número de capas ocultas puede tomar un valor máximo de dos, siendo el valor final el que determina la metodología, como se indica a continuación.

### 3.2.2. Procedimiento para el modelado

Una vez que se han introducido varios enfoques en el apartado anterior, en el algoritmo presentado en la Tabla 3.1 se muestra la especificación general del proceso sistemático de aproximación de los diferentes modelos de redes neuronales. El primer paso es la obtención de datos en bruto de las magnitudes físicas relevantes para alimentar el proceso. Estos conjuntos de datos se adaptan a la especificación de entrada/salida de cada aproximación. Posteriormente, se lleva

a cabo un proceso de normalización y/o adición de ruido y generación de los conjuntos de datos definitivos.

Los datos se dividen en tres conjuntos, el 60 % para el entrenamiento de las RNAs, el 20 % para la validación (prevención de sobreajuste) y el último 20 % para probar la calidad del modelo aprendido (capacidad de predicción del comportamiento eléctrico del módulo fotovoltaico).

Procedimiento general de aprendizaje del modelo de un módulo fotovoltaico, a través de RNA	
1.	<i>Obtener datos en bruto de las magnitudes relevantes</i>
2.	<i>Aproximación de aprendizaje para cada RNA</i>
a.	Adaptar los patrones de entrada y de salida obtenidos en el paso 1 a la descripción utilizada en la aproximación
b.	Modificar los patrones de entrada de acuerdo con la aproximación (normalización y adición de ruido)
c.	División de los datos en tres conjuntos (60 % para entrenamiento, 20 % para validación y 20 % para test)
d.	Entrenamiento de las RNAs con las entradas y salidas que tenga cada aproximación
e.	Test de la aproximación aprendida, con los datos de prueba adaptados con el fin de validarla

Tabla 3.1: Procedimiento Sistemático General de aprendizaje

### 3.2.3. Modificación de los conjuntos de datos

Con la captura de datos de las magnitudes relevantes (paso 1 de la Tabla 3.1), se obtiene un conjunto completo de datos, que contiene un muestreo exhaustivo de las magnitudes relevantes del comportamiento eléctrico del módulo fotovoltaico.

La etapa 2 (a) es particular para cada aproximación, obteniendo diferentes conjuntos de datos adecuados para cada uno de ellos. Mientras que en la etapa 2 (b), hay dos transformaciones de modificación que se podrían llevar a cabo en los patrones de entrada, normalización y un proceso de adición de ruido, es decir:

- La normalización de los atributos de entrada de entrenamiento y los conjuntos de datos de test están dentro del rango  $[-1, 1]$ . Por lo tanto, potencialmente hay dos versiones de los conjuntos de datos de entrenamiento y de pruebas: conjuntos de datos normalizados y no normalizados.
- Cuando se aplica el proceso de adición de ruido se pueden obtener diferentes versiones de los conjuntos de datos. Esto es debido a la adición de ruido a cada atributo de entrada, sobre la base de los números pseudoaleatorios distribuidos uniformemente en los rangos  $r \in [-1, 1]$ , ponderado por un parámetro al cual se ha denominado  $noisew \in [0, 100]$ , como se indica en la ecuación (3.1).

$$\text{atributo} \leftarrow \text{atributo} \cdot \{1 + [\text{noisew} \cdot (2 \cdot r - 1)]\} \quad (3.1)$$

Esta regla de modificación está destinada a la generación de ruido, aditivo o sustractivo, de un porcentaje de la magnitud *noisew* del valor de cada atributo de entrada. Se han utilizado los siguientes valores:  $\text{noisew} \in \{0, 1, 2, 5, 10\}$ . Es decir, cuando  $\text{noisew} = 0$  el valor original de los atributos permanece sin cambios.

Por otro lado, no se hacen modificaciones. Es decir, los datos brutos capturados por todos los dispositivos de medición y conversión durante el procedimiento de adquisición de datos no se filtran (en busca de valores atípicos o valores anómalos) con el fin de mantener el procedimiento sistemático lo más automatizado posible. Esto, a su vez implica que en algunos casos hay más de un valor diferente de  $I_{PV}$  para la misma combinación de Irradiancia (G), Temperatura (T) y  $V_{PV}$ , es decir, está aprendiendo de una función multivaluada.

Con respecto a la etapa 2 (c) del algoritmo, la partición del conjunto de datos en datos de entrenamiento, validación y datos de prueba es arbitraria. Se reparten los vectores de entrada y de salida (en consecuencia para cada definición de aproximación) utilizando índices intercalados de la siguiente manera: el 60 % se utiliza para el entrenamiento, el 20 % se utiliza para validar que la red es capaz de generalizar y que detenga el entrenamiento antes de un sobreajuste, y, por último, el 20 % restante se utilizan como una prueba (test) independiente de la generalización de la red.

### 3.2.4. Estructura y configuración de los parámetros de las RNAs

El primer paso en el proceso de configuración de una red neuronal es fijar su estructura. En esta tesis se ha utilizado la RNA feed-forward (perceptrón multicapa) con una y dos capas ocultas, siendo ésta la principal diferencia estructural entre ellas. El resto de características son:

- **Función de activación:** dependiendo del número de capas ocultas:
  - ◊ Una capa oculta: funciones tan-sigmoide, log-sigmoide y purelin.
  - ◊ Dos capas ocultas: funciones tan-sigmoide, log-sigmoide y purelin en la primera capa oculta, y sólo la función purelin en la segunda capa.
- **Tamaño de las capas ocultas:** Se utilizan valores naturales espaciados de forma lineal en función del número de capas ocultas. La ecuación (3.2) define el rango del número de nodos cuando los RNAs tienen sólo una capa oculta (valores de 1 a 200), mientras que la ecuación (3.3) indica los valores para la segunda capa oculta,  $[1, 20] \cup (5 \times 5(25), (5 \times 6(30), \dots, (5 \times 20(100)))$ , siendo 36 los valores posibles y la ecuación (3.4) muestra el rango de la primera y la segunda capa oculta, cuando los RNAs tienen dos capas ocultas.

$$H_1 = \{h_1 \mid h_1 \in N^+ \wedge h_1 \in [1, 200]\} \quad (3.2)$$

$$H = \left\{ h \mid h \in N^+ \wedge h \in \left\{ [1, 20] \cup \bigcup_{p=5}^{20} 5 \cdot p \right\} \right\} \quad (3.3)$$

$$H_2 = \begin{cases} h_1 \mid h_1 \in H & \text{si es la primera capa} \\ h_2 \mid h_2 \in H & \text{si es la segunda capa} \wedge h_2 \leq h_1 \end{cases} \quad (3.4)$$

- **Ensayos:** Para las combinaciones resultantes de adoptar las variantes del número de capas ocultas, la función de activación y el número de neuronas anteriormente expuestos, se realizan 5 ensayos con el fin de analizar el comportamiento de las RNAs individuales y también el comportamiento de todas las RNAs de una estructura dada.

### 3.2.5. Especificación detallada de la sistemática del procedimiento de modelado

El procedimiento para el entrenamiento y la validación de las aproximaciones de todos los modelos se especifica en la Tabla 3.2. Es un ejemplo detallado del procedimiento sistemático general presentado en la Tabla 3.1.

Así, se definen los siguientes conjuntos completos para formalizar la descripción algorítmica:

- $M = \{M_1, M_2, M_3, M_4\}$  es el conjunto de las formulaciones de los modelos de aproximación con los que se plantea el problema del aprendizaje del comportamiento del módulo eléctrico fotovoltaico.  $M = \cup_j m_j$ , siendo  $m_j$  cada modelo de aproximación.
- $R = \{\text{verdadero}, \text{falso}\}$  es el conjunto de las posibilidades en cuanto a la normalización de los atributos (magnitudes físicas de los conjuntos de datos).
- $N = \{0, 1, 2, 5, 10\}$  es el porcentaje de aumento de ruido añadido a cada atributo de entrada.  $N = \cup_r n_r$ , siendo  $n_r$  las posibilidades porcentuales de ruido.
- $H_1$  está definido por la ecuación (3.2) y es el número de nodos de la capa oculta si la RNA tiene sólo una capa oculta, mientras que  $H_2$  está definida por la ecuación (3.4) y es el número de nodos de las capas ocultas si la RNA tiene dos.
- $F = \{\text{tan - sigmoid}, \text{log - sigmoid}, \text{purelin}\}$  es el conjunto de funciones de activación.  $F = \cup_t f_t$ , siendo  $f_t$  las posibilidades de la función de activación disponibles para la 1<sup>a</sup> capa oculta.





### 3.3. Aplicación de la nueva metodología

Como aplicación práctica para validar la metodología propuesta, se ha realizado la implementación de cuatro modelos para el módulo fotovoltaico comercial Mitsubishi PV-TD185MF5, cuyas especificaciones aportadas por el fabricante son las que se muestran en la Tabla 3.3.

Fabricante	MITSUBISHI ELECTRIC
Tipo	PV-TD185MF5
Tipo de célula	Células FV policristalinas, 156 x 156 mm
Número de células	50 células en serie
Potencia máxima [ $P_{\text{máx}}$ ]	185 W
Potencia mínima garantizada	179,5 W
Tolerancia de la potencia máxima	$\pm 3\%$
Tensión en vacío [ $V_{\text{OC}}$ ]	30,6 V
Corriente de cortocircuito [ $I_{\text{SC}}$ ]	8,13 A
Tensión MPP [ $V_{\text{mp}}$ ]	24,4 V
Corriente MPP [ $I_{\text{mp}}$ ]	7,58 A
Temperatura nominal de servicio (NOCT)	47,5 °C
Coefficiente de temperatura de $I_{\text{SC}}$	+ 0,057 %/°C
Coefficiente de temperatura de $V_{\text{OC}}$	- 0,346 %/°C
Coefficiente de temperatura de $P_{\text{máx}}$	- 0,478 %/°C

Tabla 3.3: Especificaciones del módulo fotovoltaico Mitsubishi PV-TD185MF5

#### 3.3.1. Adquisición de datos

En la Figura 3.2 se muestran los dispositivos que intervienen en la captura de los datos ( $T$ ,  $G$ ,  $I_{\text{PV}}$  y  $V_{\text{PV}}$ ) en bruto, así como su montaje. Al cambiar el valor de la resistencia variable, se modifica el valor de la carga, obteniendo diferentes pares de puntos tensión-corriente para la Irradiancia y Temperatura que se tengan en ese instante. Recordar que la Irradiancia y la Temperatura dependerá de las condiciones climatológicas del momento en que se estén realizando las medidas.

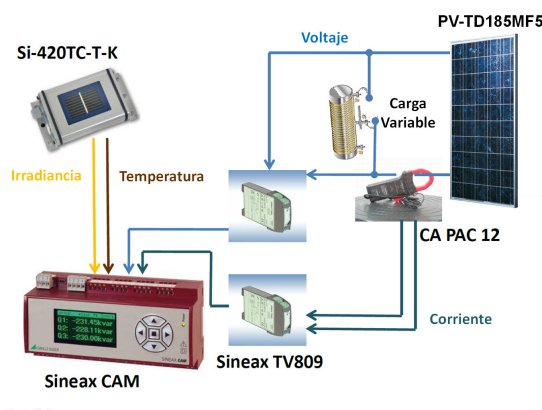


Figura 3.2: Esquema de los elementos de medición para el registro de los datos

Los elementos de medida utilizados son:

- *Sensor de Irradiancia y Temperatura (Si-420TC-T-K)*. Este elemento es una célula patrón que está compuesto de una célula solar monocristalina (50x33 mm) y un sensor de temperatura (que mide desde -20 a 70 °C). Proporciona los valores de la irradiancia ( $W/m^2$ ) y de la temperatura (°C) en la localización de los módulos fotovoltaicos, durante el proceso de adquisición de los datos. La precisión del dispositivo es del 5 %, cuando se mide la irradiancia, y de  $\pm 1,5$  °C, cuando mide la temperatura.
- *Pinza amperimétrica Chauvin Arnoux PAC 12*. Mide la corriente continua proporcionada por el módulo fotovoltaico sin tener que abrir el circuito. La escala de trabajo va desde 0.4 a 60 A en corriente continua, con una precisión de  $\pm 1,5$  %. El valor del error máximo es de  $\pm 150$  mA, aproximadamente. La pinza proporcionará una tensión proporcional a la corriente continua medida.
- *Amplificador programable con aislamiento SINEAX TV809*. La función de este dispositivo es aislar eléctricamente las señales de entrada/salida y la de amplificar/convertir el nivel de la señal de corriente continua de entrada de corriente a tensión o viceversa, mediante su configuración con la ayuda de un PC (TV800plus V1.11). Debido a que tanto la tensión del módulo fotovoltaico como de la corriente medida es proporcionada en voltios, se usan dos TV809 para convertir estas tensiones a una corriente proporcional (4-20 mA) para que el registrador de datos (SINEAX CAM) pueda leerlos, pues solo admite medidas proporcionadas en valores de corriente. La precisión de este dispositivo es de  $\pm 0,2$  % del valor máximo de la entrada.
- *Registrador de datos CAM SINEAX*. Este dispositivo está diseñado para realizar mediciones de larga duración en instalaciones industriales o redes de distribución eléctrica. Permite una medición continua y registrar los datos de las medidas. La interfaz de E/S se puede configurar en función de las necesidades. Los parámetros seleccionados para el registro son irradiancia, temperatura, tensión y corriente. La configuración del aparato se realiza mediante el software CB-Manager y toma una medida cada 2 segundos. La precisión de este dispositivo es de  $\pm 0,1$  % del valor máximo de la configuración de entrada, que es de 20 mA, por lo que el error de medición es insignificante.

### 3.3.2. Resultados y validación

Esta sección está dedicada a analizar los resultados experimentales que se han obtenido, y compararlos con otros trabajos en este ámbito, obtenidos por otros autores. Se analizan los enfoques de todos los modelos, pero se ha prestado más atención al último modelo  $M_4 = (TGV_{PV} - I_{PV})$ .

En las Tablas 3.4 y 3.5 se encuentran las RNAs más precisas para los cuatro modelos con una y dos capas ocultas, respectivamente. La columna *Norm* indica

si el modelo está o no normalizado, la siguiente columna indica el porcentaje de ruido incluido en los datos originales para cada modelo. La columna de *Nodos* indica el número de nodos que tiene cada capa oculta. La columna *Función* indica la función de activación usada en cada modelo. Y las columnas  $Perf_{Entren}$ ,  $Perf_{Val}$  y  $Perf_{Test}$  muestran el valor RMSE en el entrenamiento, validación y test, respectivamente.

	Norm	Ruido	Nodos	Función	$Perf_{Entren}$	$Perf_{Val}$	$Perf_{Test}$
$M_1$	Si	5	106	logsig	2,121	2,223	1,923
$M_2$	No	0	196	logsig	29,547	33,337	31,609
$M_3V$	Si	0	174	logsig	60,854	65,200	58,662
$M_3I$	Si	0	174	logsig	1,998	2,173	2,032
$M_4$	Si	0	64	logsig	<b>0,047</b>	<b>0,052</b>	<b>0,045</b>

Tabla 3.4: Mejor RNA con 1 capa oculta para cada aproximación y sus resultados (RMSE) para el conjunto de datos de 22 meses

	Norm	Ruido	Nodos 1/2	Función	$Perf_{Entren}$	$Perf_{Val}$	$Perf_{Test}$
$M_1$	Si	2	20/16	tansig	2,176	2,162	1,879
$M_2$	Si	1	50/12	logsig	36,252	38,245	33,574
$M_3V$	No	1	45/3	tansig	70,808	73,065	65,989
$M_3I$	No	1	50/8	tansig	2,430	2,464	2,262
$M_4$	No	0	90/6	tansig	<b>0,043</b>	<b>0,051</b>	<b>0,042</b>

Tabla 3.5: Mejor RNA con 2 capas ocultas para cada aproximación y sus resultados (RMSE) para el conjunto de datos de 22 meses (Nodos 1/2 significa los nodos de la 1ª y 2ª capa oculta).

Analizando cada uno de los modelos por separado, se puede concluir:

- **Modelo  $M_1=(V_{PV}-I_{PV})$ .** Este modelo fue utilizado con éxito en [67] utilizando métodos heurísticos en lugar de un procedimiento sistemático como se propone en esta tesis. Es decir, no se aplicó ninguna normalización ni procesos de adición de ruido a los conjuntos de datos, ni se ensayaron diferentes estructuras RNA. En ese trabajo se obtuvieron dos modelos diferentes, obteniendo para ambos modelos una raíz del error cuadrático medio (RMSE) de 0,1 A. Es un resultado preciso, pero se requerirían dos modelos porque cada uno de ellos era adecuado sólo para un mes, es decir, uno de ellos fue entrenado con un conjunto de datos recogidos en enero de 2014, mientras que el otro con un conjunto de datos recogidos en julio de 2014.

Esta circunstancia es el principal inconveniente de los resultados observados, porque este enfoque es apropiado sólo si se acepta la suposición de que la temperatura e irradiancia son constantes.

Los mejores resultados se alcanzaron con normalización y una pequeña suma de ruido a los datos originales. Sin embargo, como se podía esperar, el valor

RMSE para el conjunto de datos de test ( $\text{Perf}_{\text{Test}}$ ) reporta una precisión peor que el modelo  $M_4$ . Esto es debido al enfoque que supone que la temperatura y la Irradiación son constantes. Sin embargo, todo el conjunto de datos de 22 meses tiene un rango muy amplio de temperaturas desde  $3,65^\circ\text{C}$  a  $66,54^\circ\text{C}$ , y de irradiaciones de  $33,33\text{ W/m}^2$  a  $1267.2\text{ W/m}^2$  como para considerarlo constante.

- **Modelo  $M_2=(\mathbf{T}\ \mathbf{G} - \mathbf{V}_{\mathbf{PV}}\ \mathbf{I}_{\mathbf{PV}})$ .** Para el modelo  $M_2$ , la estructura más precisa contiene una capa oculta con 196 nodos. En general el valor RMSE de las RNAs implementadas en el método  $M_2$  dan como resultado un valor que es aproximadamente la media de los valores de las dos RNAs correspondientes al enfoque  $M_3$ . Sin embargo, es necesario hacer un estudio más exhaustivo para analizar el rendimiento deficiente de los modelos de entrenamiento en virtud de estos enfoques. Estos modelos dan una precisión peor que el modelo  $M_4$ .
- **Modelos  $M_3=(\mathbf{T}\ \mathbf{G} - \mathbf{V}_{\mathbf{PV}}, \mathbf{T}\ \mathbf{G} - \mathbf{I}_{\mathbf{PV}})$ .** Las RNAs independientes del modelo  $M_3$  no toman ventaja de tener objetivos separados. La causa de este problema puede estar en que el producto cartesiano de los valores de entrada no es un dominio suficiente para aprender las funciones multivariantes complejas, pero no se ha probado esta hipótesis. En cualquier caso, estos modelos también dan una precisión peor que el modelo  $M_4$ .
- **Modelo  $M_4=(\mathbf{T}\ \mathbf{G}\ \mathbf{V}_{\mathbf{PV}} - \mathbf{I}_{\mathbf{PV}})$ .** En este punto cabe recordar que la idea principal que impulsó esta aproximación fue el asumir que ninguna de las magnitudes relevantes fueran analizadas como constantes, para lograr un modelo lo más preciso posible. La estructura más precisa contiene una capa oculta con 64 nodos mientras que si se usan dos capas tendría 90 nodos en la primera capa y 6 en la segunda. La precisión alcanzada con los datos de test ( $\text{Perf}_{\text{Test}}$ ) muestra un RMSE de  $0,045\text{ A}$  y  $0,042\text{ A}$  para las RNAs con una y dos capas ocultas, respectivamente.

Son resultados muy precisos, como se esperaba, debido a las características de este enfoque. Teniendo en cuenta que algunos de los equipos de medición tiene una precisión limitada (entre otros dispositivos, por ejemplo, la pinza amperimétrica usada tiene un error máximo de  $\pm 150\text{ mA}$ ), se puede concluir que la ejecución desatendida del procedimiento sistemático introducido en este trabajo tiene un modelo de RNA que ha aprendido el comportamiento del módulo fotovoltaico con una precisión superior a la precisión de la medida.

Por otra parte, los coeficientes de correlación ( $R$ ) de las mejores RNAs se muestran en la Figura 3.3.

Tanto la Figura 3.3a de la mejor RNA con una capa oculta, como la Figura 3.3b para la mejor RNA de dos capas ocultas, muestran un buen coeficiente de correlación, teniendo en cuenta que  $R = 1$  significa perfecta correlación entre la

respuesta y los objetivos de la red. Los datos de test se componen de unas 12.600 muestras aproximadamente (20 % de 62.917 muestras).

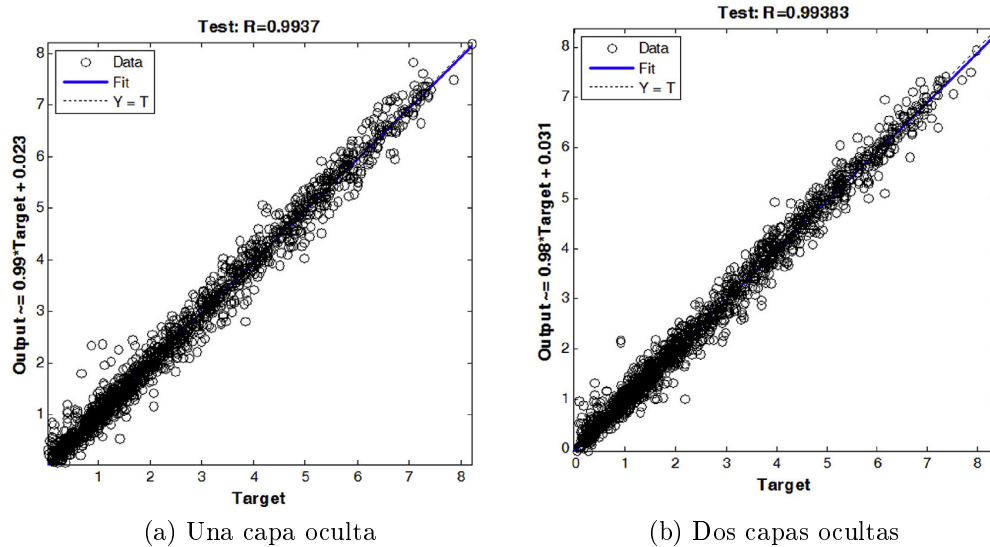


Figura 3.3: Coeficientes de correlación de las mejores RNAs

Las Tablas 3.6 y 3.7 analizan con más detalle el proceso de aprendizaje. En la parte izquierda de las tablas están los valores de la mejor RNA, con relación a una combinación de los procesos de normalización y de suma de ruido, mientras que en la parte derecha están las mejores estructuras medias para todos los ensayos, con respecto a la misma combinación. Analizando estas tablas se pueden obtener varias conclusiones, teniendo en cuenta que se obtienen bajo el doble efecto de la normalización y de suma de ruido:

- En el caso de RNAs con una capa oculta, hay varias RNAs con valores de precisión muy similares. De hecho, hay dos RNAs con el mismo valor RMSE, y la segunda (con el conjunto de datos normalizado) ha sido seleccionada debido a que tiene menos nodos en la capa oculta.
- El proceso de normalización en combinación con un porcentaje de suma de ruidos bajos ó nulos, resulta en unas RNAs con dos capas ocultas con un valor RMSE muy similar (0,044 a 0,046).
- En general, el proceso de normalización llevado a cabo con los conjuntos de datos genera RNAs más pequeñas que las generadas con los conjuntos de datos no normalizados.
- El proceso de normalización en el caso de RNAs con una capa oculta conduce a valores RMSE más pequeños; sin embargo, en el caso de dos capas ocultas el efecto es el contrario, lo que lleva a valores RMSE más grandes.
- Tanto para RNAs con una y dos capa ocultas los mejores resultados se obtienen siempre sin la adición de ruido. Esta circunstancia se debe probablemente a que los dispositivos de medición introducen ruido en las mediciones.

- La suma de ruido siempre genera valores de RMSE más grandes.
- Los valores de la segunda capa oculta son siempre más pequeños que los de la primera.
- Las mejores funciones de activación de este enfoque son tansig y logsig. Las restantes funciones de activación no se han utilizado en las capas de neuronas ocultas para obtener la mejor RNA, bajo cualquier combinación, en relación con la normalización y la suma de ruido.

		Mejor RNA individual			Mejor media RNA			
Norm	Ruidos	<i>Precis</i>	Nodos	Función	<i>Precis</i>	$\sigma^{10^{-3}}$	Nodos	Función
No	0	0,045	129	logsig	0,050	6,0	129	logsig
	1	0,049	47	tansig	0,057	2,8	138	tansig
	2	0,055	96	logsig	0,061	2,5	66	logsig
	5	0,101	148	logsig	0,108	6,6	148	logsig
	10	0,205	112	logsig	0,214	4,2	74	logsig
Si	0	0,045	64	logsig	0,051	3,1	94	logsig
	1	0,046	117	logsig	0,052	3,0	154	tansig
	2	0,049	189	logsig	0,051	1,8	174	logsig
	5	0,060	113	tansig	0,064	0,6	90	logsig
	10	0,086	86	tansig	0,094	1,6	69	logsig

Tabla 3.6: Resultados de precisión del Test (RMSE) para todas las combinaciones de nodos ocultos y funciones de activación para una RNA con 1 capa oculta.

		Mejor RNA individual			Mejor media RNA			
Norm	Ruidos	<i>Precis</i>	Nodos	Función	<i>Precis</i>	$\sigma^{10^{-3}}$	Nodos	Función
No	0	0,042	90/6	tansig	0.049	3,5	70/15	tansig
	1	0,047	95/30	tansig	0.053	2,9	95/20	logsig
	2	0,053	65/12	tansig	0.062	4,7	70/9	tansig
	5	0,102	100/60	logsig	0.108	2,4	100/45	tansig
	10	0,199	65/14	tansig	0.213	1,1	18/5	tansig
Si	0	0,044	55/4	tansig	0.048	2,5	100/40	logsig
	1	0,045	80/6	logsig	0.049	3,1	55/17	logsig
	2	0,046	65/15	tansig	0.052	0,3	80/30	tansig
	5	0,058	70/35	tansig	0.063	3,0	35/8	tansig
	10	0,083	80/9	tansig	0.091	7,4	80/12	tansig

Tabla 3.7: Resultados de precisión del Test (RMSE) para todas las combinaciones de nodos ocultos y funciones de activación para una RNA con 2 capas ocultas. (Nodos 1/2 significa los nodos de la 1ª y de la 2ª capa oculta)

### 3.4. Comparación con trabajos previos

Para mostrar la validez del procedimiento propuesto en esta tesis, en este apartado se compararan los resultados obtenidos con otros trabajos anteriores, de la misma materia, que existen en la bibliografía. La Tabla 3.8 contiene un resumen de los resultados reportados por las publicaciones más relevantes y recientes sobre el estado del arte del modelado de los módulos fotovoltaicos. El significado de las columnas de la Tabla 3.8 es el siguiente:

- *Tipo*: Es el tipo de células de los módulos fotovoltaicos que han sido utilizados en los experimentos teóricos o empíricos de cada referencia. (Polic: policristalino, Mono: monocristalino, Delg: capa delgada, Todo: el modelo se podría aplicar a cualquier tipo de célula, ya que tiene una base empírica y no depende de ningún parámetro especial o característica de la tecnología de la célula).
- *Modelo*: Indica si el modelo se obtiene de forma teórica o empírica.
- *P*: Potencia del módulo fotovoltaico (vatios).
- *Mag*: Magnitud o variable predicha por el modelo.
- *Métrica*: Indica la métrica utilizada para medir la precisión obtenida por el modelo, es decir, la diferencia entre la magnitud predicha y la magnitud real/esperada (RMSE: Raíz cuadrada del error cuadrático medio, MSE: Error cuadrático medio, ME: Error medio, R: coeficiente de correlación, Difer: Diferencia entre el valor real y el conseguido).
- *Valor*: Valor de la métrica cuando se aplica a la magnitud.

Antes de analizar y comparar los resultados obtenidos con los de trabajos anteriores, es necesario hacer una serie de indicaciones en relación con el procedimiento sistemático general y la configuración experimental usada para su aplicación:

- El módulo fotovoltaico que se ha utilizado en los experimentos reales tiene más potencia (185 W) que los módulos fotovoltaicos de los trabajos anteriores (12,4 W, 42 W, 50 W, 55 W, 90 W, 120 W, 125 W, 128 W y 130 W). Esto hace que el valor absoluto de la métrica pueda ser algo más grande, mientras que el error relativo podría ser más pequeño.
  - El conjunto de datos experimentales obtenidos se compone de aproximadamente 63.000 muestras, recogidas durante 22 meses. Es mucho más grande que los conjuntos de datos de los trabajos anteriores. Esto puede hacer que pueda ser más difícil la tarea de entrenamiento para un modelo, porque hay muchos más puntos para aprender y para adaptarse.
  - El modelo generado por el procedimiento general es único para todo el conjunto de datos, es decir, no está dividido en dos sub-modelos como algunos
-



de los trabajos que aparecen en la bibliografía. Esto puede hacer más difícil la tarea de aprendizaje, ya que puede especializarse cada modelo en un segmento del conjunto de datos.

Ref.	Tipo	Modelo	P	Mag.	Métrica	Valor	Notas
Esta tesis	Polic	RNA <sub>1</sub>	185	I <sub>PV</sub>	R	0,994	1 capa
					RMSE	0,045	
		RNA <sub>2</sub>			R	0,994	2 capas
					RMSE	0,042	
[55]	Delg	Teoric.	90	I <sub>PV</sub>	Difer	0,055	[55]
			130			0,031	
			42			0,027	
			125			0,030	
			128			0,066	
			90			0,057	
			130			0,161	
			42			0,049	
			125			0,032	
			128			0,216	
			90			0,200	[114]
			130			0,077	
			42			0,089	
			125			0,139	
			128			0,320	
			90			0,024	[115]
			130			0,159	
			42			0,071	
			125			0,477	
			128			0,377	
[57]	Polic	Teoric	120	I <sub>PV</sub>	RMSE	0,061	[57]
						0,075	[116]
						0,072	[117]
						0,071	[118]
						1,257	[114]
						0,943	[22]
[68]	Todo	RNA <sub>1</sub>		I <sub>PV</sub>	MSE	2 %	Entrenamiento
	Todo	RNA <sub>2</sub>		P <sub>PV</sub>		1 %	
[69]	Polic (Todo)	RNA <sub>1</sub>	50	P <sub>PV</sub>	RMSE	0,057	
		RNA <sub>2</sub>				0,055	
[70]	Mono (Todo)	RNA	55	P <sub>PV</sub>	R	0,804	
					ME	0,056	
	Delg (Todo)	RNA	12,4		R	0,849	
					ME	0,011	

Tabla 3.8: Comparación de los resultados del procedimiento de modelización con los resultados de trabajos relevantes anteriores

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se procede a comparar los modelos obtenidos en trabajos anteriores con el modelo generado por el procedimiento sistemático general:

- En [55] se presenta un procedimiento para obtener modelos sólo para módulos fotovoltaicos de capa fina, a partir de un modelo teórico. Además de sus propios resultados, se analizan los resultados de los modelos propuestos por otros autores [113–115]. La magnitud predicha es  $I_{PV}$  y las potencias de los módulos fotovoltaicos son de 42, 90, 125, 128 y 130 W. Los resultados se analizan utilizando los índices Diff y RMSE. Se observa que solo si la potencia del módulo fotovoltaico es más pequeña que la del modelo propuesto la precisión es mejor. Si se comparan los resultados de [113–115] con el modelo generado por el procedimiento propuesto en esta tesis, en la mayoría de los casos el modelo propuesto tiene mucha mejor precisión que los modelos propuestos por esos autores.
  - En [57] se utiliza un algoritmo evolutivo para generar el modelo (teórico) y se presentan también los resultados de una serie de trabajos [22, 114, 116–118]. En este caso, la magnitud y la métrica utilizada para evaluar la precisión de todos los modelos es la misma que se usa en el modelo desarrollado en esta tesis. Se puede concluir claramente que el modelo desarrollado en esta tesis es más preciso que todos ellos.
  - En [68] los autores no informan del tipo de módulo fotovoltaico real utilizado. Usan Redes de función de base radial (RFB) para generar dos modelos. La primera ( $RNA_1$ ) se utiliza para obtener  $I_{PV}$  a partir de la irradiancia y de la tensión, mientras que la segunda ( $RNA_2$ ) está dedicada a obtener  $P_{PV}$  a partir de las mismas magnitudes. Los autores informan de resultados numéricos, pero en realidad la prueba se ha realizado con datos de entrenamiento.
  - En [69] se generan dos modelos diferentes basados en redes neuronales artificiales, a partir de un módulo fotovoltaico real. Ambos modelos cuentan con la temperatura y la irradiancia como magnitudes de entradas mientras que utilizan la potencia como salida. Pero, sus dos modelos están especializados en días nublados y soleados, respectivamente. Esta técnica permite obtener dos modelos más especializados en lugar de sólo uno, y la magnitud predicha por el modelo es  $P_{PV}$  en lugar de  $I_{PV}$ .
  - En [70] se generan dos modelos neuronales a partir de datos experimentales, cada uno para un módulo fotovoltaico diferente. Las entradas de las redes son la temperatura, la irradiancia y la humedad relativa, mientras que la salida es la potencia. Una vez más la magnitud predicha por el modelo es  $P_{PV}$  en lugar de  $I_{PV}$  y la métrica es ME en vez de RMSE, que hacen que los resultados no sean comparables. Sin embargo, el coeficiente R es comparable y es claramente peor que el modelo generado por el procedimiento propuesto en esta tesis.
-

Finalmente, se retoma el trabajo de [67] con la finalidad de comparar los resultados obtenidos en ese trabajo con los nuevos resultados obtenidos al utilizar el procedimiento sistemático presentado en esta tesis. Es decir, con este enfoque de modelado, pero con los conjuntos de datos de [67] (uno con las mediciones de enero de 2014 y el otro de julio de 2014). En [67] la mejor precisión de test se obtuvo con un RMSE de 0.1 A, con ambos conjuntos de datos. Las Tablas 3.9 y 3.10 muestran que aplicando el procedimiento sistemático, desarrollado en esta tesis, en general el RMSE se divide por un factor de  $10^3$ , alcanzando resultados mucho mejores que aquellos que ya eran precisos.

	Norm	Ruido	1 <sup>a</sup>	Función	$Perf_{Entren}^{10^{-3}}$	$Perf_{Valid}^{10^{-3}}$	$Perf_{Test}^{10^{-3}}$
Enero 2014	No	0	9	tansig	0,4319	0,3357	0,2359
Julio 2014	No	0	23	tansig	0,3531	1,0929	0,4034

Tabla 3.9: Mejores RNAs con 1 capa oculta

	Norm	Ruido	1 <sup>a</sup>	2 <sup>a</sup>	Función	$Perf_{Entren}^{10^{-3}}$	$Perf_{Valid}^{10^{-3}}$	$Perf_{Test}^{10^{-3}}$
Enero 2014	No	0	7	4	tansig	0,3882	0,6122	0,1971
Julio 2014	No	0	18	3	logsig	0,3731	0,6501	0,3662

Tabla 3.10: Mejores RNAs con 2 capas ocultas

### 3.5. Comparación con red neuronal generada por nftool

Dentro del software Matlab hay una aplicación denominada *nftool* que permite obtener estructuras de redes neuronales de forma guiada y automática. A fin de mostrar la validez de la nueva metodología propuesta en esta tesis, se va a comparar el nuevo modelo desarrollado, con el que proporciona la herramienta *nftool*, con los mismos datos de ensayo del módulo fotovoltaico *Mitsubishi Electric PV-TD185MF5* (185 Wp).

En la etapa de diseño se adoptó una red neuronal compuesta por tres entradas, una salida y con una capa oculta de 64 nodos. Después de múltiples pruebas de ensayo y error, se consideró que se conseguían unos valores satisfactorios. Una vez diseñada la arquitectura de la red se procede a entrenarla para que aprenda el comportamiento que debe tener, es decir, para que aprenda a dar la respuesta adecuada a los patrones de entrada que se le presenten.

En este contexto, se denomina *epoch* a una presentación completa del conjunto de datos de entrenamiento, durante el proceso de aprendizaje. El aprendizaje ocurre *epoch* a *epoch*, hasta que los pesos y umbrales se estabilizan y el criterio de error sobre el conjunto de entrenamiento completo converge a algún valor mínimo (en este caso, el error cuadrático medio (MSE)).

Del total de datos experimentales obtenidos se usan 37.751 datos para el entrenamiento (60%), 12.583 para la validación (20%) y otras 12.583 para el test (20%). La red ha sido entrenada con el algoritmo de retropropagación de Levenberg-Maquardt. Tras 118 iteraciones se ha conseguido una red con un Error Cuadrático Medio (MSE) de  $5,3282 \cdot 10^{-2}$  A y con un valor de correlación de  $R=0,99252$ , como se puede observar en la Figura 3.4.

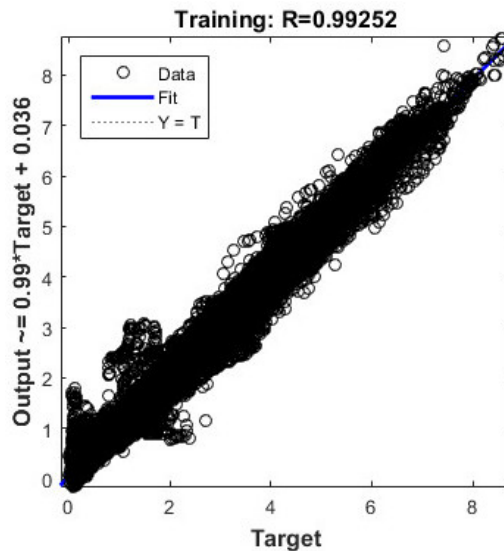


Figura 3.4: Coeficiente de correlación del entrenamiento de la red

Utilizando un conjunto de datos de prueba de 12.583 muestras se ha conseguido un valor del Coeficiente de Correlación de Test de la Red de  $R = 0,99234$ , como se puede observar en la Figura 3.5.

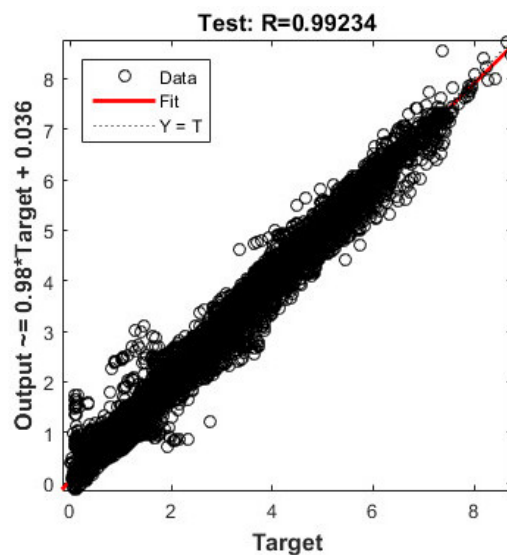


Figura 3.5: Coeficiente de Correlación de Test de la Red

Por comparación, los valores conseguidos con la nueva metodología propuesta

---

en esta tesis, dan un valor de  $R=0,9937$  para una red con una capa oculta y un valor de  $R=0,99383$  para una red con dos capas ocultas. Estos datos son mejores que los obtenidos con la herramienta *nftool*. Por tanto, queda demostrada la validez de la nueva metodología propuesta en esta tesis.

### 3.6. Conclusiones

El principal problema que se ha visto cuando se trata de conseguir que las redes neuronales aprendan a partir del comportamiento eléctrico de un módulo fotovoltaico, generando modelos globales precisos (no parciales), es la falta de un procedimiento sistemático para obtener estos modelos precisos de manera desatendida, es decir, sin intervención humana. El enfoque propuesto en esta tesis para afrontar este problema ha sido proponer y describir cuatro modelos para formular la aproximación al comportamiento eléctrico de un módulo fotovoltaico por RNAs, es decir,  $M_1 = (V_{PH} - I_{PH})$ ,  $M_2 = (T G - V_{PH} I_{PH})$ ,  $M_3 = (T G - V_{PH} , T G - I_{PH})$  y  $M_4 = (T G V_{PH} - I_{PH})$  e introducir un procedimiento general sistemático para validar los modelos basados en estos enfoques.

Para probar este procedimiento sistemático general se ha utilizado el módulo fotovoltaico Mitsubishi Electric PV-TD185MF5, 185 Wp, del que se ha obtenido un modelo preciso, como prueba del concepto de técnica general. Como resultado de la aplicación de dicho procedimiento a un gran conjunto de datos (aproximadamente 63.000 muestras, recogidas durante 22 meses), se han conseguido dos modelos muy precisos ( $Perf_{test}$  con una capa oculta, con RMSE de 0,045 A, y  $Perf_{test}$  con dos capas ocultas con RMSE de 0,042 A). En ambos casos los valores de error son menores que la precisión de los dispositivos de medida. También, se ha demostrado que el procedimiento propuesto es competitivo y mejora los resultados del estado de la técnica cuando son comparables. Partiendo, en esta tesis, de un conjunto de datos mucho mayor que todos los casos, un mayor rango de temperaturas y simulando un módulo de una potencia superior, que, en estas condiciones, podría inducir a un error mayor.

Sucede lo mismo cuando se compara con la herramienta *nftools*, los valores del Coeficiente de Correlación de Test conseguidos con la nueva metodología propuesta en esta tesis son mejores que los obtenidos con la herramienta *nftool*. Además, la nueva metodología es más abierta que la herramienta de Matlab.



# Capítulo 4

## Optimización de los algoritmos P&O y CI

4.1. Introducción

4.2. Optimización del algoritmo P&O

4.3. Optimización del algoritmo CI

4.4. Validación de los modelos

4.5. Conclusiones





# Capítulo 4

## Optimización de los algoritmos P&O y CI

### 4.1. Introducción

En este capítulo se analiza el funcionamiento de los algoritmos P&O y CI, aplicados a la instalación fotovoltaica real de la EUI de Vitoria-Gasteiz, usada para la realización de esta tesis. Se han elegido dichos algoritmos por ser los más utilizados en la operación y funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas. El fin es conocer el comportamiento de estos algoritmos para, posteriormente, compararlos con el nuevo algoritmo de control en modo deslizante, propuesto en esta tesis, y analizar la validez de este nuevo algoritmo. El proceso ha sido similar para los dos algoritmos. Primero se ha realizado un modelo con el algoritmo basado en su definición teórica, sin embargo debido a los problemas surgidos, posteriormente se ha desarrollado otro modelo que está basado en el comportamiento del algoritmo mediante su curva característica P-V. Para evitar los problemas que puedan dar las funciones Sign ó Relay con las discontinuidades, se ha realizado otra versión de estos últimos algoritmos sustituyendo estas funciones por una función continua, en este caso la función tahn.

Estos algoritmos se desarrollan en Simulink partiendo de sus diagramas de flujos. El comportamiento de estos algoritmos durante el seguimiento del MPP presentan irregularidades debido a la dificultad de conseguir un incremento/decremento adecuado del ciclo de trabajo. Un incremento/decremento pequeño implica un funcionamiento lento que dificulta la búsqueda del MPP o incluso da error, suponiendo que el sistema está en el máximo cuando realmente está en un máximo local, que son debidos a posibles ruidos. Por contra, un incremento/decremento grande implica saltos alrededor del MPP con la dificultad de conseguir dicho MPP. Por ello, en esta tesis se proponen modificaciones que buscan optimizar estos algoritmos y obtener una respuesta más adecuada, para una posterior comparación y validación del nuevo algoritmo SMC propuesto en el capítulo 5 de esta tesis.

La optimización de los algoritmos P&O y CI se basa en el hecho de que si el

comportamiento óptimo del módulo fotovoltaico se produce cuando funciona en el punto máximo de potencia, para las condiciones climáticas existentes, habrá que aumentar o disminuir el ciclo de trabajo o la tensión en bornes del módulo fotovoltaico para conseguir que el módulo esté funcionando en ese punto, como se muestra en la Tabla 2.2 para el caso del algoritmo P&O y en la Tabla 2.3 para el algoritmo CI.

## 4.2. Optimización del algoritmo P&O

El algoritmo *P&O Teórico* se basa en el diagrama de flujo de la Figura 2.40, el cual se ha implementado en Simulink como se muestra en la Figura 4.1.

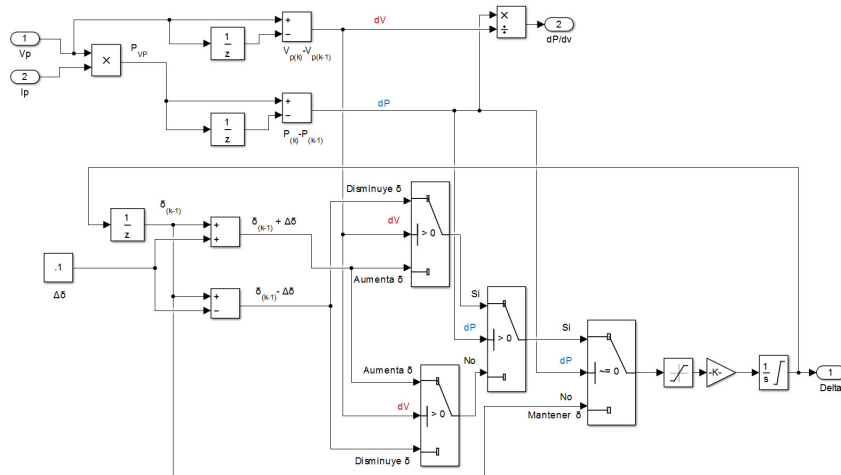


Figura 4.1: Esquema en Simulink del algoritmo *P&O Teórico*

A partir de este algoritmo, se proponen dos variaciones para optimizar su comportamiento, denominadas *P&O Relay* y *P&O Tanh*.

- La variación *P&O Relay* se basa en la curva de la Figura 2.41, la cual se ha implementado en Simulink como se muestra en la Figura 4.2. Los cambios respecto al algoritmo *P&O Teórico* consisten en que, en este caso, en vez de usar el diagrama de flujo de la definición del algoritmo se usa la curva característica para su implementación.

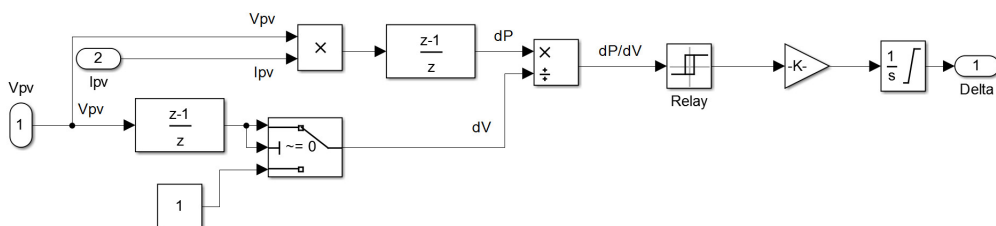


Figura 4.2: Esquema en Simulink del modelo *P&O Relay*

- La variación *P&O Tanh* se basa también en la curva de la Figura 2.41, la cual se ha implementado en Simulink como se muestra en la Figura 4.3. Los cambios respecto al algoritmo *P&O Teórico* consisten en que, en este caso, en vez de usar el diagrama de flujo de la definición del algoritmo se usa la curva característica para su implementación. Aunque parece similar al algoritmo *P&O Relay*, los cambios se deben fundamentalmente al cambio de la función encargada de analizar el signo de la  $dP/dV$ , intentando que este algoritmo evite los ruidos y las discontinuidades que puede producir la función Realy.

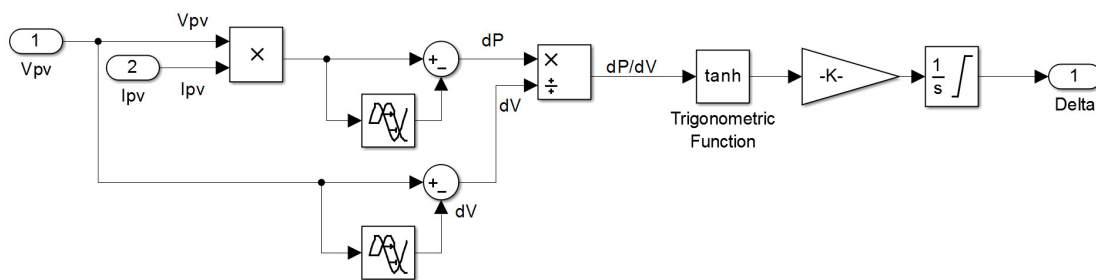


Figura 4.3: Esquema en Simulink del modelo *P&O Tanh*

### 4.3. Optimización del algoritmo CI

El algoritmo *CI Teórico* se basa en el diagrama de flujo de la Figura 2.43, el cual se ha implementado en Simulink, como se muestra en la Figura 4.4.

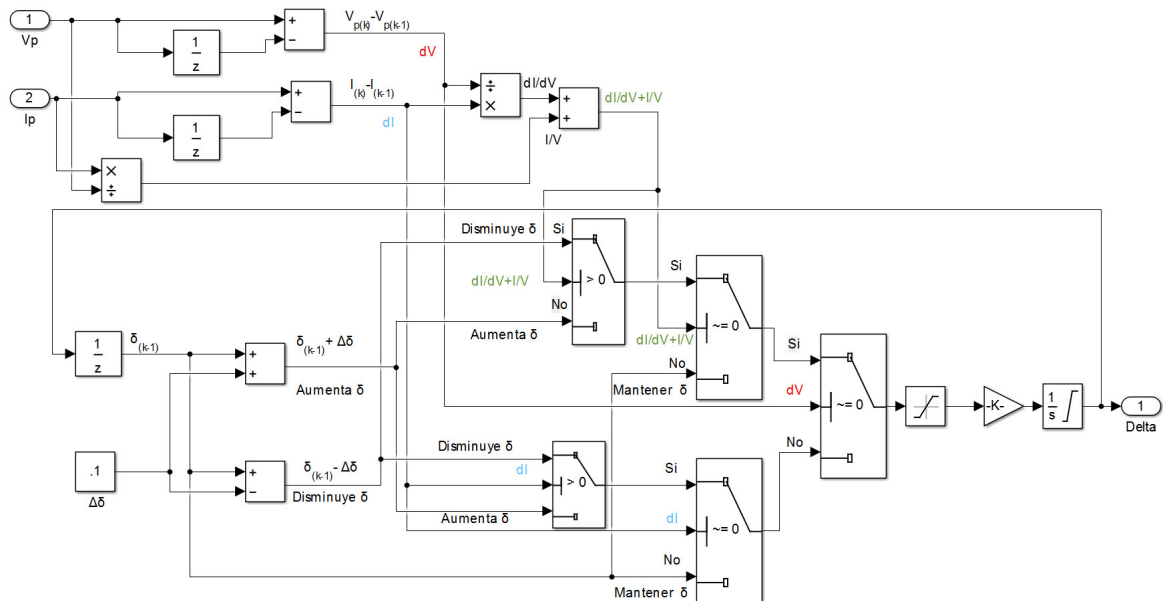


Figura 4.4: Esquema en Simulink del modelo *CI Teórico*

A partir de este algoritmo, y de forma similar a la optimización propuesta

para el algoritmo P&O Teórico, se proponen dos variaciones para optimizar su comportamiento, denominadas *CI Sign* y *CI Tanh*.

- La variación *CI Sign* se basa en la curva de la Figura 2.42, la cual se ha implementado en Simulink como se muestra en la Figura 4.5. Los cambios respecto al algoritmo *CI Teórico* consisten en que en vez de usar el diagrama de flujo de la definición del algoritmo se usa la curva característica para su implementación.

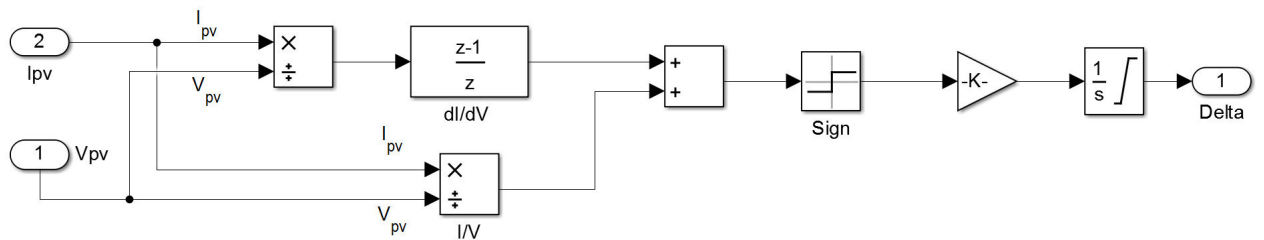


Figura 4.5: Esquema en Simulink del modelo *CI Sign*

- La variación *CI Tanh* se basa también en la curva de la Figura 2.42, la cual se ha implementado en Simulink como se muestra en la Figura 4.6. Los cambios respecto al algoritmo *CI Teórico* consisten en usar la curva característica para su implantación. Además, los cambios respecto al algoritmo *CI Sign*, se basan fundamentalmente en el cambio de la función encargada de analizar el signo de  $dI/dV + I/V$ , para evitar los ruidos y las discontinuidades que puede producir la función *Sign*.

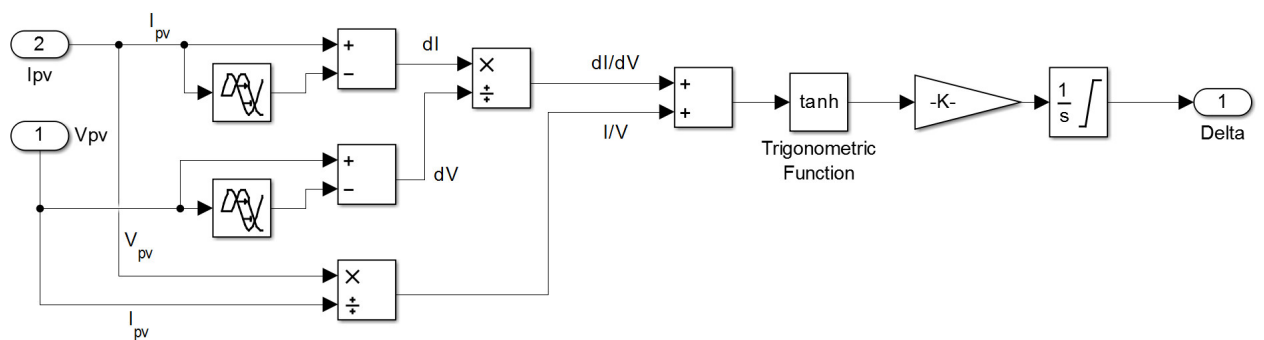


Figura 4.6: Esquema en Simulink del modelo *CI Tanh*

## 4.4. Validación de los modelos

Para comprobar el adecuado comportamiento de los algoritmos de control desarrollados para los módulos fotovoltaicos, es necesario analizar su comportamiento ante los cambios bruscos en la Irradiancia, Temperatura y carga conectada

a la salida del convertidor CC/CC. Estas tres variables son las que principalmente influyen en la búsqueda del punto de funcionamiento óptimo.

Si bien lo deseable es realizar una amplia validación experimental en condiciones similares de irradiancia y temperatura, la instalación fotovoltaica en la cual se han realizado las mediciones experimentales está situada en la azotea de la Escuela Universitaria de Ingeniería de Vitoria-Gasteiz. Ello implica que no se tiene control sobre la Irradiancia ni la Temperatura. Solo es posible modificar la carga conectada a la salida del convertidor. Por tanto, se ha propuesto la validación en dos etapas: simulación y experimental. En la validación por simulación, se realizan cambios en la Irradiancia y en la Temperatura en el modelo, mientras que los cambios de carga se realizan en la instalación experimental.

En la validación mediante simulación se hace funcionar a los tres modelos, de los dos algoritmos, bajo las mismas condiciones de operación, tanto para cambios bruscos de Irradiancia como de Temperatura. En el caso de la validación experimental se han buscado valores experimentales realizados en unas condiciones climáticas similares.

#### **4.4.1. Validación mediante simulación**

Para realizar la validación de los algoritmos mediante simulación, se ha utilizado el modelo de módulo fotovoltaico desarrollado en esta tesis (capítulo 3). Como ya se ha indicado, se trata de un modelo basado en una red neuronal cuya principal característica es la precisión de su funcionamiento. La red neuronal consta de tres variables de entrada (Temperatura, Irradiancia y la tensión de salida del módulo fotovoltaico) y una única variable de salida, la corriente a la salida del módulo fotovoltaico, ( $I_{PV}$ ). La red neuronal ha sido entrenada con los datos experimentales obtenidos a partir del módulo fotovoltaico Mitsubishi Electric PV-TD185MF5.

##### **4.4.1.1. Validación del algoritmo P&O optimizado**

En este subapartado se analizan las tres variantes del algoritmo P&O, la versión teórica y las dos variantes optimizadas propuestas en esta tesis. El comportamiento de cada una de ellas se muestra ante un cambio brusco en la Temperatura o la Irradiancia. Para realizar las simulaciones se han elegido los siguientes valores:

- Temperatura constante de 25 °C e Irradiancia variable de 900 a 700 W/m<sup>2</sup>, y finalmente a 1.000 W/m<sup>2</sup>. En la Figura 4.7 se muestra el perfil de Irradiancia y Temperatura aplicados.
  - Temperatura variable de 20 °C a 40 °C e Irradiancia constante de 1.000 W/m<sup>2</sup>. En la Figura 4.8 se muestra el perfil de Temperatura e Irradiancia aplicados.
-

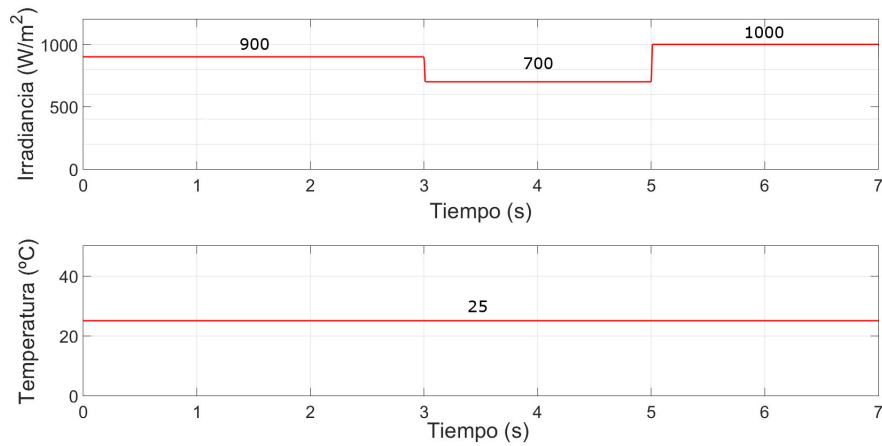


Figura 4.7: Valores de la Irradiancia para Temperatura constante

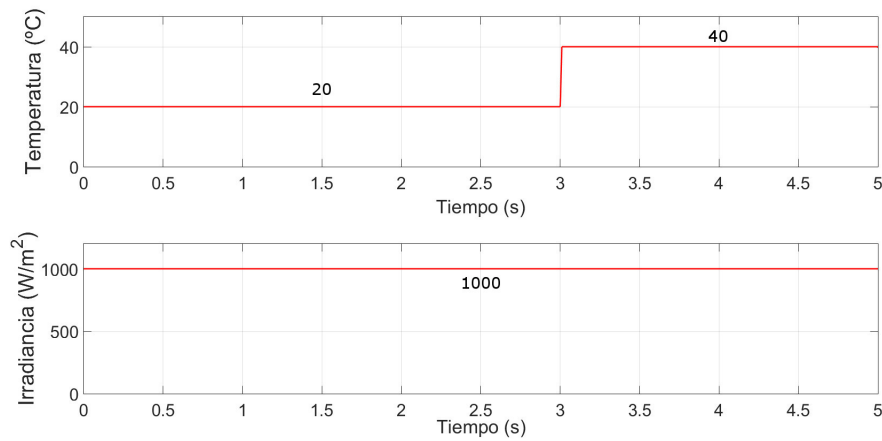


Figura 4.8: Valores de la Temperatura para Irradiancia constante

Para analizar el comportamiento, se desarrolla un modelo para cada versión del algoritmo, modificando el algoritmo de control del convertidor para cada modelo. Los resultados se muestran en unas tablas, cuyas columnas reflejan: *P-I* (potencia ( $P_{PV}$ ) ideal obtenida mediante la curva P-I); *Obten* (potencia ( $P_{PV}$ ) obtenida en los modelos); *%Perd* (pérdidas respecto a la potencia ideal a obtener (fila  $P_{PV}$ ) y pérdidas en el convertidor con respecto a la potencia obtenida (fila  $P_{Carga}$ )).

Para el modelo *P&O Teórico*, ante cambios bruscos en la irradiancia, los resultados de la simulación se muestran en la Figura 4.9. La potencia del módulo fotovoltaico (en rojo) varía rápidamente cuando la irradiación cambia y se mantiene constante durante el resto del tiempo. La potencia obtenida a la salida del convertidor, en la carga (en azul), tarda mucho tiempo para alcanzar la estabilidad. En la Tabla 4.1 se muestran los resultados del comportamiento del modelo para los diferentes valores de la irradiancia.

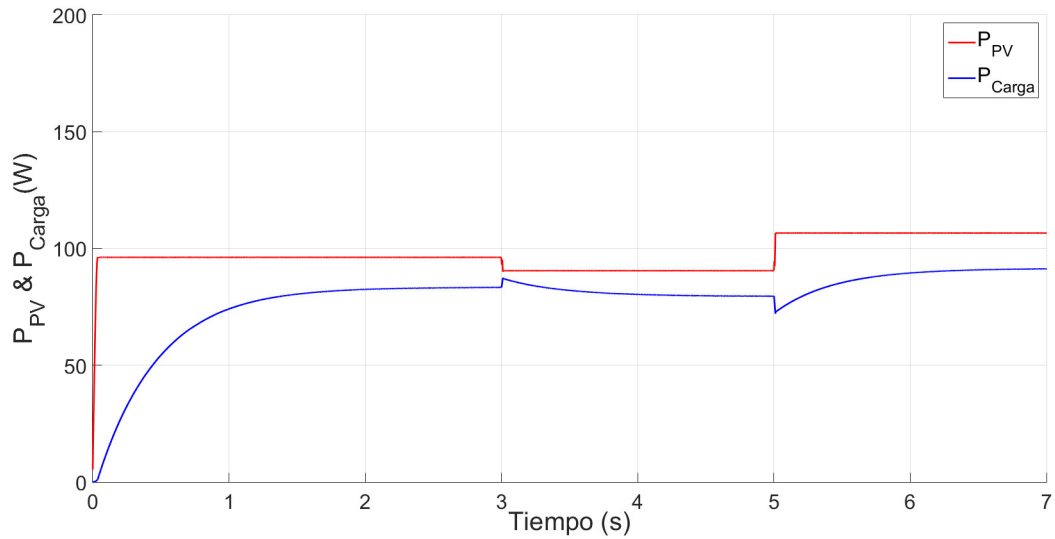


Figura 4.9: Valor de la potencia para variación de Irradiancias y  $T^a$  constante. Modelo *P&O Teórico*

T <sup>a</sup> constante de 25 °C									
	900 W/m <sup>2</sup>			700 W/m <sup>2</sup>			1.000 W/m <sup>2</sup>		
	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>
P <sub>PV</sub>	102,22	96,2	5,89	91,44	90,48	1,05	117,83	106,6	9,53
P <sub>Carga</sub>		83,3	13,41		79,55	12,08		91,25	14,40

Tabla 4.1: Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el *P&O Teórico*, a  $T^a$  constante

Analizando los resultados, se observa que a mayor irradiancia, mayor es el valor del porcentaje de pérdidas respecto de la potencia ideal. En el caso de la potencia en la carga, cuanto más irradiancia hay, también son mayores las pérdidas en el convertidor.

En relación con los cambios de temperatura, los resultados de la simulación para el modelo *P&O Teórico* del comportamiento del modelo para los diferentes valores de la temperatura, se muestran en la Tabla 4.2 y en la Figura 4.10.

Irradiancia constante de 1.000 W/m <sup>2</sup>						
	20 °C			40 °C		
	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>
P <sub>PV</sub>	135,21	120,06	11,20	95,42	86,65	9,19
P <sub>Carga</sub>		102,94	14,26		74,16	14,41

Tabla 4.2: Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el *P&O Teórico*, a Irradiancia constante

De nuevo, analizando los resultados, se observa que a menor temperatura,

mayor es el valor del porcentaje de pérdidas de potencia ideal a obtener. En el caso de la potencia en la carga, a mayor temperatura, mayores son las pérdidas en el convertidor, aunque los resultados son muy similares en los dos casos.

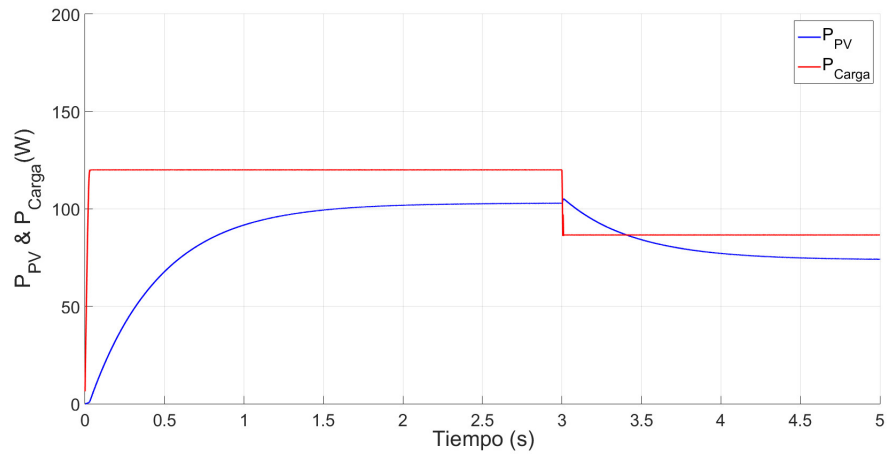


Figura 4.10: Valor de la potencia para variación de  $T^a$  e Irradiancia constante. Modelo *P&O Teórico*

Para el diseño optimizado *P&O Relay*, la respuesta del algoritmo ante los cambios de irradiancia se muestra en la Tabla 4.3 y en la Figura 4.11.

$T^a$ constante de 25 °C									
	900 W/m <sup>2</sup>			700 W/m <sup>2</sup>			1.000 W/m <sup>2</sup>		
	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>
$P_{PV}$	102,22	101,95	0,26	91,44	91,39	0,05	117,83	117,8	0,025
$P_{Carga}$		93,91	7,89		84,16	7,91		108,75	7,68

Tabla 4.3: Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el *P&O Relay*, a  $T^a$  constante

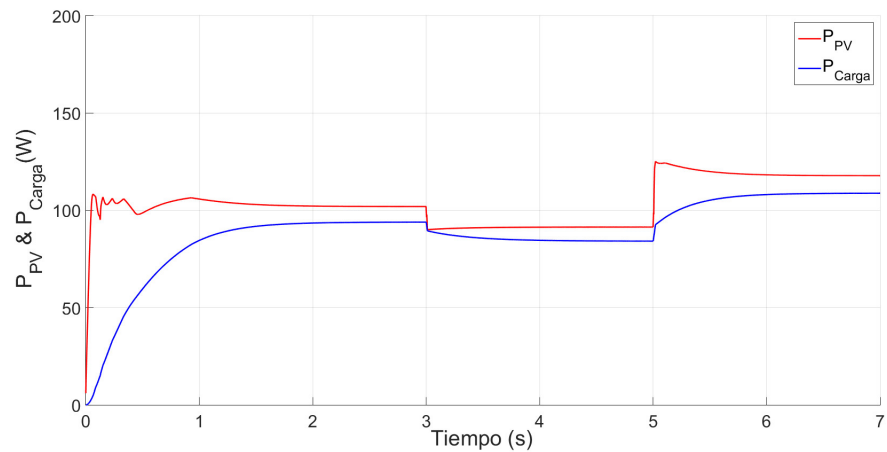


Figura 4.11: Valor de la potencia para variación de Irradiancias y  $T^a$  constante. Modelo *P&O Relay*



La potencia del módulo fotovoltaico (en rojo) tarda más tiempo en estabilizarse que en el modelo teórico. El comportamiento de la potencia del convertidor (en azul) es muy similar al modelo anterior, pero en este caso se logra un valor de potencia más alto, teniendo menos pérdidas en el convertidor.

Analizando los resultados sobre el valor del porcentaje de pérdidas de la potencia ideal a obtener, la optimización propuesta permite alcanzar el valor teórico con unos errores que oscilan entre el 0,26 % y el 0,025 %; lo que representa una mejora en los resultados. Así, aunque el algoritmo tarda un pequeño tiempo en estabilizarse, consigue acercarse más a la potencia ideal. Esto provoca que en la carga se alcancen mayores valores de potencia, con la consiguiente reducción porcentual de las pérdidas en el convertidor.

En cuanto a la respuesta del algoritmo ante cambios en la temperatura, los resultados de simulación se muestran en la Tabla 4.4 y en la Figura 4.12.

Irradiancia constante de 1.000 W/m <sup>2</sup>						
	20 °C			40 °C		
	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>
P <sub>PV</sub>	135,21	135	0,16	95,43	95,35	0,084
P <sub>Carga</sub>		124,94	7,45		87,79	7,93

Tabla 4.4: Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el *P&O Relay*, a Irradiancia constante

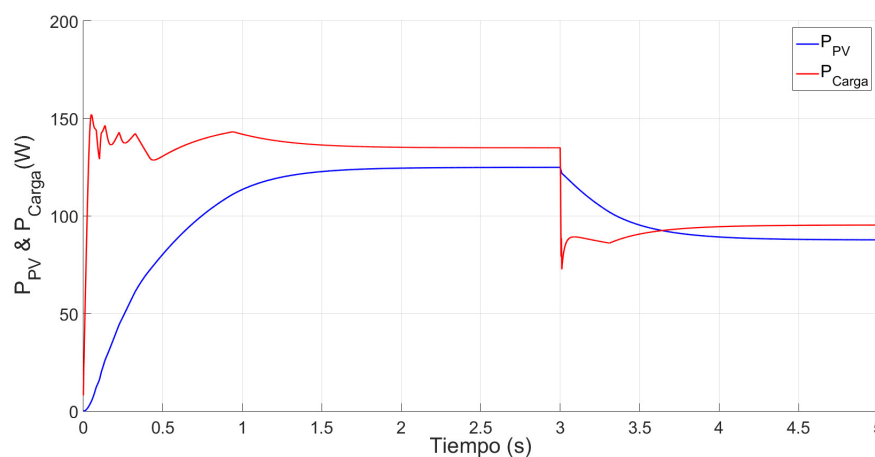


Figura 4.12: Valor de la potencia para variación de T<sup>a</sup> e Irradiancia constante. Modelo *P&O Relay*

Examinando los valores del porcentaje de pérdidas de la potencia ideal, este modelo propuesto consigue unos valores teóricos que sus errores oscilan entre el 0,16 % y el 0,084 %, lo que implica mejores resultados, de forma similar a lo observado para los cambios de irradiancia.

Por último, para la versión *P&O Tanh*, los resultados de la simulación se muestran en la Tabla 4.5 y en la Figura 4.13.

T <sup>a</sup> constante de 25 °C									
	900 W/m <sup>2</sup>			700 W/m <sup>2</sup>			1.000 W/m <sup>2</sup>		
	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>
P <sub>PV</sub>	102,22	101,95	0,26	91,44	91,39	0,05	117,83	117,8	0,025
P <sub>Carga</sub>		93,91	7,89		84,16	7,91		108,75	7,68

Tabla 4.5: Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el *P&O Tanh*, a T<sup>a</sup> constante

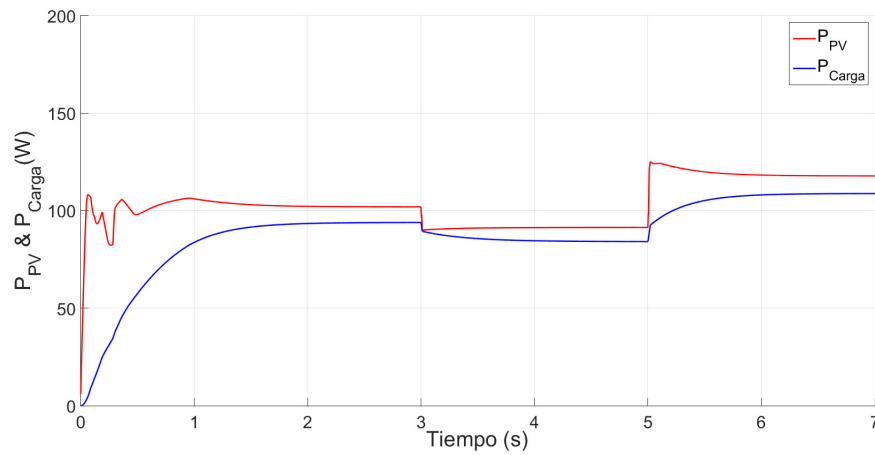


Figura 4.13: Valor de la potencia para variación de Irradiancias y T<sup>a</sup> constante. Modelo *P&O Tanh*

Al comienzo presenta bastante *ruido*, posteriormente al estabilizarse el comportamiento es parecido al de la versión anterior. El comportamiento de la potencia del convertidor (en azul) es muy similar al modelo anterior, teniendo pérdidas similares.

En relación con los cambios de temperatura los resultados de la simulación para el modelo *P&O Tanh* se muestran en la Tabla 4.6 y en la Figura 4.14.

Irradiancia constante de 1.000 W/m <sup>2</sup>						
	20 °C			40 °C		
	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>
P <sub>PV</sub>	135,21	135	0,16	95,43	95,36	0,073
P <sub>Carga</sub>		124,94	7,45		87,79	7,94

Tabla 4.6: Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el *P&O Tanh*, a Irradiancia constante

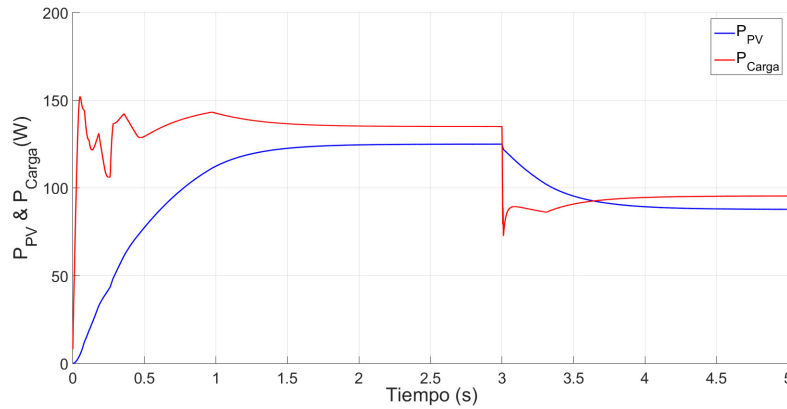


Figura 4.14: Valor de la potencia para variación de  $T^a$  e Irradiancia constante. Modelo *P&O Tanh*

De la comparación mostrada, se concluye que los algoritmos optimizados *P&O Relay* y *P&O Tanh* tienen una respuesta mejor que el algoritmo *P&O Teórico* a la hora de realizar el seguimiento del MPP. La ganancia media estimada es del orden del 98,38 %, como se muestra en la Tabla 4.7, lo que permite aprovechar mejor la radiación incidente sobre el módulo fotovoltaico

Algoritmos	Valor medio $\Delta G$ (%)		Valor medio $\Delta T$ (%)	
	Pérdidas	Mejora	Pérdidas	Mejora
<i>P&amp;O Teórico</i>	5,49		10,20	
<i>P&amp;O Relay</i>	0,115	97,91	0,120	98,83
<i>P&amp;O Tanh</i>	0,115	97,91	0,114	98,88

Tabla 4.7: Comparativas de los algoritmos P&O

#### 4.4.1.2. Validación del algoritmo CI optimizado

Para validar las tres variantes propuestas para el algoritmo CI, se analiza la respuesta del algoritmo original y de las variantes propuestas en esta tesis, ante los cambios bruscos de Irradiancia y Temperatura mostrados en las Figuras 4.7 y 4.8, siendo los mismos valores que los usados para el algoritmo P&O.

Para analizar dicho comportamiento, se desarrolla un modelo para cada versión del algoritmo, modificando el algoritmo de control del convertidor para cada modelo. Los resultados se muestran en unas tablas, cuyas columnas reflejan: *P-I* (potencia ideal obtenida mediante la curva P-I); *Obten* (potencia de salida en el módulo fotovoltaico obtenida en los modelo); *%Perd* (pérdidas respecto a la potencia ideal a obtener (fila  $P_{PV}$ ) y pérdidas en el convertidor (fila  $P_{Carga}$ ) con respecto a la potencia obtenida).

El esquema de este modelo *CI Teórico* se corresponde con el control representado en la Figura 4.4 y desarrollado en Simulink. Primeramente se ha simulado

a Temperatura constante y con Irradiancia variable. Los resultados de la simulación, a  $T^a$  constante, se muestran en la Tabla 4.8 y en la Figura 4.15.

T <sup>a</sup> constante de 25 °C									
	900 W/m <sup>2</sup>			700 W/m <sup>2</sup>			1.000 W/m <sup>2</sup>		
	P-I	Obten	%Perd	P-I	Obten	%Perd	P-I	Obten	%Perd
P <sub>PV</sub>	102,22	96,19	5,90	91,44	90,48	1,05	117,83	105,21	10,71
P <sub>Carga</sub>		87,32	9,22		82,77	8,52		95,61	9,12

Tabla 4.8: Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el *CI Teórico*, a  $T^a$  constante

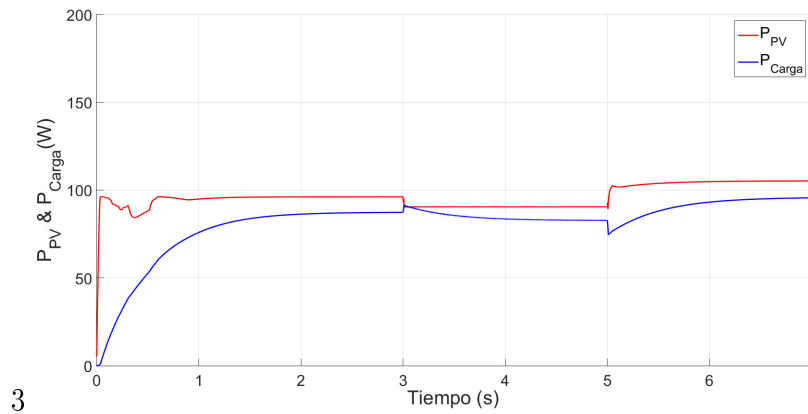


Figura 4.15: Valores de las potencias para variación de Irradiancias y  $T^a$  constante. Modelo *CI Teórico*

La potencia del módulo fotovoltaico (en rojo) varía rápidamente cuando la irradiación cambia y se mantiene constante a partir de su estabilización. La estabilización de la potencia a la salida del convertidor (en azul) es más lenta.

Se observa que cuanto mayor es la irradiancia, mayor es el porcentaje de pérdidas de la potencia ideal. En cuanto a la potencia en la carga, las mayores pérdidas en el convertidor se obtienen para la Irradiancia de 900 W/m<sup>2</sup>, aunque los valores de las tres irradiancias son similares, cercanos al 9 %.

En relación con los cambios de temperatura, los resultados para el modelo *CI Teórico* se muestran en la Tabla 4.9 y en la Figura 4.16.

Irradiancia constante de 1.000 W/m <sup>2</sup>						
	20 °C			40 °C		
	P-I	Obten	%Perd	P-I	Obten	%Perd
P <sub>PV</sub>	135,21	120,33	11,01	95,42	85,54	10,35
P <sub>Carga</sub>		109,73	8,81		77,81	9,04

Tabla 4.9: Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el *CI Teórico*, a Irradiancia constante

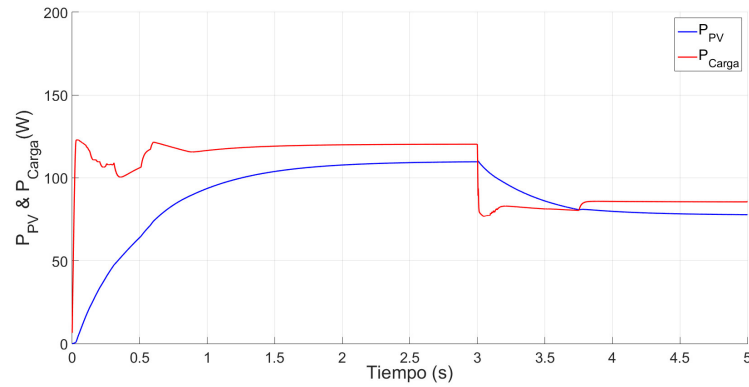


Figura 4.16: Valor de la potencia para variación de  $T^a$  e Irradiancia constante. Modelo *CI Teórico*

Considerando los valores obtenidos, se tiene que a menor temperatura, mayor es el valor del porcentaje de pérdidas de la potencia ideal a obtener. Para la potencia en la carga, a menor temperatura, también son mayores las pérdidas en el convertidor.

Una vez analizado el algoritmo teórico, el algoritmo optimizado *CI Sign* se basa en el esquema de la Figura 4.5, el cual se ha desarrollado en Simulink. La respuesta del algoritmo ante los cambios de irradiancia se muestran en la Tabla 4.10 y en la Figura 4.17.

$T^a$ constante de 25 °C									
	900 W/m <sup>2</sup>			700 W/m <sup>2</sup>			1.000 W/m <sup>2</sup>		
	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>
$P_{PV}$	102,22	101,94	0,27	91,44	91,39	0,055	117,83	117,8	0,025
$P_{Carga}$		93,91	7,88		84,16	7,91		108,75	7,68

Tabla 4.10: Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el *CI Sign*, a  $T^a$  constante

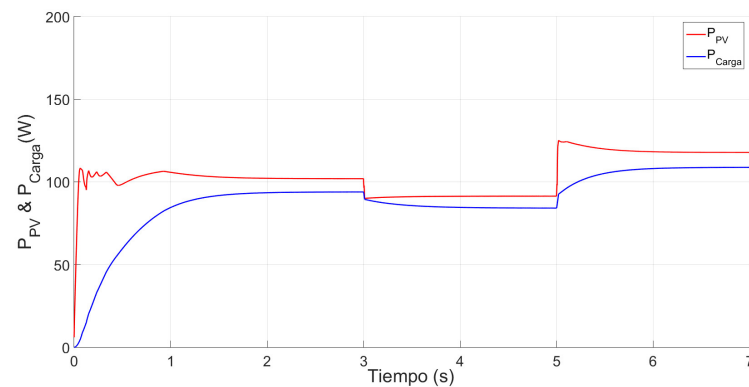


Figura 4.17: Valor de la potencia para variación de Irradiancias y  $T^a$  constante. Modelo *CI Sign*

La potencia del módulo fotovoltaico (en rojo) necesita más tiempo para estabilizarse que en el caso del modelo teórico. Mientras que, el comportamiento de la potencia del convertidor (en azul) tiene un comportamiento muy similar al del algoritmo anterior, pero en este caso se logra un valor de potencia más alto, teniendo menos pérdidas en el convertidor.

La optimización propuesta alcanza el valor teórico con unos errores que fluctúan entre el 0,27 % y el 0,025 %, siendo una mejora en los resultados. A pesar de que el algoritmo tarda un pequeño tiempo en estabilizarse, se aproxima más a la potencia ideal. Por ello en la carga se alcanzan valores mayores de potencia, consiguiéndose una reducción porcentual de las pérdidas en el convertidor.

Respecto a la respuesta del algoritmo optimizado ante cambios en la temperatura, en la Tabla 4.11 y en la Figura(4.18) se muestran los resultados de la simulación.

Irradiancia constante de 1.000 W/m <sup>2</sup>						
	20 °C			40 °C		
	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>
P <sub>PV</sub>	135,21	135	0,16	95,43	95,38	0,052
P <sub>Carga</sub>		124,94	7,45		87,79	7,95

Tabla 4.11: Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el *CI Sign*, a Irradiancia constante

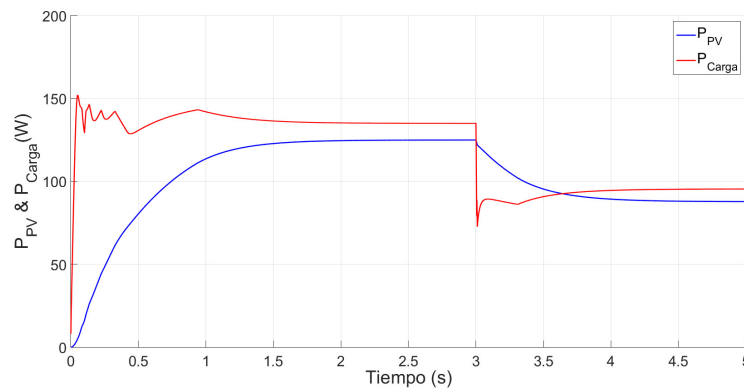


Figura 4.18: Valor de la potencia para variación de T<sup>a</sup> e Irradiancia constante. Modelo *CI Sign*

Al observar los resultados del porcentaje de pérdidas de la potencia ideal que se debería obtener, se observa que la optimización propuesta alcanza un valor con unos errores que varían entre el 0,16 % y el 0,052 %, lo que significa mejores resultados. Aunque el algoritmo se estabiliza después de un pequeño tiempo, su valor es más próximo al valor de la potencia ideal, alcanzándose valores más altos de potencia, reduciendo las pérdidas en el convertidor.

Finalmente, para el algoritmo *CI Tanh*, fundamentado en el esquema de la Figura 4.6, e igualmente desarrollado en Simulink, los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 4.12 y en la Figura 4.19.

T <sup>a</sup> constante de 25 °C									
	900 W/m <sup>2</sup>			700 W/m <sup>2</sup>			1.000 W/m <sup>2</sup>		
	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>
P <sub>PV</sub>	102,22	101,94	0,27	91,44	91,39	0,055	117,83	117,8	0,025
P <sub>Carga</sub>		93,91	7,88		84,16	7,91		108,75	7,68

Tabla 4.12: Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el *CI Tanh*, a T<sup>a</sup> constante

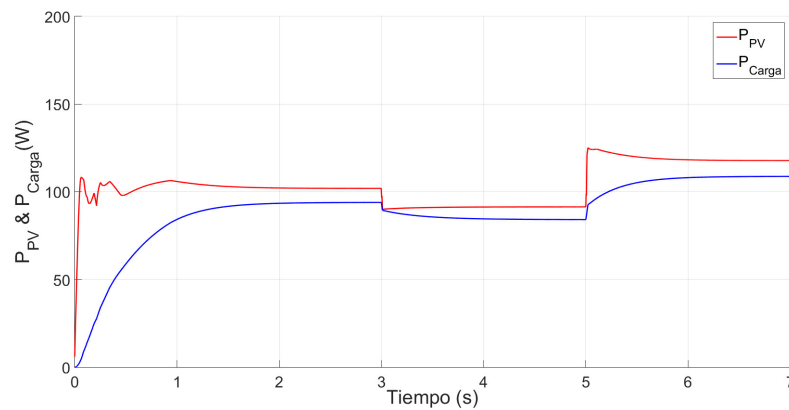


Figura 4.19: Valor de la potencia para variación de Irradiancia y T<sup>a</sup> constante. Modelo *CI Tanh*

En este caso al comienzo de la simulación existe un mayor *ruido*, pero al estabilizarse, su comportamiento es parecido al modo de funcionamiento de la versión anterior. La potencia a la salida del convertidor (en azul) es también análoga al caso anterior, siendo sus pérdidas similares.

Analizando los resultados del valor del porcentaje de pérdidas respecto de la potencia ideal a alcanzar, la propuesta presentada consigue unos valores con unos errores entre el 0,27 % y el 0,025 %, mejorando en los resultados iniciales. Al estabilizarse, su valor es próximo al valor de la potencia ideal, teniendo menos pérdidas en el convertidor.

Los resultados obtenidos en la simulación, para los cambios de temperatura, en el modelo *CI Tanh* se indican en la Tabla 4.13 y en la Figura 4.20.

Irradiancia constante de 1.000 W/m <sup>2</sup>						
	20 °C			40 °C		
	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>
P <sub>PV</sub>	135,21	135	0,155	95,43	95,38	0,052
P <sub>Carga</sub>		124,94	7,45		87,79	7,96

Tabla 4.13: Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el *CI Tanh*, a Irradiancia constante

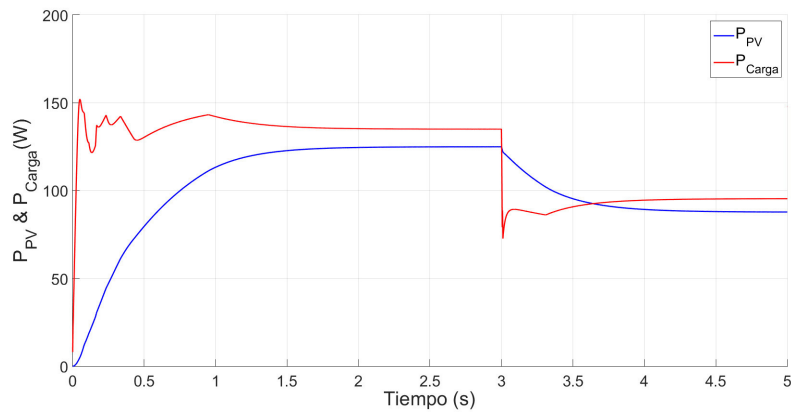


Figura 4.20: Valor de la potencia para variación de T<sup>a</sup> e Irradiancia constante. Modelo *CI Tanh*

El modelo *CI Tanh* proporciona un valor con unos errores que varían entre el 0,155 % y el 0,052 %, siendo un resultado mejor. Después de estabilizarse, se aproxima más al valor de la potencia ideal. Por ello, en la carga se obtienen unos valores mayores de potencia, y un menor valor porcentual de las pérdidas en el convertidor.

De la comparación anterior, se deduce que los algoritmos optimizados *CI Sign* e *CI Tanh* proporcionan una mejor respuesta que el algoritmo *CI Teórico* al efectuar el seguimiento del MPP. El valor de la ganancia media conseguida es aproximadamente del 98.51 % como se observa en la Tabla 4.14, permitiendo aprovechar mejor la radiación recibida en el módulo fotovoltaico.

Algoritmos	Valor medio $\Delta G$ (%)		Valor medio $\Delta T$ (%)	
	Pérdidas	Mejora	Pérdidas	Mejora
<i>CI Teórico</i>	5,89		10,68	
<i>CI Relay</i>	0,117	98,00	0,104	99,03
<i>CI Tanh</i>	0,117	98,00	0,104	99,03

Tabla 4.14: Comparativas de los algoritmos CI



### 4.4.2. Validación experimental

La validación experimental se ha llevado a cabo utilizando la instalación fotovoltaica que tiene el departamento de Ingeniería Eléctrica de la UPV-EHU en la azotea de la Escuela Universitaria de Ingeniería de Vitoria-Gasteiz. Sin embargo, al no ser pruebas realizadas en laboratorio, no se pueden controlar los dos parámetros fundamentales que sirven para esta validación, que son la Irradiancia y la Temperatura. Estos valores dependen de las condiciones climáticas existentes en cada instante. Por ello, se han realizado tres experimentos, y se han buscado datos experimentales que hayan sido obtenidos en unas condiciones ambientales muy parecidas. Con estos valores aproximados de irradiancia y temperatura, y mediante el modelo simulado del módulo fotovoltaico Mitsubishi Electric PV-TD185MF5 (sección 3.3), se ha analizado cuál es el punto de máxima potencia en el que debería trabajar el módulo cuando se dan esas condiciones ambientales. Así se puede conocer cuál de los algoritmos tiene un comportamiento más adecuado.

Para las comprobaciones, en tiempo real, de la instalación fotovoltaica se ha utilizado un ordenador personal para guardar los resultados, una tarjeta controladora dSPACE 1104 en la que se implementan los algoritmos de control y una carga variable con un valor máximo de  $450 \Omega$ .

#### 4.4.2.1. Validación experimental de los algoritmos P&O

La validación de los algoritmos P&O se ha realizado con unas condiciones climáticas de  $900 \text{ W/m}^2$  de Irradiancia y  $57^\circ\text{C}$  de Temperatura, siendo los valores aproximados a los cuales se hacen las tres mediciones. Para estos valores se obtiene una curva característica P-I como la mostrada en la Figura 4.21, que proporciona el valor del punto de máxima potencia en el que está trabajando en módulo fotovoltaico. Para este caso, ese valor es de  $77.4 \text{ W}$ .

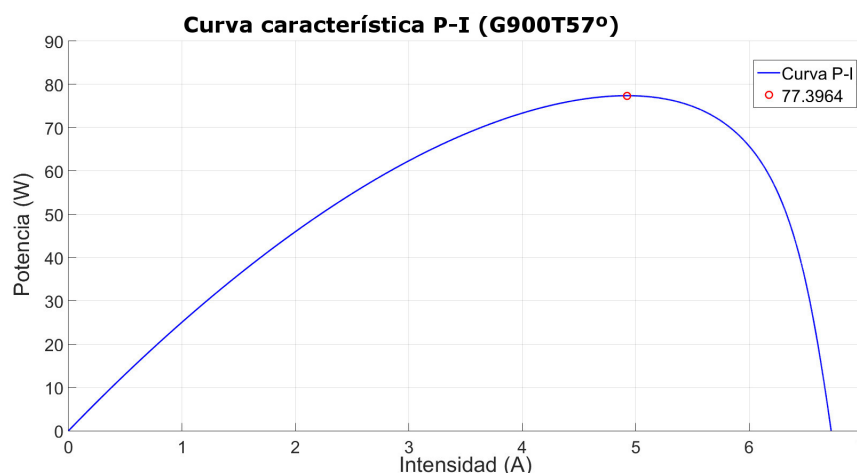


Figura 4.21: Curva P-I y Punto de máxima potencia para las condiciones de trabajo del algoritmo P&O

Para la validación experimental del algoritmo *P&O Teórico*, durante el regis-

tro de medidas se ha variado la resistencia de carga a la salida del convertidor de CC/CC, según se muestra en la Figura 4.22. Así, el valor de carga inicial de  $209 \Omega$ , se ha incrementado a  $318 \Omega$ , posteriormente se ha reducido a  $197 \Omega$  y finalmente se aumenta hasta  $313 \Omega$ .

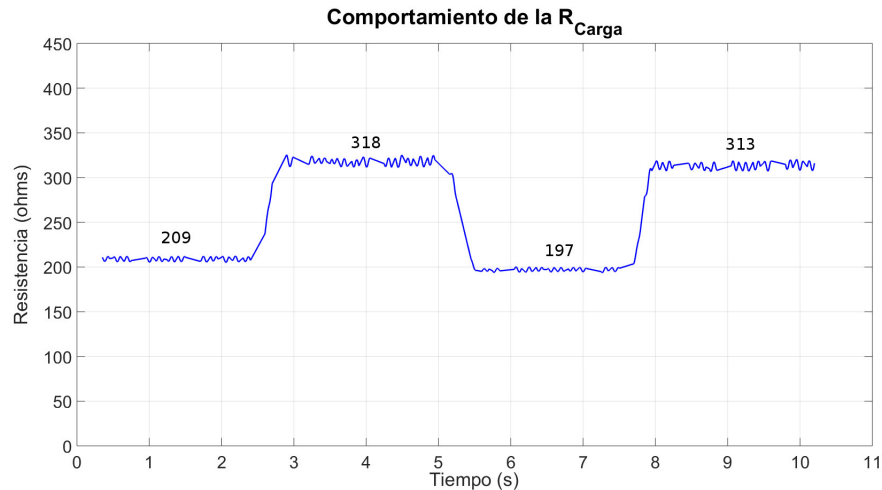


Figura 4.22: Valores de la  $R_{Carga}$ . Ensayo *P&O Teórico*

En la Figura 4.23 se puede observar la gráfica del comportamiento del sistema en una instalación real. Se observa que el algoritmo no es capaz de conseguir la potencia adecuada. Esto es debido a la dificultad de conseguir un incremento/decremento adecuado del ciclo de trabajo. Un incremento/decremento pequeño implica un funcionamiento lento que dificulta la búsqueda del MPP o incluso da error, suponiendo que el sistema está en el máximo cuando realmente está en un máximo local. Un incremento/decremento grande implica saltos alrededor del MPP con la dificultad de conseguir dicho MPP.

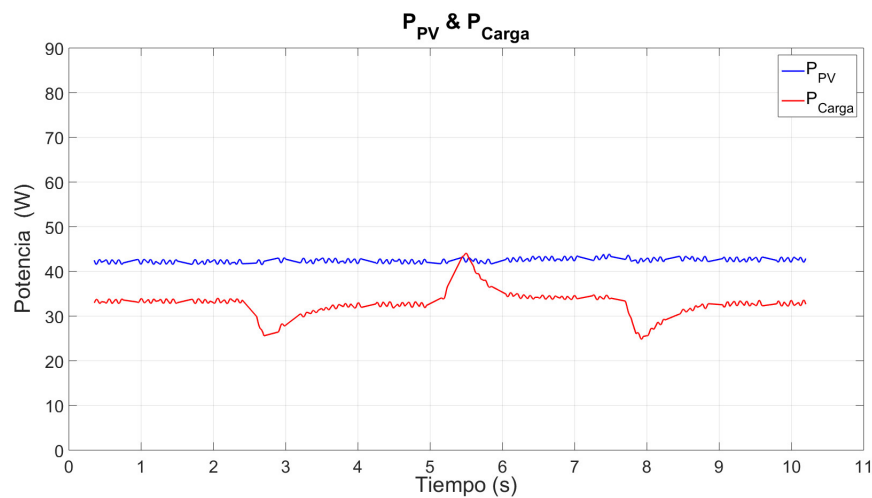


Figura 4.23: Resultados de la simulación del algoritmo *P&O Teórico*, para variaciones de la resistencia de carga.

Para la validación experimental del algoritmo *P&O Relay* se ha utilizado la

variación de la carga que se muestra en la Figura 4.24. El cambio impuesto en el valor de carga variable es de un valor inicial de  $362 \Omega$ , el cual se decremента a  $292 \Omega$ , luego se incrementa a  $346 \Omega$ , de nuevo se disminuye a  $279 \Omega$  y finalmente se aumenta a  $349 \Omega$ .

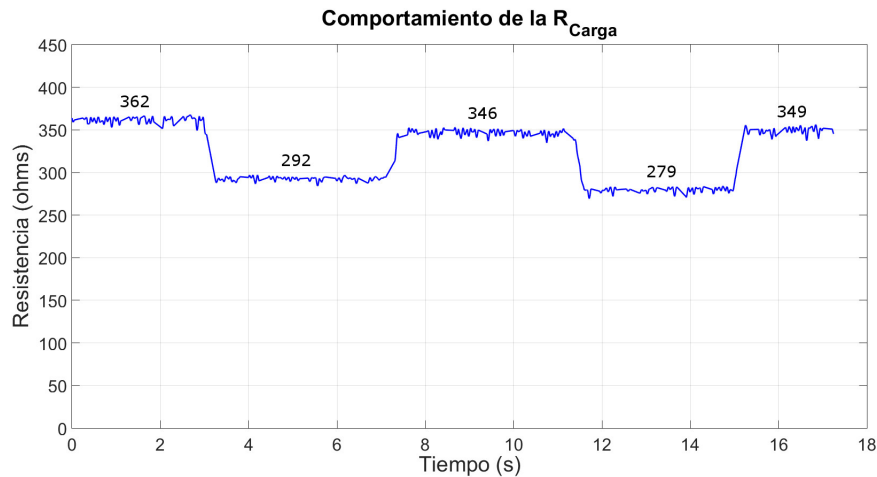


Figura 4.24: Valores de la  $R_{Carga}$ . Ensayo *P&O Relay*

La Figura 4.25 muestra que la potencia del módulo fotovoltaico se mantiene alrededor del valor teórico de  $74 \text{ W}$ , para los valores  $362$ ,  $346$  y  $349 \Omega$  de la resistencia de carga, pero la potencia disminuye ligeramente para los dos valores de  $292$  y  $279 \Omega$ . La razón se debe a que para estos dos valores las protecciones del convertidor hacen que dicho convertidor no pueda extraer la potencia que se le requiere por el delta que se le impone (sobre-corrientes y sobre-calentamientos de los semiconductores).

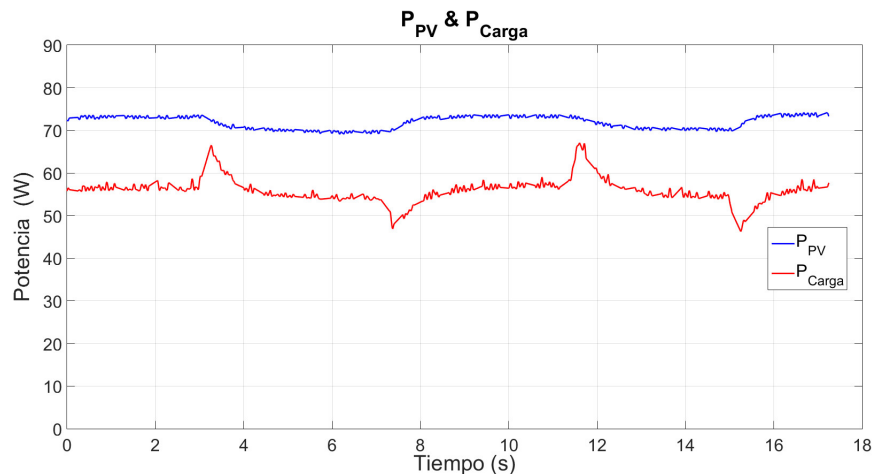


Figura 4.25: Resultados de la simulación del algoritmo *P&O Relay*, para variaciones de la resistencia de carga.

Por último, la toma de datos realizada con la segunda variante del algoritmo, *P&O Tanh*, se inició a partir del valor de carga de  $344 \Omega$ , se disminuyó a  $247 \Omega$ ,

luego se aumentó a  $342 \Omega$ , volvió a disminuirse a  $275 \Omega$  y finalmente se aumentó a  $346 \Omega$ , como se muestra en la Figura 4.26.

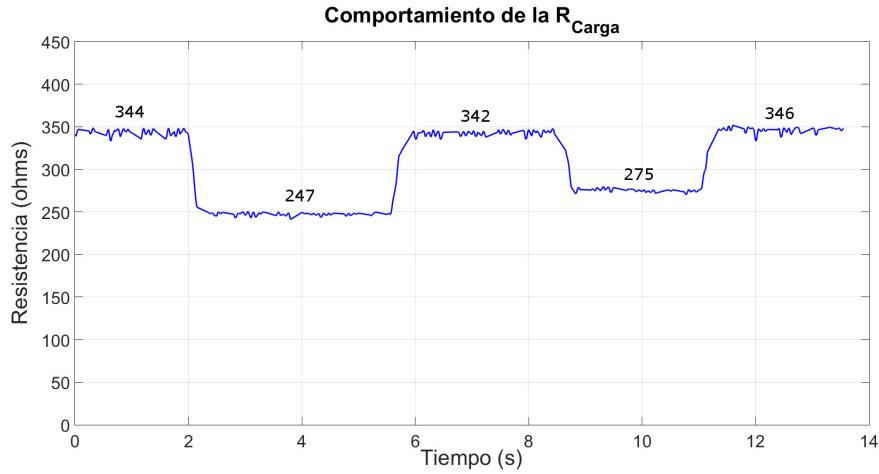


Figura 4.26: Valores de la  $R_{Carga}$ . Ensayo  $P\&O \tanh$

En el caso de esta variante, se obtiene el mejor rendimiento de los tres algoritmos ensayados, con respecto a la estabilidad y la potencia obtenida. La potencia resultante varía entre  $75-77 \text{ W}$ , como se muestra en la Figura 4.27. Los cambios en la carga afectan sólo ligeramente al seguimiento del MPP ya que el módulo fotovoltaico continúa funcionando en el punto de máxima potencia, adaptándose los valores de  $V_{PV}$  e  $I_{PV}$  para que el valor de la  $P_{PV}$  sea el mismo. Como se puede observar, el algoritmo funciona mejor para valores de la resistencia de carga altos.

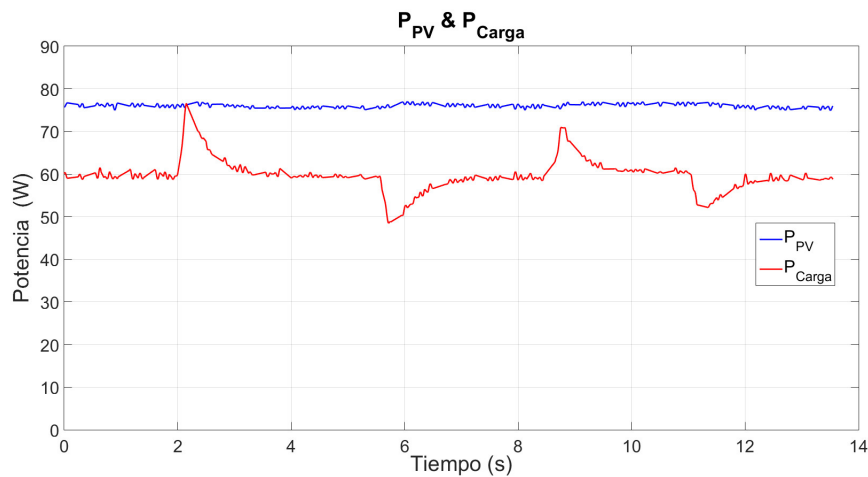


Figura 4.27: Resultados de la simulación del algoritmo  $P\&O \tanh$  para variaciones de la resistencia de carga.

#### 4.4.2.2. Validación experimental de los algoritmos CI

La validación experimental de las variantes del algoritmo CI se ha realizado con unas condiciones climáticas de  $800 \text{ W/m}^2$  de Irradiancia y  $36 \text{ }^\circ\text{C}$  de Temperatura, siendo estos los valores aproximados a los cuales se han hecho las tres

mediciones. Para estos valores, se obtiene la curva característica P-I mostrada en la Figura 4.28, que proporciona el valor del punto de máxima potencia en el que está trabajando en módulo fotovoltaico. En este caso, ese valor es de 85,49 W.

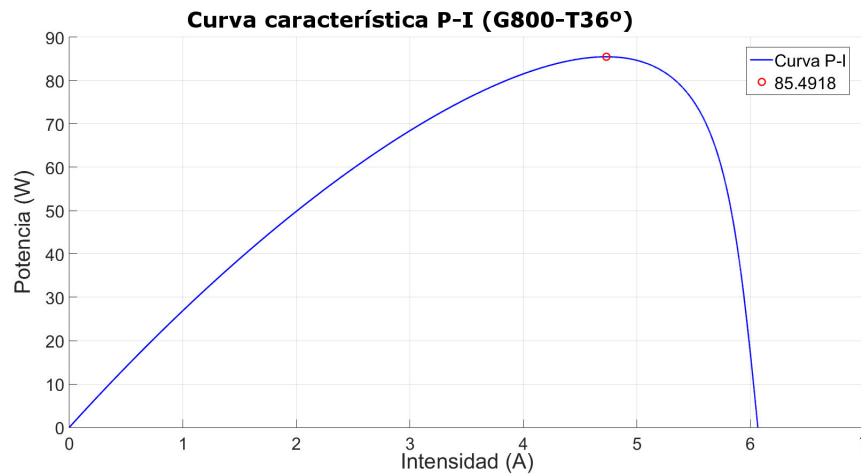


Figura 4.28: Curva P-I y Punto de potencia máxima para las condiciones de trabajo

Para la validación experimental del algoritmo *CI Teórico* se ha variado la resistencia de carga a la salida del convertidor de CC/CC, tal como muestra la Figura 4.29. Los cambios en la carga son de 340  $\Omega$  a 208  $\Omega$  y después a 335  $\Omega$ , disminuyendo finalmente hasta 190  $\Omega$ .

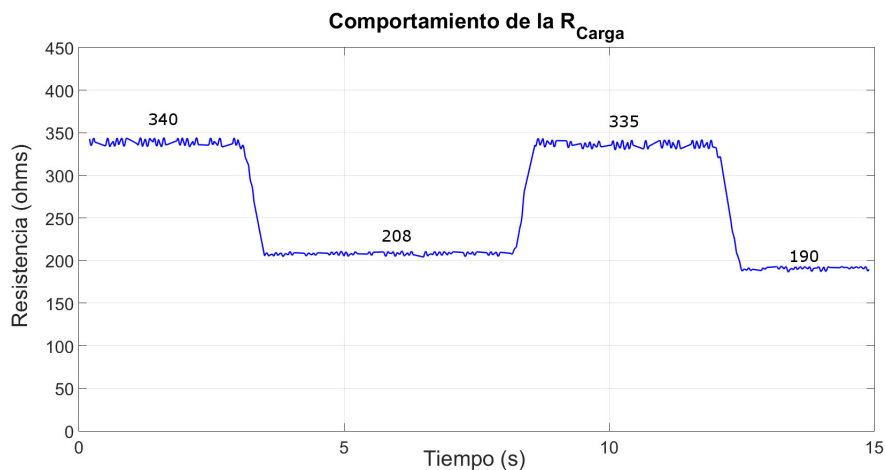


Figura 4.29: Valores de la  $R_{Carga}$ . Ensayo *CI Teórico*

La Figura 4.30 muestra el comportamiento del algoritmo teórico, en una instalación real. Se observa que el algoritmo no es capaz de conseguir la potencia adecuada. Esto es debido a la dificultad de conseguir un incremento/decremento adecuado del ciclo de trabajo.

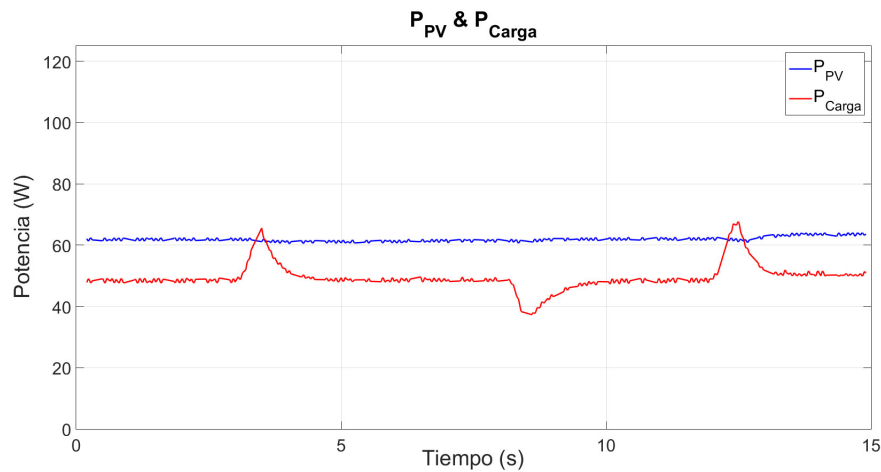


Figura 4.30: Comportamiento del algoritmo *CI Teórico*, para variaciones de la resistencia de carga

Para la validación experimental del algoritmo *CI Sign* los cambios que se han realizado en la carga son de  $180 \Omega$  a  $303 \Omega$ , posteriormente se decremента a  $173 \Omega$ , a continuación se aumenta a  $279 \Omega$ , para finalizar en un valor de  $218 \Omega$ , como muestra la Figura 4.31.

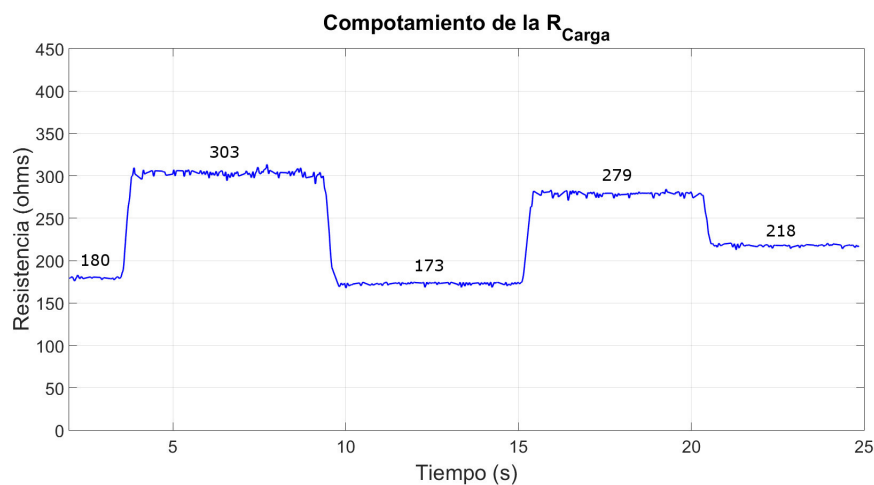


Figura 4.31: Valores de la  $R_{Carga}$ . Ensayo *CI Sign*

Se puede observar que el comportamiento es bueno para los valores de la resistencia de carga de  $303 \Omega$  y  $279 \Omega$  y se aproxima al valor de potencia deseado. Pero cuando los valores de la resistencia son de  $180$ ,  $173$  y  $218 \Omega$ , el algoritmo no consigue mantener la potencia en el MPP, como muestra la Figura 4.32. La razón se debe a que para estos valores las protecciones del convertidor hacen que el convertidor no pueda extraer la potencia que se le requiere, por el delta que se le impone (sobre-corrientes y sobre-calentamientos de los semiconductores).

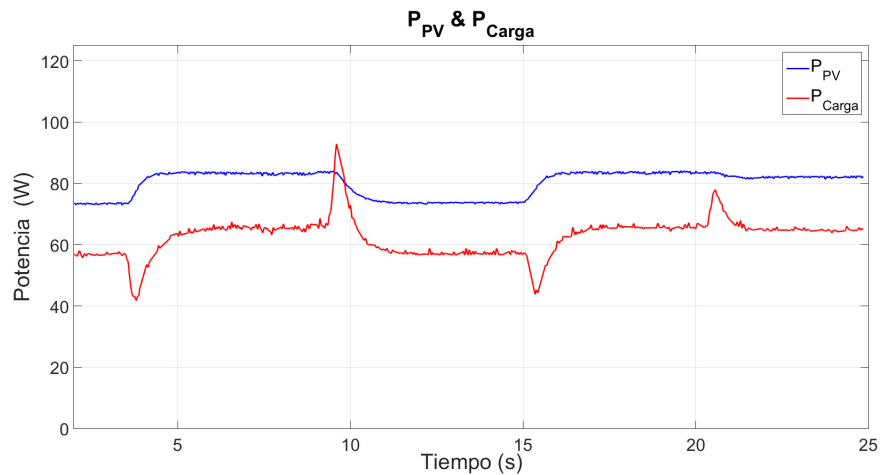


Figura 4.32: Comportamiento del algoritmo *CI Sign*, para variaciones de la resistencia de carga

Por último, para la variante *CI Tanh*, se muestran en la Figura 4.33 los cambios que se han realizado en la carga. Se parte de un valor de 288 Ω, se disminuye a 149 Ω, para luego aumentar a 268 Ω y posteriormente disminuir a 89 Ω, para finalizar en un valor de 277 Ω.

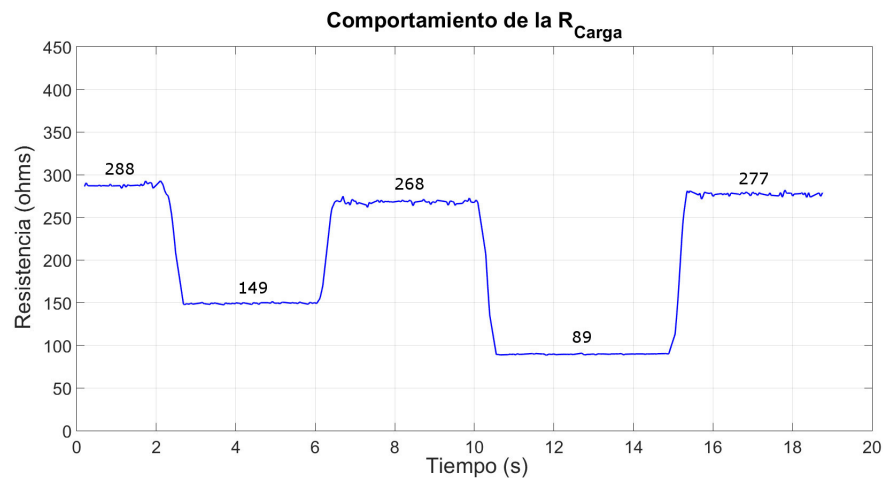


Figura 4.33: Valores de la  $R_{Carga}$ . Ensayo *CI Tanh*

El comportamiento del algoritmo se muestra en la Figura 4.34 y se puede considerar aceptable respecto a la estabilidad y la potencia obtenida, para valores de la resistencia de carga de 288, 149, 268 y 277 Ω. Es decir, la potencia del módulo se mantiene en un valor aproximado al deseado. El módulo fotovoltaico continúa funcionando en el punto de máxima potencia después de los cambios de valor en la carga, adaptándose los valores de  $V_{PV}$  e  $I_{PV}$  para que el valor de la  $P_{PV}$  sea el mismo. Sin embargo, no sucede lo mismo con la resistencia de valor 89 Ω. La razón se debe a que para este valor las protecciones del convertidor hacen que el convertidor no pueda extraer la potencia que se le requiere, por el delta que se le impone (sobre-corrientes y sobre-calentamientos de los semiconductores). En

resumen, al igual que los anteriores, el algoritmo no tiene un comportamiento óptimo para todos los valores de la resistencia de carga.

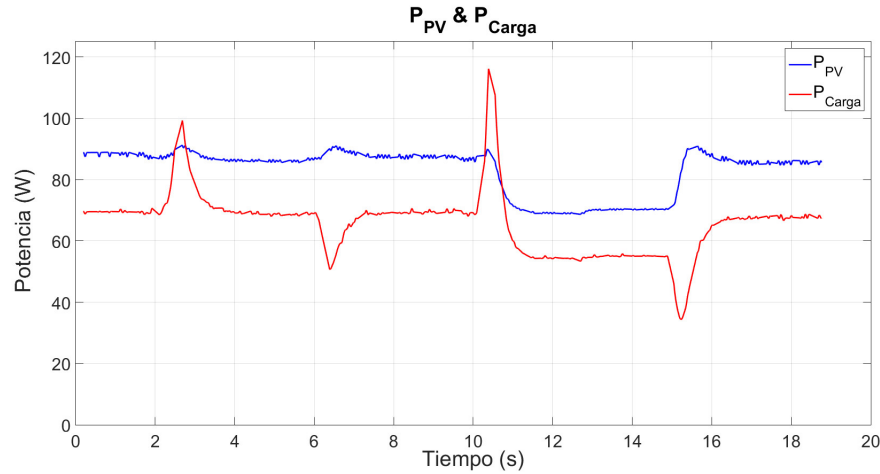


Figura 4.34: Comportamiento del algoritmo *CI Tanh*, para variaciones de la resistencia de carga

## 4.5. Conclusiones

Actualmente hay gran cantidad de trabajos de investigación que se han centrado en la forma de extraer más energía de los sistemas fotovoltaicos. Es decir, en un sistema de generación fotovoltaica es necesario extraer la máxima potencia de las matrices fotovoltaicas. La forma de obtener esa potencia máxima es a través de las estrategias MPPT.

Los algoritmos de control más utilizados hasta la actualidad han sido el algoritmo de Perturbación & Observación y el algoritmo de Conductancia Incremental. En esta tesis se han analizado los algoritmos teóricos y se ha propuesto para cada uno de ellos dos modelos optimizados, que mejoran la respuesta cuando se implementan en un control real.

La validación de los modelos estándar (P&O y CI) y de sus modelos optimizados, se ha realizado sobre modelos simulados y de forma experimental. En la validación mediante simulación los modelos optimizados propuestos en esta tesis se comportan de una manera óptima y de un modo parecido, mejor que los modelos basados en los diagramas de flujo teóricos, los cuales no consiguen hacer funcionar al módulo en la potencia óptima y tienen más pérdidas en el convertidor.

En la validación experimental, en el caso del algoritmo P&O, el modelo que mejor se comporta es el modelo *P&O Tanh*. Para resistencias de carga de valores altos tiene un comportamiento aceptable, no siendo tan adecuado en el caso del modelo *P&O Relay*. Cuando se valida experimentalmente el algoritmo CI, el mejor comportamiento se da para el modelo *CI Tanh* con un comportamiento



aceptable para valores de la resistencia de carga altos, mientras que el modelo *CI Sign* tiene peor comportamiento desde valores inferiores a los admitidos en el modelo *CI Tanh*.

Si bien las optimizaciones propuestas en esta tesis para los algoritmos P&O y CI mejoran su comportamiento frente a los algoritmos teóricos, la validación experimental ha mostrado que su comportamiento no es óptimo para todo el posible rango de valores de la carga. Por ello, en esta tesis se ha planteado como objetivo desarrollar un nuevo algoritmo de MPPT que corrija las deficiencias observadas.



# Capítulo 5

## Nuevo algoritmo de control en modo deslizante (SMC)

5.1. Introducción

5.2. Descripción del algoritmo de control

5.3. Generador de señales de referencia

5.4. Análisis de la señal

5.5. Validación de estabilidad

5.6. Validación del modelo

5.7. Comparación de algoritmos MPPT

5.8. Conclusiones



# Capítulo 5

## Nuevo algoritmo de control en modo deslizante (SMC)

### 5.1. Introducción

A partir de los resultados obtenidos en la validación experimental del capítulo 4, se ha demostrado que los algoritmos P&O y CI no tienen un funcionamiento óptimo para todo el rango de resistencia de carga. Por ello se ha decidido desarrollar un nuevo algoritmo de control del convertidor CC/CC. Este nuevo algoritmo ha de ser capaz de hacer funcionar óptimamente al módulo fotovoltaico en todo el rango de valores de su curva característica, definida a partir de la resistencia de carga. Así, en este capítulo se definen las características del nuevo algoritmo de control del MPP desarrollado, basado en la teoría de control en modo deslizante y se valida mediante simulación y de forma experimental.

### 5.2. Descripción del algoritmo de control

El algoritmo de control en modo deslizante es una herramienta eficiente para el control de plantas con comportamiento no lineal, que funcionan bajo condiciones variables, como en el caso de los módulos solares con la climatología. Los algoritmos de control basados en este principio son insensibles a perturbaciones externas y son muy robustos [119].

El control en modo deslizante permite llevar al sistema hacia una superficie en el espacio de estados, conocida como superficie de deslizamiento  $S(x)$ , la cual representa la variación del error entre la salida y el valor deseado, también denominado error de seguimiento. La ley de control busca que el error de seguimiento tienda a cero en régimen permanente, lo cual se conoce como dinámica de deslizamiento ideal.

En este contexto, las variables de salida del módulo fotovoltaico ( $I_{PV}$  y  $V_{PV}$ ) son variables en el tiempo, pues su valor depende de las condiciones atmosféricas existentes en cada momento. Estas variables se comparan con las variables de referencia ( $I_{REF}$  y  $V_{REF}$ ) que proporciona un generador de referencias, lo que

permite calcular el error de seguimiento de la instalación. Por medio de la ley de control, este error deberá tender a cero. Para ello, se genera un ciclo de trabajo que haga funcionar al convertidor en el punto de máxima potencia, para las condiciones climáticas existentes. El esquema de este algoritmo de control deslizante se muestra en la Figura 5.1.

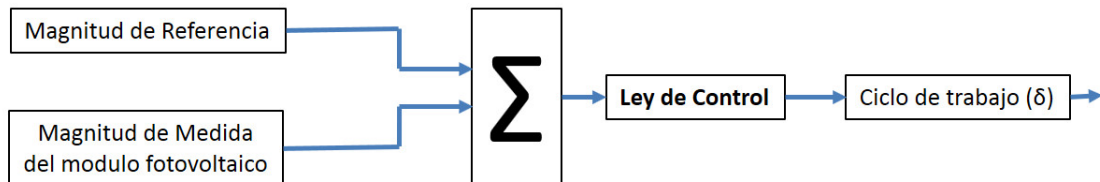


Figura 5.1: Esquema del algoritmo de control SMC

En el desarrollo realizado en esta tesis, las magnitudes elegidas para implementar el control deslizante han sido las intensidades ( $I_{PV}$  e  $I_{REF}$ ). A partir del signo de la resta ( $I_{REF} - I_{PV}$ ) la ley de control proporciona un ciclo de trabajo al convertidor para que fuerce al módulo fotovoltaico a funcionar en el punto de máxima potencia. Para que el módulo funcione en este punto, el valor de la resta de ambas magnitudes tiene que tender a cero.

### 5.3. Generador de señales de referencia

La función de este elemento es proporcionar al convertidor el valor de la variable de referencia, a la cual debe estar trabajando el módulo, para las condiciones climáticas existentes.

El diseño y desarrollo del generador de señales de referencia va a depender de la magnitud de referencia elegida, tensión [99,120] ó intensidad [121,122]. Además, para su diseño se necesitan datos, que se pueden conseguir a partir de modelos de simulación [97] ó partir de medidas experimentales [123]. Para el desarrollo de esta tesis las opciones elegidas han sido:

- La magnitud de referencia es la intensidad a la salida del módulo fotovoltaico.
- Los datos se han obtenido de forma experimental, a partir de medidas realizadas sobre el módulo fotovoltaico.

Se ha elegido la intensidad frente a la tensión porque la corriente de salida del módulo fotovoltaico es la misma que la corriente de entrada del convertidor CC/CC, lo que hace que no sea necesario el sistema de medida junto al módulo y se pueda eliminar la influencia del cableado. A su vez, los datos se han tomado experimentales porque son más exactos que los datos conseguidos mediante simulación.

### 5.3.1. Procedimiento para la realización del generador de señales de referencia

Las pautas a seguir para el diseño de un generador de señales de referencia son muy similares para el caso de un generador de corrientes o de tensiones. La diferencia principal es el elemento geométrico que forman los puntos de máxima potencia en cada generador. Las etapas a seguir son las siguientes:

- Realización de las medidas para conocer el comportamiento del módulo fotovoltaico, intentando abarcar el máximo número de variaciones de las condiciones climáticas.
- Adecuación de los datos para la generación de las curvas características del módulo. Las medidas se ordenan agrupando medidas de una temperatura similar, en subgrupos de irradiancia similar. Con esto se consigue, para cada grupo de temperaturas, tener diferentes subgrupos de datos de irradiancia.
- Obtención de las curvas características. En el caso del generador de corrientes se usa la curva característica P-I y en el de tensiones la curva característica P-V [124].
- Obtención de los puntos de máxima potencia de cada curva.
- Generación de una función a partir de la interpolación de los puntos de máxima potencia obtenidos. En el caso del generador de corrientes esta función se aproxima a una recta, como se puede observar en la Figura 5.2. Esta función relaciona la potencia con la intensidad para cada temperatura. Esto se hace para el conjunto de grupos de temperatura, según se muestra en la Figura 5.3.
- Generación de una superficie característica, a partir de las funciones anteriores, que relacione potencia, temperatura y la variable de referencia.
- Generación de una función que defina la superficie característica,  $\text{Var\_Ref}_{\text{MPP}} = F(P_{\text{MPP}}, T)$ . Esta es la función que proporcionará la variable de referencia a partir del punto de funcionamiento del módulo y de la temperatura. Esta función puede ser generada mediante una aproximación polinómica o una red neuronal.

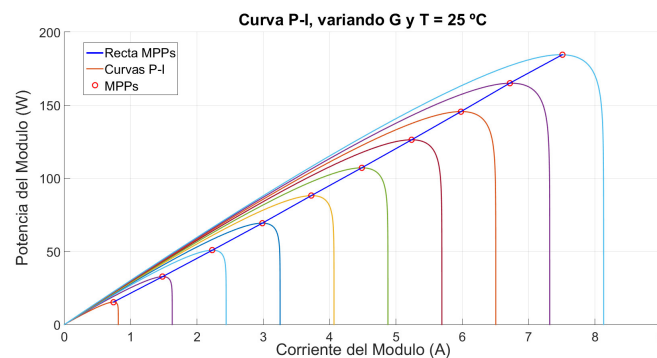


Figura 5.2: Curvas características P-I, algoritmo SMC

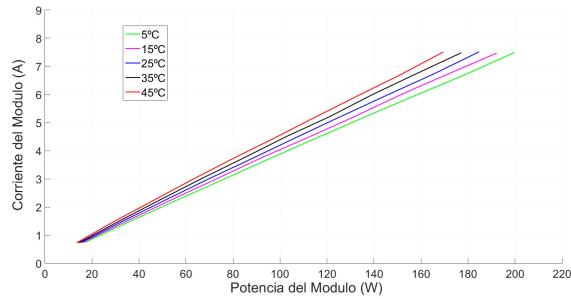


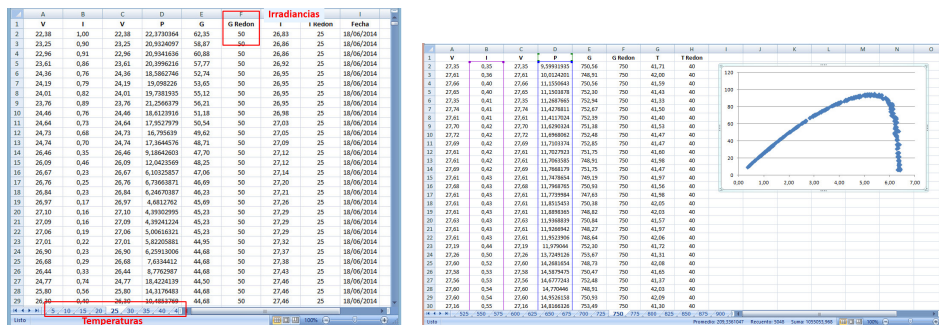
Figura 5.3: Líneas de MPP de las curvas P-I, para diferentes Temperaturas

### 5.3.2. Implementación del generador de la corriente de referencia

En este subapartado se explica el procedimiento seguido para el desarrollo del generador de corrientes de referencia aplicado en esta tesis. Para su obtención se han utilizado los mismos datos experimentales que se usaron para el diseño del módulo fotovoltaico simulado mediante una red neuronal (capítulo 3).

Así, los casi 63.000 datos obtenidos experimentalmente se han dividido por grupos de temperatura de 5°, desde 5° hasta 50 °C, Figura (5.4a). Posteriormente, los datos de estos nuevos grupos se han vuelto a dividir en subgrupos, en este caso, por valores de irradiancias desde 50 a 1.000 W/m<sup>2</sup>, cada 25 W/m<sup>2</sup> (Figura 5.4b).

Para cada subconjunto de datos se han generado las curva necesarias para poder conocer los puntos de máxima potencia.



(a) Datos ordenados por Temperaturas

(b) Datos ordenados por Irradiancias

Figura 5.4: Datos experimentales para la obtención de los puntos de máxima potencia

Como se ha indicado, el modelado de este generador de  $I_{REF}$  se basa en la curva característica P-I. Se puede observar en la Figura 5.2, que los valores de los puntos máximos están sobre una línea, marcada de color azul en la figura. Si se conoce esta línea, se puede saber cuál es el valor de la intensidad en el punto de máxima



potencia, es decir, la intensidad de referencia necesaria para cualquier valor de potencia que se tenga. Por otra parte, debido a que la potencia generada por el módulo fotovoltaico también depende de la temperatura, es necesario obtener todas las rectas para los diferentes valores de temperatura a los que se pueda trabajar [121, 123].

En cuanto a la irradiancia, se obtiene una función que define la curva característica P-I para cada irradiancia. De esta manera, para cada temperatura se tiene un grupo de curvas pertenecientes a las diferentes irradiancias. A partir de estas curvas se pueden obtener los puntos de máxima potencia. Posteriormente, con los puntos de máxima potencia, se obtiene la recta en la que se ubican para cada temperatura. En la Figura 5.5, realizada mediante valores experimentales, se muestran las diferentes rectas obtenidas para el grupo de temperaturas, de 5°, 15°, 25°, 35° y 45 °C.

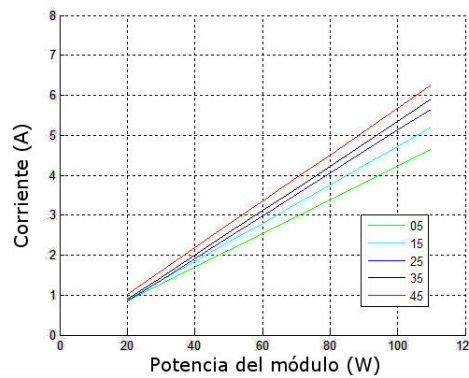
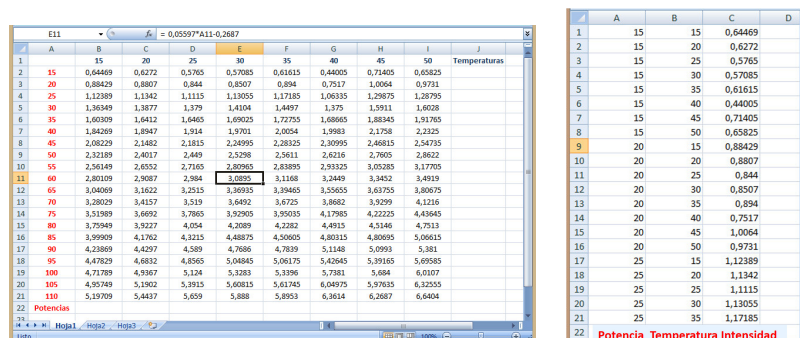


Figura 5.5: Líneas de MPP de las curvas P-I, para distintas temperaturas

De esta forma, se tiene una función que relaciona la potencia con la intensidad, para cada grupo de temperaturas. En estas ecuaciones ( $I_{MPP} = f(P_{MPP}, T)$ ) se puede ir dando valores y conseguir otros vectores ( $P_{MPP}, T, I_{MPP}$ ) que estén relacionados entre sí, y que darán el valor de la corriente en el MPP, para valores dados de potencia y temperatura (Figura 5.6a).



(a) Obtención de los valores de  $I_{MPP}$

(b) Valores de P, T e  $I_{MPP}$

Figura 5.6: Obtención del plano P - T -  $I_{MPP}$

A partir de estos datos y, ordenándolos por columnas ( $P_{MPP}$ ,  $T$ ,  $I_{MPP}$ ) (Figura 5.6b), se obtiene una superficie que da el valor de la intensidad de referencia, a partir de los datos obtenidos anteriormente ( $P_{MPP}$  e  $I_{MPP}$ ) y de la temperatura ( $T$ ). El plano resultante se muestra en la Figura 5.7 y permite conocer el punto de máxima potencia sin necesidad de conocer el valor de la irradiancia.

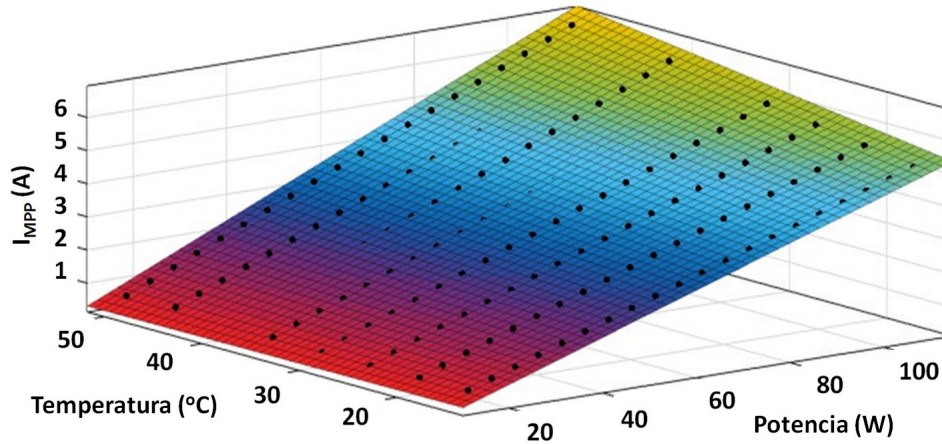


Figura 5.7: Superficie característica P-T-I de los MPP, para los valores de referencia

### 5.3.2.1. Generación de la superficie característica mediante red neuronal

Para generar la superficie característica, se propone utilizar una red neuronal. Así, con los valores de la Figura 5.6 se va a entrenar una RN para  $I_{MPP}=F(P_{MPP},T)$ . Estos valores forman un conjunto de ternas de puntos ( $P_{MPP}$ ,  $T$  e  $I_{MPP}$ ). Del total de ternas de datos de puntos de máxima potencia obtenidos, se usan: el 70 % de los pares de datos para el entrenamiento, el 15 % de pares de datos para la validación y el 15 % restante para el test. En el caso de esta tesis los valores son:

- Conjunto de 160 ternas de puntos ( $P_{MPP}$ ,  $T$  e  $I_{MPP}$ ).
- 112 pares de datos para el entrenamiento
- 24 pares de datos para la validación
- 24 pares de datos para el test.

La red neuronal considerada está compuesta por 2 entradas ( $P_{MPP}$ ,  $T$ ), una capa oculta con 4 neuronas y una salida ( $I_{MPP}$  ó  $I_{REF}$ ). La red ha sido entrenada con el algoritmo de retropropagación de Levenberg-Maquardt. Para la placa fotovoltaica del ejemplo, después de 489 iteraciones se consiguió una red con un coeficiente de correlación en el entrenamiento de  $R=0,99992$ , como se observa en la Figura 5.8, y un coeficiente de correlación en el proceso de test de  $R=0,99986$ , que se muestra en la Figura 5.9, así como un error cuadrático medio (MSE) de  $2,036 \cdot 10^{-3}$ .

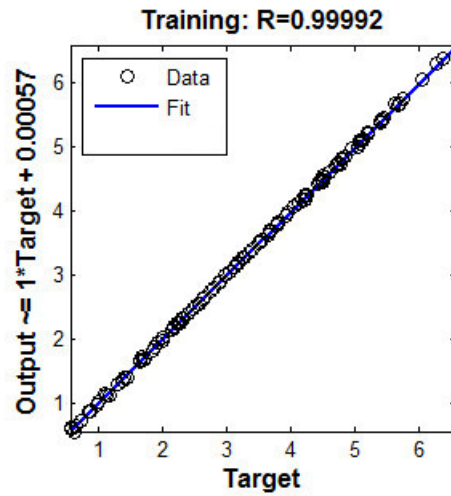


Figura 5.8: Coeficiente de correlación del entrenamiento de la red neuronal

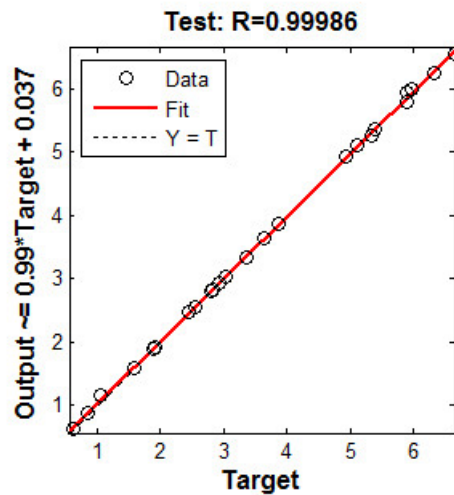


Figura 5.9: Coeficiente de correlación de test de la red neuronal

### 5.3.2.2. Generación de la superficie característica mediante aproximación polinómica

Como alternativa a la utilización de una red neuronal, se puede también generar la superficie característica mediante una ecuación polinómica. Así, para la placa ejemplo, a partir de los datos de la Figura 5.6b, la función con el ajuste más óptimo es de la forma mostrada en la ecuación (5.1).

$$f(x, y) = p00 + p10 * x + p01 * y + p20 * x^2 + p11 * x * y \quad (5.1)$$

A esta función se le aplican los siguientes coeficientes (con un 95 % del límite de confianza):

$$p00 = -0,04808 \quad (-0,1204, 0,02424)$$

$$p10 = 0,04275 \quad (0,04102, 0,04448)$$

$$\begin{aligned} p01 &= -0,005689 \quad (-0,007506, -0,003872) \\ p20 &= -1,833e-19 \quad (-1,177e-05, 1,177e-05) \\ p11 &= 0,0004055 \quad (0,0003791, 0,0004319) \end{aligned}$$

Considerando los siguientes coeficientes de ajuste:

SSE: 0,4832

R-square: 0,9989

Adjusted R-square: 0,9988

RMSE: 0,05584

$$f(x,y) = p00 + p10*x + p01*y + p20*x^2 + p11*x*y$$

Con estas consideraciones, la función tiene un coeficiente de correlación de  $R=0,9989$  y un error cuadrático medio (MSE) de  $0,05584$ . Para ello, en la ecuación general  $f(x,y)$  se sustituyen los coeficientes (p) por su valor y las variables  $x$  e  $y$  por la potencia (P) y la temperatura (T). Así, la expresión matemática queda como se muestra en la ecuación (5.2).

$$I_{MPP} = f(P, T)$$

$$\begin{aligned} f(P, T) = & -0,04808 + 0,04275 * P - 0,005689 * T - 1,833 * 10^{-19} * P^2 \\ & + 0,0004055 * P * T \end{aligned} \quad (5.2)$$

## 5.4. Análisis de la señal

Una vez que se determina el valor de la corriente de referencia ( $I_{REF}$ ) a la que debe trabajar el módulo fotovoltaico en el punto de máxima potencia, ( $I_{MPP}^*$ ), el siguiente paso consiste en el análisis de la señal a partir del algoritmo de control implementado (SMC). Este algoritmo calcula la diferencia entre la corriente de referencia y la corriente de salida en el módulo fotovoltaico ( $I_{MPP}^* - I_{PV}$ ). Posteriormente, por medio de la variación del ciclo de trabajo del convertidor Boost, buscará reducir el error de seguimiento a cero, forzando al módulo fotovoltaico a operar en el valor de corriente de referencia y, por lo tanto, en la zona de máxima potencia.

De esta forma, se logra una regulación ideal del sistema, ya que la señal evolucionará en modo deslizante, buscando siempre que el error de seguimiento sea igual a cero. Utilizando esa referencia, el convertidor hace que el módulo fotovoltaico lo siga y opere en el zona de máxima potencia. Se define la función de conmutación y ley de control a aplicar mediante la ecuación (5.3).

$$\begin{aligned} S = e &= I_{MPP}^* - I_{PV} \\ u &= \int_0^t k \cdot \tanh(S(t)) dt \end{aligned} \quad (5.3)$$

Es necesario que haya diferentes formas de desarrollar la ley de control. En esta tesis se ha optado por la ecuación (5.3), tras un estudio exhaustivo, aunque

inicialmente se optó por otras formas, del tipo  $u = \frac{1}{2}(1 + k \times \text{Sign}(S))$  [99]. Sin embargo, los cambios de esta última ley de control son más bruscos y el sistema puede oscilar. Así, si se supone que el valor de  $k$  es igual a 1, se tiene que el *ciclo de trabajo* toma el valor 1 cuando el signo del error de seguimiento es positivo y 0 cuando el signo es negativo. Para evitar ruidos y discontinuidades se puede usar una función continua ( $\tanh$ ), que asemeja su comportamiento a la función signo ( $\text{Sign}$ ). Sin embargo, de forma empírica se llegó a la conclusión de que la forma para evitar los saltos en los valores del ciclo de trabajo es integrando el signo de la función de conmutación [122]. De esta manera, el ciclo de trabajo aumenta cuando el error es positivo y disminuye cuando el error es negativo.

Si  $S$  es la región de deslizamiento y la trayectoria que alcanza es la misma superficie de deslizamiento, entonces la superficie correspondiente queda definida por la ecuación (5.4).

$$S = \{x \in \mathcal{R}^n / I_{MPP}^* - I_{PV}\} \quad (5.4)$$

Entonces se ha logrado una regulación ideal del sistema, porque a partir de ese momento evolucionará en modo deslizante, asegurando que siempre la corriente de referencia sea igual a la corriente de salida en el módulo fotovoltaico. Además, para obtener el mejor comportamiento de la señal de control en el convertidor CC/CC propuesto, la integral de la señal de control va a funcionar en un rango entre 0,1 y 0,9.

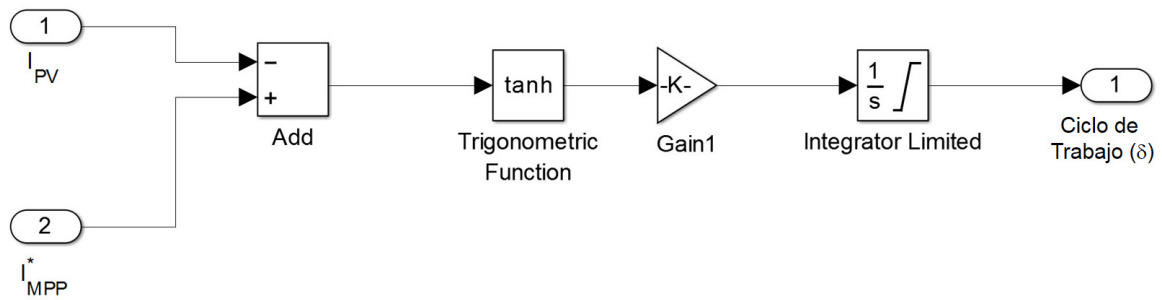


Figura 5.10: Esquema en Simulink del modelo SMC Int

## 5.5. Validación de estabilidad

En este apartado se ha validado la estabilidad del algoritmo propuesto en esta tesis, en base a la teoría de estabilidad de Lyapunov, siendo la función de Lyapunov una función escalar positiva. La función buscada es aquella que garantiza el seguimiento de la variable a controlar al valor de referencia. Para ello, se define la función positiva  $V$  mediante la ecuación (5.5).

$$V = \frac{1}{2}S^2 > 0 \quad (5.5)$$

De esta forma si se deriva la función respecto del tiempo se tiene la ecuación (5.6).

$$\dot{V} = S \cdot \frac{dS}{dt} = S \cdot \dot{S} \quad (5.6)$$

En este contexto, la función disminuirá si la derivada es negativa.

La condición para que el sistema alcance la superficie deslizante ( $S=0$ ) y se mantenga en ella se expresa como se indica en (5.7).

$$\dot{V} = \frac{d}{dt}S^2 \leq -\eta|S| \quad (5.7)$$

Siendo  $\eta$  una constante positiva que indica la fuerza de atracción de la trayectoria hacia la superficie de deslizamiento. Una vez que el sistema se encuentre sobre la superficie, las trayectorias del sistema permanecerán en ella. La superficie de deslizamiento se caracteriza por las condiciones de invariancia o dinámica de deslizamiento ideal, mostradas en la ecuación (5.8), porque las trayectorias de estado evolucionan sobre la superficie de deslizamiento.

$$\begin{cases} S(X) = 0 \\ \frac{dS(X)}{dt} = 0 \end{cases} \quad (5.8)$$

Es decir, un sistema cumple la condición de deslizamiento cuando el escalar  $S(X)$  sea igual a cero y se cumplan las condiciones de la ecuación (5.7). Se utiliza la función de Lyapunov, definida por la ecuación (5.5), cuya derivada de  $V(S)$  respecto del tiempo se muestra en la ecuación (5.6).

$$\begin{cases} S = e = I_{MPP}^* - I_{PV} \\ \dot{S} = \dot{e} = -I_{PV} \end{cases} \quad (5.9)$$

Empleando esta teoría de análisis de estabilidad,  $V(S)$  será siempre mayor que cero, excepto en  $\{0\}$  y en  $V(S) \rightarrow \infty$  cuando  $\|S\| \rightarrow \infty$ . El estado de equilibrio se consigue en  $e = 0$  ó, dicho de otra forma, cuando  $I_{MPP}^* = I_{PV}$ . Por lo tanto, el estado de equilibrio es el punto de máxima potencia.

Si se puede demostrar que  $\dot{V} < 0$ , entonces el sistema es estable y converge al MPP, por lo tanto, el valor de  $S$  tenderá a cero y el estado del sistema converge al MPP. Así, se pueden distinguir dos situaciones:

- **Situación  $S > 0$** , significa que la intensidad de referencia  $I_{MPP}^*$  aportada por el generador de referencias es mayor que la intensidad que está aportando el módulo fotovoltaico,  $I_{MPP}^* > I_{PV}$ . Por ello, y para que el error de seguimiento se haga cero ( $S = 0$ ), la  $I_{PV}$  tendrá que aumentar y  $V_{PV}$

disminuir. En este contexto,  $R_{PV}$  tendrá que disminuir, lo cual se consigue aumentando el ciclo de trabajo ( $\delta$ ), como se deduce de forma gráfica en la Figura 5.11.

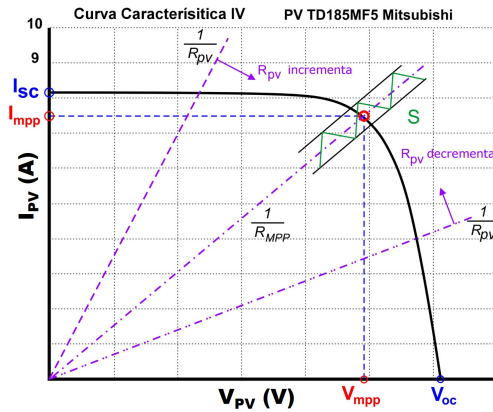


Figura 5.11: Comportamiento de la  $R_{PV}$  en la curva característica

De esta forma, se comprueba que el algoritmo es estable, ya que si  $I_{PV}$  aumenta  $\dot{S}$  será negativa ( $<0$ ). Entonces el producto  $S \times \dot{S} < 0$ , lo cual implica que el sistema es estable y converge al punto de máxima potencia.

- **Situación  $S < 0$** , empleando el mismo procedimiento, se obtiene que  $I_{MPP} < I_{PV}$ . Por ello, para que el error de seguimiento se haga cero ( $S = 0$ ),  $I_{PV}$  tendrá que disminuir y  $V_{PV}$  aumentar. En este contexto  $R_{PV}$  tendrá que aumentar, lo cual se consigue disminuyendo el ciclo de trabajo ( $\delta$ ), como se deduce de forma gráfica en la Figura 5.11.

Por tanto, se comprueba la estabilidad, ya que si  $I_{PV}$  disminuye, entonces  $\dot{S}$  será positiva ( $>0$ ), siendo  $\dot{V} < 0$ , lo cual implica que el sistema es estable y converge al punto de máxima potencia.

## 5.6. Validación del algoritmo propuesto

A fin de demostrar la validez del algoritmo de control deslizando propuesto en esta tesis, en este apartado se ha validado dicho algoritmo mediante simulación y de forma experimental en el módulo fotovoltaico utilizado. Para ello, primero se analiza el comportamiento del modelo simulado ante cambios bruscos de Temperatura y de Irradiancia. Ante estos cambios, se debe comprobar que la potencia a la salida del convertidor tiene que seguir el comportamiento de la potencia a la salida del módulo fotovoltaico.

En un segundo paso, se valida el algoritmo de forma empírica. En este caso, la validación se hace sobre cambios bruscos en la carga conectada a la salida del convertidor de CC/CC. Lo que se busca validar en el caso experimental es que el módulo fotovoltaico trabaje siempre en el punto de máxima potencia y que no varíe su valor ante cambios bruscos de la carga.

### 5.6.1. Validación mediante simulación

El modelo de módulo fotovoltaico, utilizado para validar el algoritmo de control, se ha explicado en el capítulo 3 de esta tesis [109, 111]. Este modelo se basa en una red neuronal cuya principal característica es la precisión de su funcionamiento. Para ello se tienen en cuenta las principales variables que influyen en su comportamiento. Para la simulación realizada se han elegido los siguientes valores:

- Temperatura constante e Irradiancia variable. Para una Temperatura de 30 °C, se consideran tres valores de irradiancia, 600, 700 y 900 W/m<sup>2</sup>. La irradiancia se modifica en escalones de un segundo de duración, tal como se muestra en la Figura 5.12.

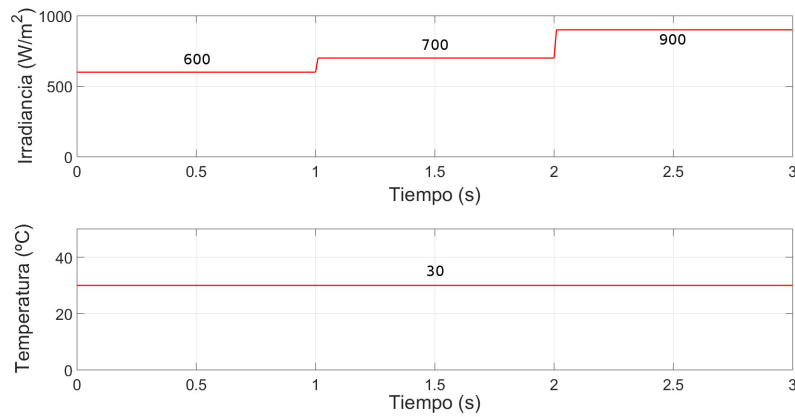


Figura 5.12: Valores de la Irradiancia, para Temperatura constante

- Irradiancia constante y Temperatura variable. Para una Irradiancia de 800 W/m<sup>2</sup>, se consideran dos valores de Temperatura 10 y 45 °C . La Temperatura se modifica en escalones de un segundo de duración, tal como muestra la Figura 5.13.

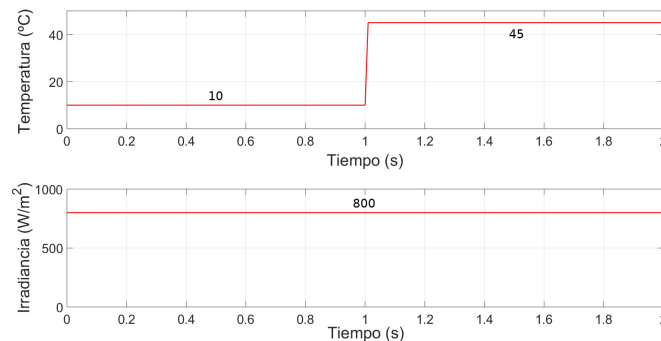


Figura 5.13: Valores de la Temperatura, para Irradiancia constante

Para analizar el comportamiento se ha desarrollado un modelo cuyo algoritmo de control es el algoritmo SMC propuesto y se muestran los resultados en unas tablas cuyas columnas reflejan: *P-I* (potencia ideal obtenida mediante la curva P-I);



$Obten$  (potencia a la salida del módulo fotovoltaico obtenida en el modelo);  $\%Perd$  (pérdidas respecto a la potencia ideal a obtener (en la fila  $P_{PV}$ ) y pérdidas en el convertidor (en la fila  $P_{Carga}$ ) con respecto a la potencia obtenida).

La respuesta del algoritmo ante los cambios de irradiancia se muestra en la Tabla 5.1 y en la Figura 5.14. La potencia del módulo fotovoltaico (en rojo) se estabiliza rápidamente y se mantiene constante durante todo el tiempo de la simulación.

T <sup>a</sup> constante de 30 °C									
	600 W/m <sup>2</sup>			700 W/m <sup>2</sup>			900 W/m <sup>2</sup>		
	$P-I$	$Obten$	$\%Perd$	$P-I$	$Obten$	$\%Perd$	$P-I$	$Obten$	$\%Perd$
$P_{PV}$	79,49	79	0,62	89,59	88,65	1,05	103,46	101,33	2,06
$P_{Carga}$		72,8	7,85		81,95	7,56		93,33	7,89

Tabla 5.1: Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el SMC a T<sup>a</sup> constante

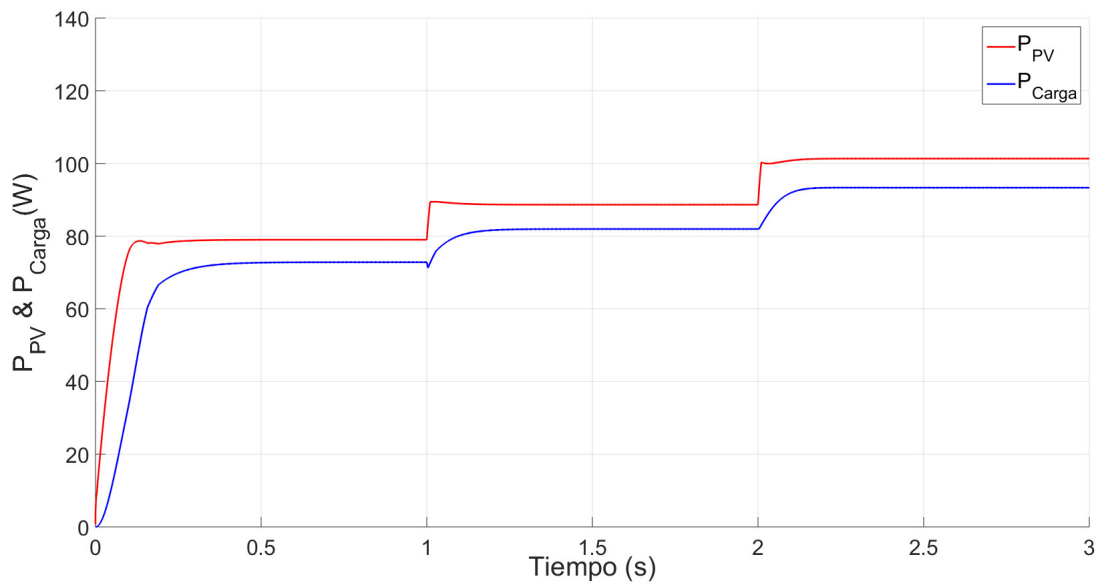


Figura 5.14: Valor de la potencia para variación de Irradiancia y T<sup>a</sup> constante, SMC

Analizando los resultados, se observa que a mayor irradiancia, mayor es el valor del porcentaje de pérdidas de la potencia ideal a obtener. Aún así, utilizando el algoritmo de control propuesto en esta tesis las pérdidas son pequeñas. Se observa también cómo el algoritmo consigue estabilizar la potencia de salida y su comportamiento es lineal.

En segundo lugar, se ha estudiado la respuesta del modelo ante cambios bruscos en la temperatura. Los resultados se muestran en la Tabla 5.2 y en la Figura 5.15.

Irradiancia constante de 800 W/m <sup>2</sup>						
	10 °C			45 °C		
	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>	<i>P-I</i>	<i>Obten</i>	<i>%Perd</i>
P <sub>PV</sub>	105,99	103,4	2,44	85,62	82,4	3,76
P <sub>Carga</sub>		96	7,16		76,05	7,71

Tabla 5.2: Resumen valores de potencias y pérdidas obtenidos para el SMC, a Irradiancia constante

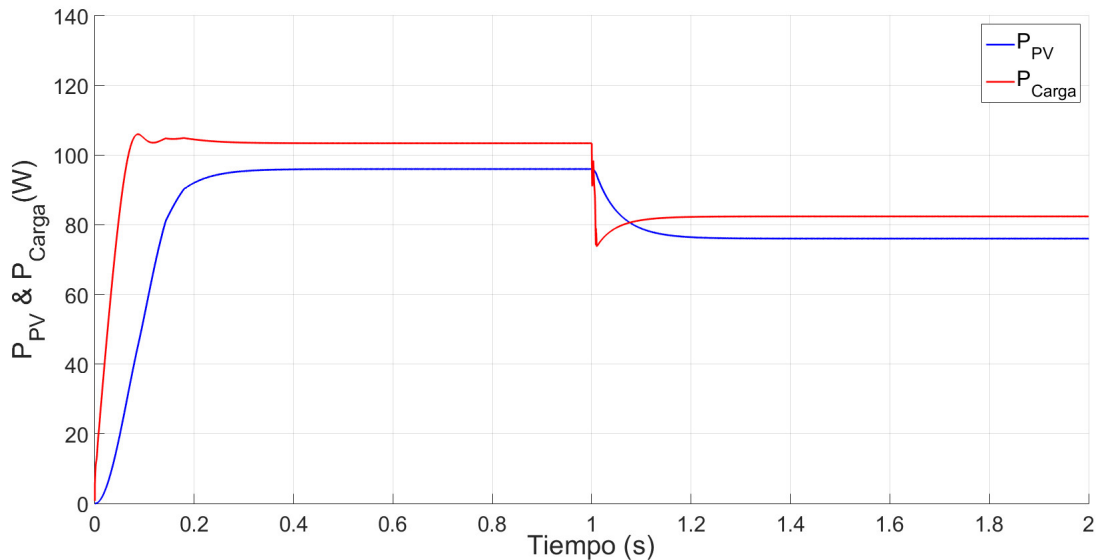


Figura 5.15: Valores de la potencia para variación de T<sup>a</sup> e Irradiancia constante, SMC

Analizando los resultados se observa que, cuanto menor es la temperatura, menor es el valor del porcentaje de pérdidas de la potencia ideal a obtener. Aún así, utilizando el algoritmo de control propuesto en esta tesis las pérdidas son pequeñas. Se observa también cómo el algoritmo consigue estabilizar la potencia de salida y su comportamiento es lineal.

### 5.6.2. Validación mediante proceso experimental

El primer paso para validar el algoritmo de forma experimental es conocer cuál es el punto de máxima potencia para las condiciones en las que se va a trabajar. Para ello, se ha conectado directamente la carga variable al módulo fotovoltaico y, variando la carga, se han obtenido los pares de puntos (I, P) con los cuales se puede representar la curva característica P-I y localizar el punto de máxima potencia. Para las condiciones de irradiancia y temperatura del ensayo, corresponde a una potencia P<sub>MPP</sub> de 67 W, como se muestra en la Figura 5.16.

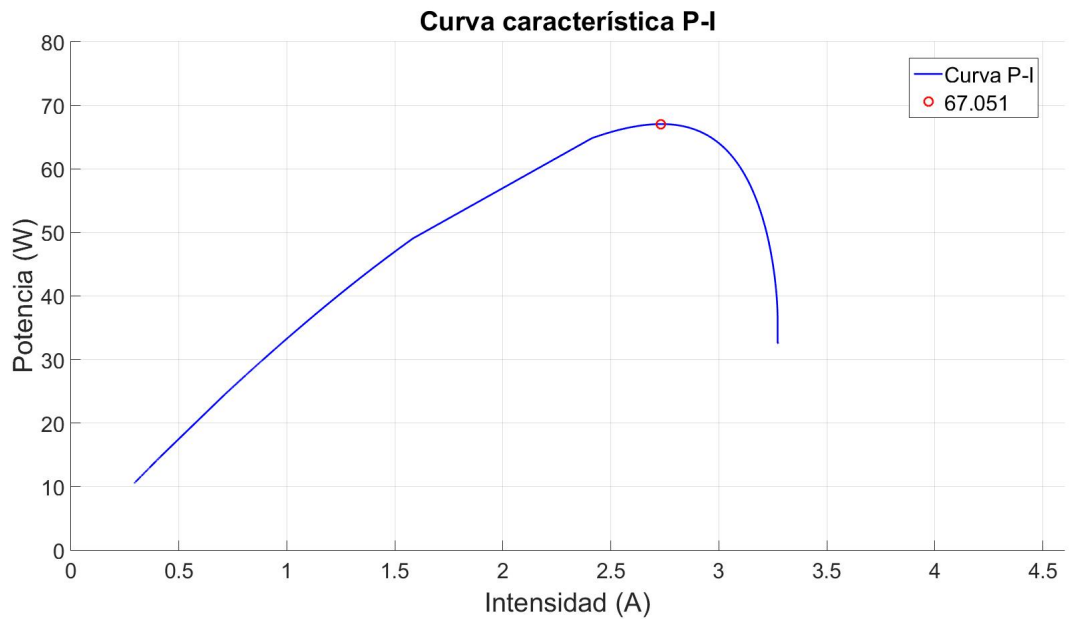


Figura 5.16: Curva característica P-I con datos experimentales, SMC

Una vez que se conoce el valor que tiene que seguir el convertidor, se prepara el equipo para hacer las mediciones. La fase experimental consiste en variar la carga y comprobar que las potencias en el módulo fotovoltaico y en la carga no varían con el cambio de la carga. Así, se ha variado la carga desde un valor de  $66,5 \Omega$  a  $31 \Omega$ , posteriormente se ha aumentado a  $77 \Omega$ , a continuación se ha incrementado hasta  $100,5 \Omega$ , para finalizar con un valor de  $32,5 \Omega$ . La variación se hace de modo manual por ello el cambio no es inmediato y la carga necesita de un tiempo para pasar de un valor al otro. En la Figura 5.17 se muestran los valores de carga aplicados durante el ensayo.

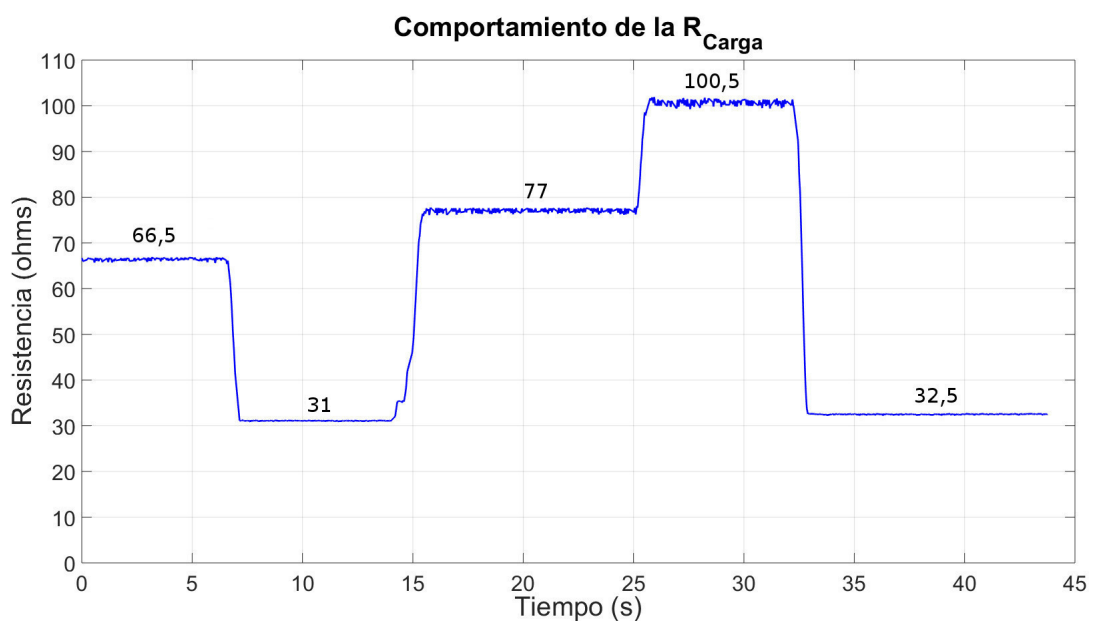


Figura 5.17: Valores de la Resistencia de carga, SMC

Al ser reducido el tiempo de medición, la Temperatura (línea azul) y la Irradiancia se mantienen constantes en unos valores de 35 °C y 675 W/m<sup>2</sup>, como se puede observar en la Figura 5.18.

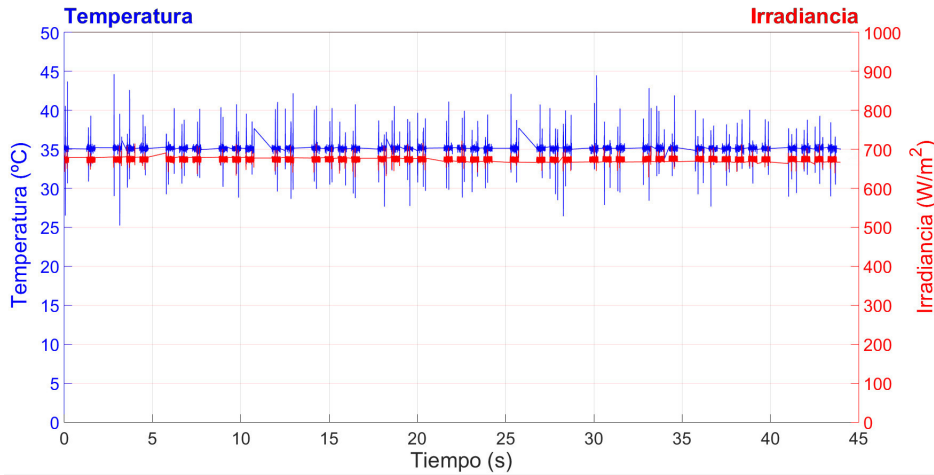


Figura 5.18: Comportamiento de la Temperatura e Irradiancia, SMC

En la Figura 5.19 se muestra el comportamiento de la potencia a la salida del módulo fotovoltaico ( $P_{PV}$ ), frente a la potencia a la salida del convertidor, que se suministra a la carga ( $P_{Carga}$ ). Como se puede observar, el valor medio es cercano a 68,5 W, que es el correspondiente al punto de máxima potencia de la curva P-I. La diferencia con el valor de 67 W se debe a que se tarda un tiempo entre las medidas para realizar la curva característica y las medidas para analizar el comportamiento del modelo en el sistema. En este caso, una pequeña variación de irradiancia fue lo que marcó la diferencia.

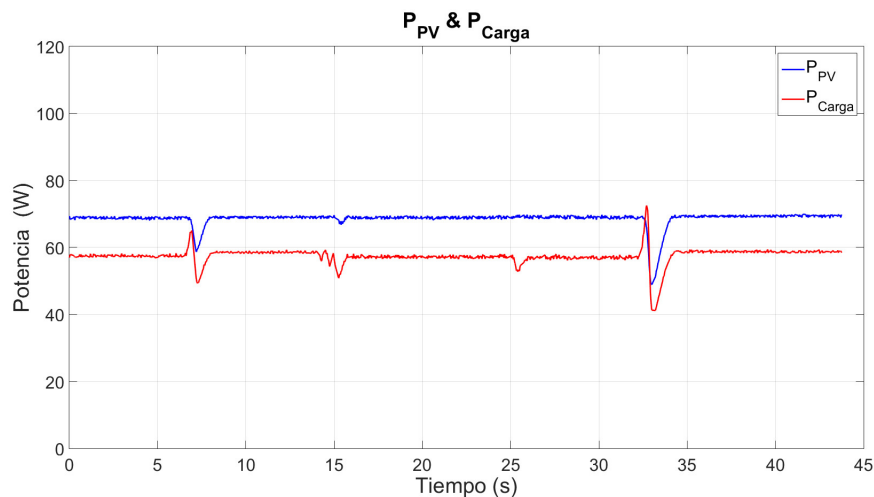


Figura 5.19: Comportamiento de la  $P_{PV}$  frente a la  $P_{Carga}$ , SMC

En la Figura 5.20 se muestran los valores de la tensión y de la corriente a la salida del módulo fotovoltaico. Se observa que un cambio de valor en la carga no

implica un cambio de valor en estas dos variables, que se mantienen constantes a lo largo del tiempo, salvo por los pequeños transitorios en el cambio de carga.

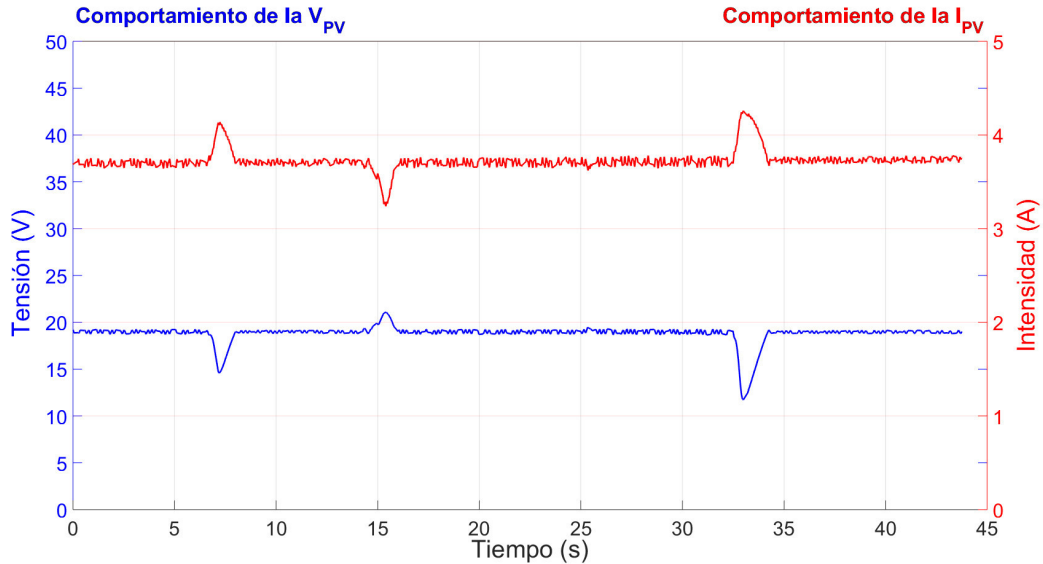


Figura 5.20: Comportamiento de la  $V_{PV}$  frente a la  $I_{PV}$ , SMC

Por otra parte, en la Figura 5.21 se muestran los valores de la tensión y la corriente en la carga. Se observa que, en este caso, un cambio de valor en la carga si implica un cambio de valor en estas dos variables. Sin embargo, el producto de ambas, el valor de la potencia en la carga, se mantiene constante, como se muestra en la Figura 5.19.

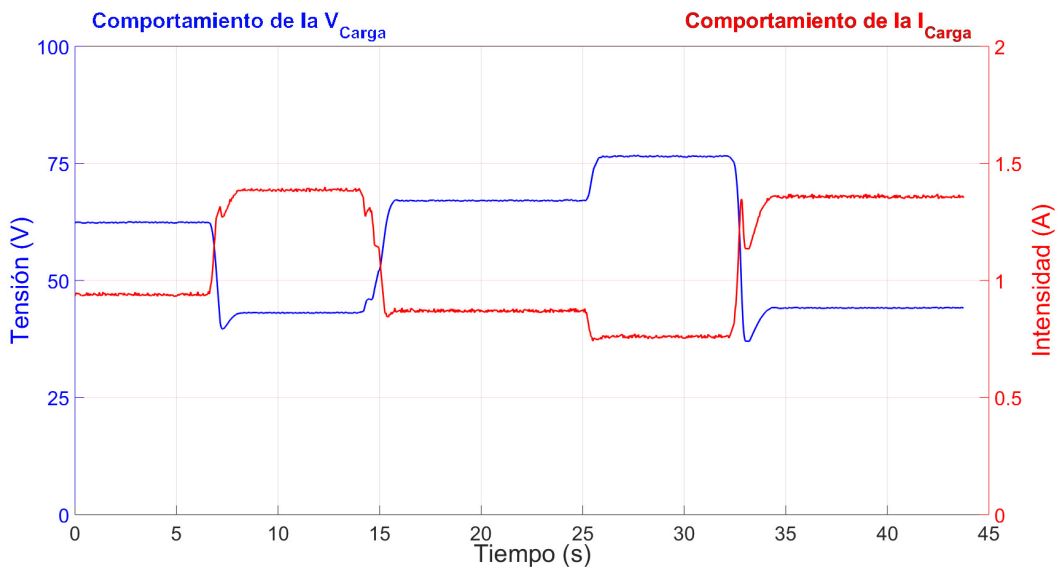


Figura 5.21: Comportamiento de la  $V_{Carga}$  frente a la  $I_{Carga}$ , SMC

Por último, en la Figura 5.22 se muestra como la intensidad a la salida del módulo fotovoltaico, ( $I_{PV}$ ), sigue continuamente el valor de la intensidad de re-

ferencia ( $I_{REF}$ ), para mantener al módulo fotovoltaico en el punto de máxima potencia.

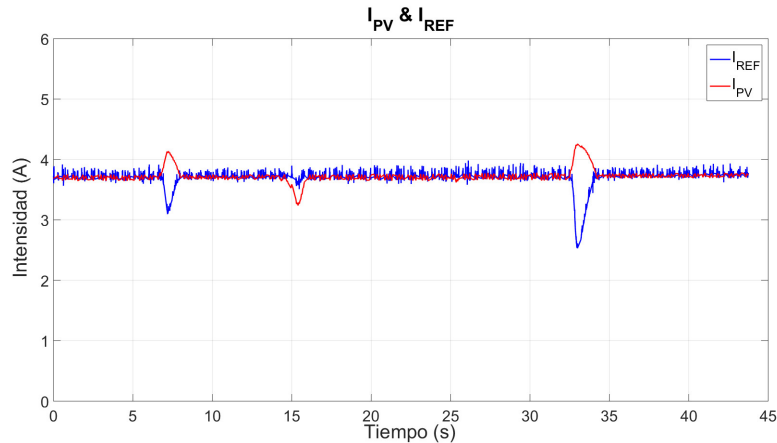


Figura 5.22: Comportamiento de la  $I_{PV}$  frente a la  $I_{Ref}$ , SMC

Por lo tanto, mediante la validación experimental realizada, se demuestra que el algoritmo de control del punto de máxima potencia propuesto en esta tesis opera correctamente y consigue que el módulo fotovoltaico opere en el MPP ante cambios de la carga conectada al módulo fotovoltaico.

## 5.7. Comparación de algoritmos MPPT

El siguiente paso en la validación del algoritmo de control en modo deslizante es compararlo con los algoritmos analizados en el Capítulo 4. A partir de ahí, se demuestra que el comportamiento del nuevo algoritmo es mejor que los previos, ante cualquier variación del valor de la carga conectada a la salida del convertidor, siendo la misma para los tres algoritmos, es decir, una carga variable 0-450  $\Omega$ . La resistencia ha variado entre unos valores que busquen el error de los algoritmos. Si el algoritmo tuviese un comportamiento óptimo, la potencia de salida del módulo fotovoltaico no sufriría cambios ante variaciones en la carga y su valor sería el que indique la curva característica para esas condiciones atmosféricas. Con ello se demuestra el buen comportamiento del algoritmo.

Para esta validación se ha usado la tarjeta de adquisición de datos dSPACE DSP1104. Esta forma de validación es muy usual gracias a su facilidad de uso y la posibilidad de almacenar los resultados en tiempo real [94, 125, 126]. Así, las medidas para comparar los tres algoritmos de control se han realizado de la siguiente forma:

- Se observa el comportamiento del sistema para los diferentes algoritmos de control, ante variaciones bruscas en los valores de la carga.
- Se varía la carga variable entre valores arbitrarios, para comprobar si su comportamiento es correcto.

- Se analiza cual es la potencia máxima que se debería obtener del módulo fotovoltaico, mediante la obtención de las curvas características. Estas curvas van a dar el punto de máxima potencia al que está trabajando el módulo fotovoltaico para las condiciones climáticas existentes.

Para la realización de las curvas características se tienen varias opciones, dependiendo del equipo usado:

- Mediante el mismo método utilizado para la adquisición de datos, para el desarrollo del nuevo modelo de módulo fotovoltaico simulado mediante una red neuronal. El problema que presenta este método para realizar las curvas características es que hay elementos comunes, como son el sensor de Irradiancia-Temperatura y los módulos fotovoltaicos, que hay que desconectar del esquema de la Figura 5.25 y conectarlos al esquema indicado en la Figura 5.23, perdiendo tiempo en ello. Cuando se vuelve a hacer las medidas de control, las condiciones climáticas pueden haber cambiado y no servir.
- Usando el equipo de la Figura 5.23. Lo primero que se tiene que hacer es enviar al DSP un comando para que el ciclo de trabajo sea nulo ( $\delta = 0$ ), así el sistema trabajará sin control. Después, hay que variar la carga desde su inicio hasta su final (0 a 450  $\Omega$ ). Así se pasará desde la corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ ) con  $R = 0$  hasta que se acerque a la tensión de circuito abierto ( $V_{OC}$ ) con el valor máximo de la resistencia.
- Usando el mismo equipo de la Figura 5.23. En este caso lo que se puede hacer es fijar una consigna al DSP, en la que el ciclo de trabajo ( $\delta$ ) varíe desde 0 a 1. Con esto se obtienen los valores de corriente y de tensión necesarios para hacer las curvas características. También se guardan los valores de Irradiancia y Temperatura existentes. Por ser el método más rápido, es el que se ha utilizado para el análisis comparativo realizado.

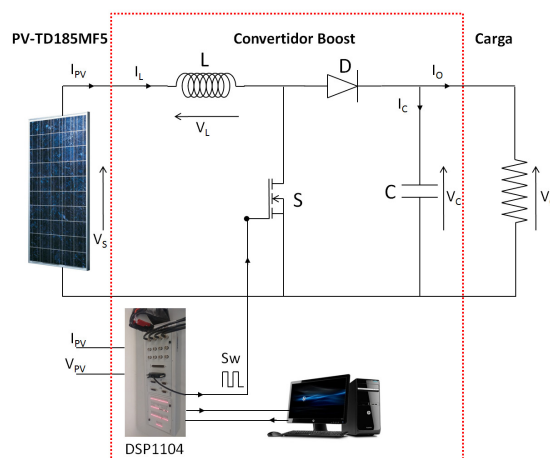


Figura 5.23: Esquemas de los elementos utilizados

Al basarse en unas medidas realizadas en una instalación real, no se pueden adecuar las variables Irradiancia y Temperatura a unos valores deseados. Por lo tanto, se tendrá que adecuar a las condiciones climáticas que haya los días de la toma de las medidas. Es por ello que se ha analizado el comportamiento de los algoritmos de control ante variaciones bruscas en la carga, variando el valor de la resistencia de carga colocada a la salida del convertidor

El convertidor Boost utilizado ha sido diseñado y fabricado por el Grupo de Investigación TEP 192 de la Universidad de Huelva (España) y sus especificaciones se muestran en la Tabla 5.3.

Convertidor Boost		
Schottky	2x MURF1560GT	600V, 15 A, 0.4V a 10A/150 °C
IGBT	1x HGT40N60B3	600V, 40 A, 1.5V a 150 °C
$L$	6x PCV-2-564-08	560 $\mu$ H, 7 A, 42 m $\Omega$
C	6x PCV-2-564-08	1500 $\mu$ F, 250 V

Tabla 5.3: Características del convertidor Boost



Figura 5.24: Instalación real

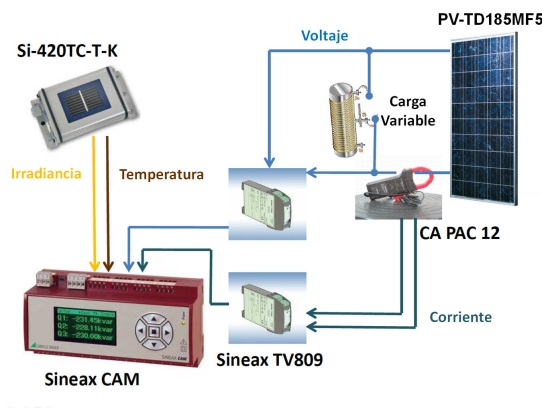


Figura 5.25: Esquema de elementos de medición para el registro de datos



### 5.7.1. Ensayo del Algoritmo de control Perturbación & Observación

Durante el ensayo del control del módulo fotovoltaico mediante, el algoritmo de Perturbación & Observación, para las condiciones climáticas existentes, el valor del punto de máxima potencia que se obtuvo de la curva característica P-I fue de 67,78 W, tal y como muestra la Figura 5.26.

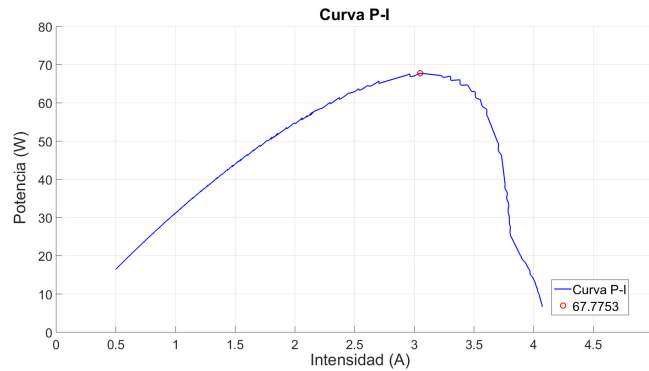


Figura 5.26: Curva P-I para el algoritmo P&O

Las medidas experimentales también se llevaron a cabo para variaciones bruscas del valor de la resistencia de carga. Es decir, empezando con un valor de  $R_{Carga}$  de 319  $\Omega$ , disminuyendo el valor hasta 220  $\Omega$  para posteriormente aumentarlo hasta 339  $\Omega$ , a continuación se vuelve a disminuir hasta 276  $\Omega$ , y de nuevo se aumenta hasta 350  $\Omega$ , finalizando las medidas con un valor de la resistencia de carga de 277  $\Omega$ , tal y como se muestra en la Figura 5.27. Esta toma de medidas experimentales se realizó con unas condiciones climáticas de Temperatura de 47°C y una Irradiancia de 721 W/m<sup>2</sup>.

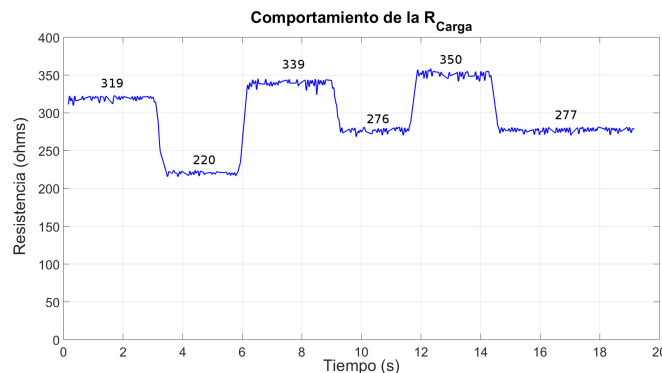


Figura 5.27: Valores de la Resistencia de carga  $R_{Carga}$  para el algoritmo P&O.

Observando los resultados obtenidos, el convertidor es capaz de hacer trabajar al módulo fotovoltaico a una potencia de 69 W, cercana al valor de máxima potencia que indica la curva características correspondiente. Sin embargo, hay que tener en cuenta que las condiciones atmosféricas varían algo, debido a que se

tarda un tiempo desde que se analizan los valores de la curva característica hasta que posteriormente se analiza el comportamiento del algoritmo de control.

Así, el comportamiento de la potencia a la salida del módulo fotovoltaico,  $P_{PV}$ , tal como se muestra en la Figura 5.28, es aceptable si la resistencia de carga trabaja en unos valores superiores a  $220 \Omega$ .

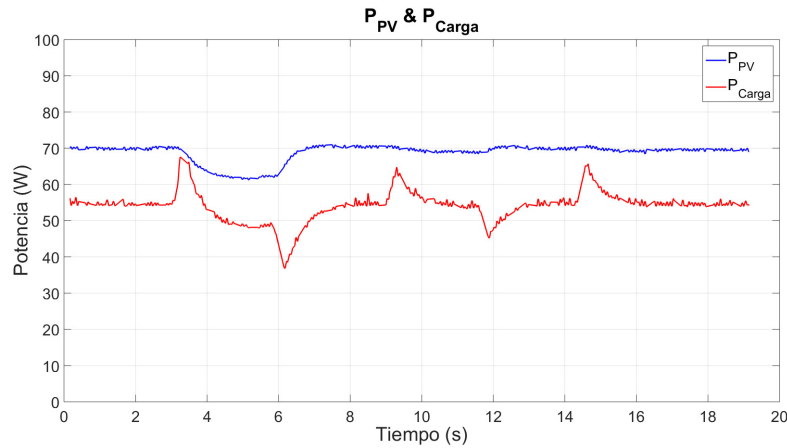


Figura 5.28: Comportamiento de la  $P_{PV}$  frente a la  $P_{Carga}$  para el *algoritmo P&O*.

### 5.7.2. Ensayo del Algoritmo de control Conductancia Incremental

En la curva característica P-I para validar el algoritmo CI (Figura 5.29) se observa que, con las condiciones climatológicas existentes cuando se hicieron las mediadas experimentales, el valor del punto de máxima potencia es de 74,18 W, que es la potencia a la que debe trabajar el sistema si su comportamiento es el adecuado.

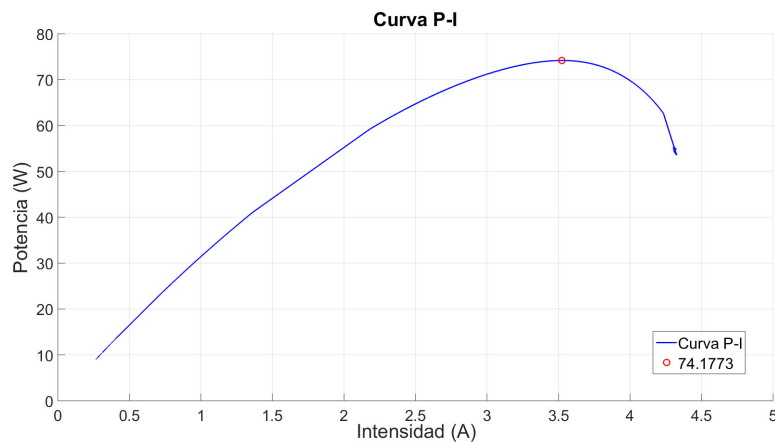


Figura 5.29: Curva P-I para el *algoritmo CI*

Las medidas se han llevado a cabo para variaciones bruscas del valor de la

resistencia de carga. Se comenzó con un valor de  $R_{Carga}$  de  $320,5 \Omega$ , disminuyendo el valor hasta  $105 \Omega$ , posteriormente se aumentó hasta  $320,5 \Omega$  y se volvió a disminuir de nuevo hasta  $126,5 \Omega$ , finalizando la toma de medidas con un valor de la resistencia de carga de  $342 \Omega$ , como se observa en la Figura 5.30. Las medidas se llevaron a cabo con unas condiciones climáticas de Temperatura de  $45 \text{ }^\circ\text{C}$  y una Irradiancia de  $791 \text{ W/m}^2$ .

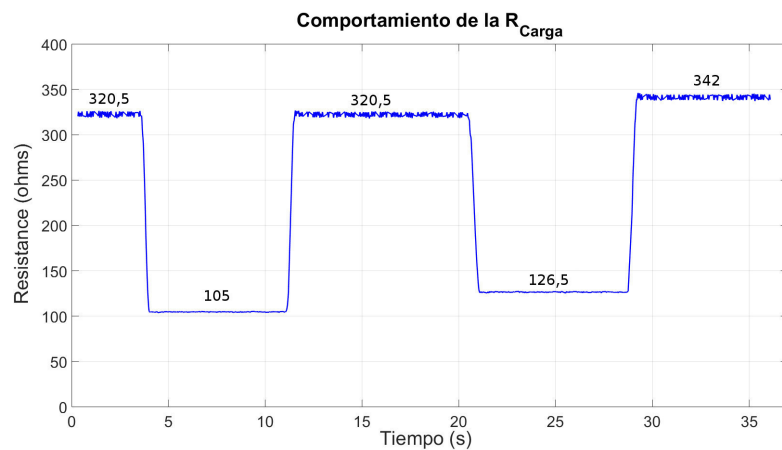


Figura 5.30: Valores de la Resistencia de carga  $R_{Carga}$  para el *algoritmo CI*

El convertidor hace trabajar al módulo fotovoltaico a una potencia aproximada de  $72 \text{ W}$ , como se observa en la Figura 5.31. Este algoritmo de control consigue la potencia que tendría que tener según indica la curva característica, para unos valores altos de resistencia. Pero, como ya se indicó, no sucede lo mismo cuando la resistencia toma valores inferiores, como es el caso de  $105$  y  $126,5 \Omega$ . Por ello, se observa que el algoritmo no tiene un buen comportamiento para un rango completo en la instalación experimental, aunque en simulación, si se comportaba correctamente.

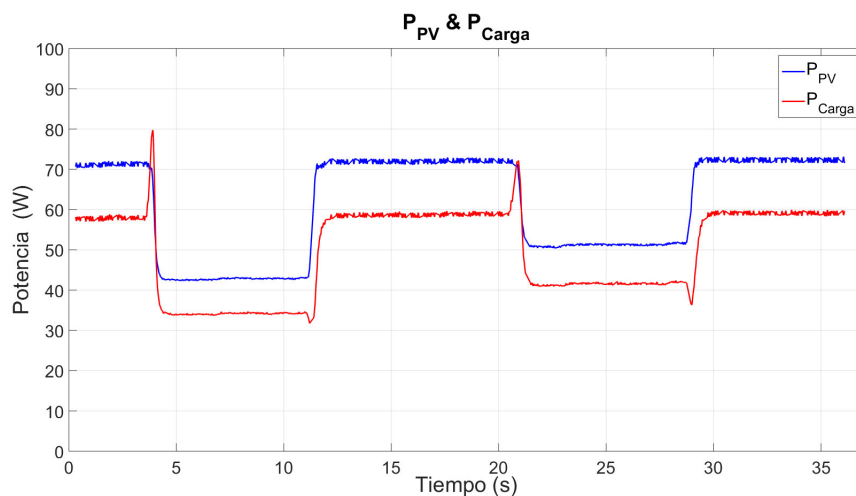


Figura 5.31: Comportamiento de la  $P_{PV}$  frente a la  $P_{Carga}$  para el *algoritmo CI*.

### 5.7.3. Ensayo del Algoritmo de Control en Modo Deslizante

El valor del punto de máxima potencia que da la curva característica P-I, cuando se ha probado el control en modo deslizante, es de 76,97 W, tal y como muestra la Figura 5.32.

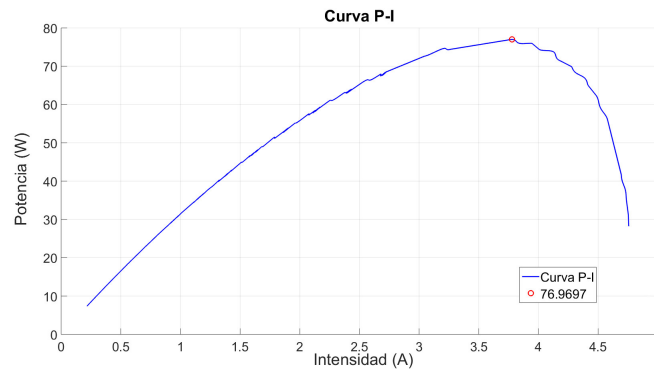


Figura 5.32: Curva P-I para el *algoritmo SMC*.

Como en los casos anteriores, también se han llevado a cabo las mediciones considerando variaciones bruscas del valor de la resistencia de carga. Así, se ha empezado con un valor de  $R_{\text{Carga}}$  de 143  $\Omega$ , aumentando el valor hasta 363  $\Omega$ , para posteriormente disminuirlo hasta 187  $\Omega$ , como se observa en la Figura 5.33. En este caso, la toma de medidas se realizó con unas condiciones climáticas de Temperatura de 52  $^{\circ}\text{C}$  y una Irradiancia de 825  $\text{W}/\text{m}^2$ .

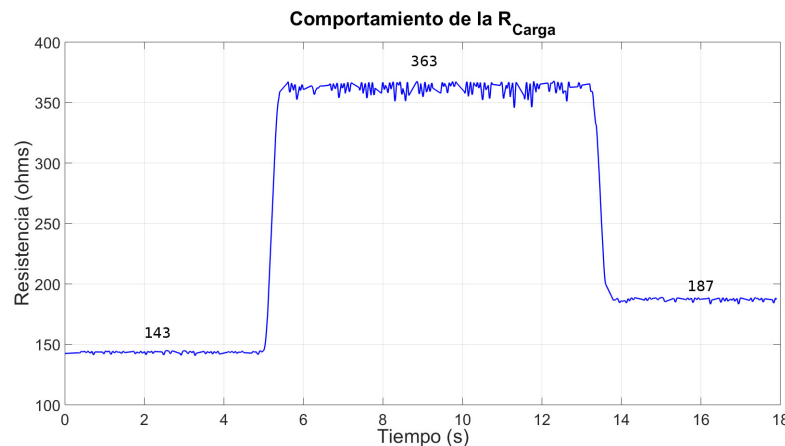


Figura 5.33: Valores de la Resistencia de carga  $R_{\text{Carga}}$  para el *algoritmo SMC*.

Se observa que el módulo fotovoltaico ha trabajado a una potencia de 75 W, cercana al valor de máxima potencia que indica la curva característica correspondiente, para las condiciones atmosféricas existentes (Figura 5.34). Sabiendo que estas condiciones atmosféricas varían algo, debido a que se tarda un tiempo desde que se analizan los valores de la curva característica hasta que se analiza el comportamiento del algoritmo de control, la potencia obtenida del módulo fotovoltaico es, en este caso, mucho más lineal que en los dos casos anteriores. En

cuanto a los cambios de los valores de la resistencia de carga, en este caso no tienen influencia en la potencia a la salida del módulo fotovoltaico, permaneciendo constante.

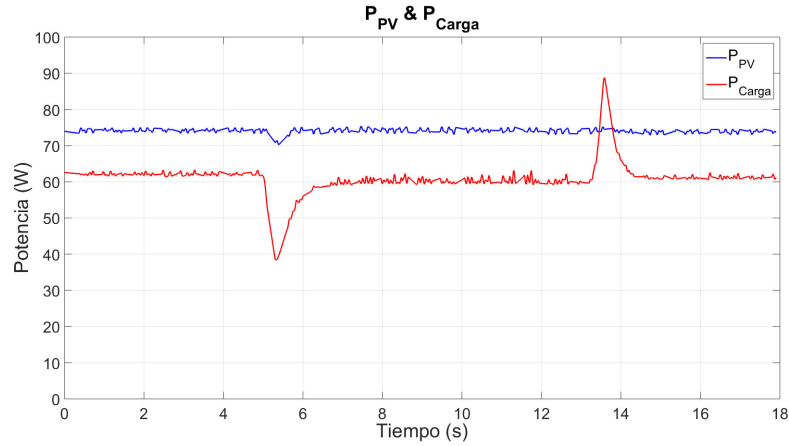


Figura 5.34: Comportamiento de la  $P_{PV}$  frente a la  $P_{Carga}$  para el *algoritmo SMC*.

#### 5.7.4. Comparación de los resultados

Una vez analizado el comportamiento de los tres algoritmos de control, se observa que el algoritmo de Conductancia Incremental tiene un rango de funcionamiento válido para valores altos de la resistencia de carga, pero no tiene un comportamiento óptimo para el valor de  $126 \Omega$ . Para el algoritmo P&O se observa que para el valor de  $220 \Omega$  tampoco tiene un modo de operación correcto. Sin embargo, el nuevo algoritmo de control en modo deslizante desarrollado en esta tesis es capaz de mantener el funcionamiento en modo continuo para todo el rango de resistencias experimentado. Por lo tanto, se puede concluir que el comportamiento del nuevo algoritmo de control desarrollado es el mejor de los tres analizados. Este control hace trabajar al módulo fotovoltaico en el MPP sin tener en cuenta las variaciones en la carga. También se observa que el nuevo algoritmo propuesto es válido para resistencias de valores pequeños. Es decir, para todo el rango de resistencias y no solo para los valores altos, proporcionando siempre la máxima potencia y no afectándole los cambios en la carga.

### 5.8. Conclusiones

La mejora del rendimiento de los convertidores de CC/CC utilizados en los sistemas fotovoltaicos es un campo muy relevante, siendo la elección del algoritmo para su control una decisión clave, con el fin de realizar un buen seguimiento del punto de máxima potencia. Entre los algoritmos de control más implantados hasta ahora se tienen el algoritmo de Perturbación & Observación y el algoritmo de Conductancia Incremental. En esta tesis se ha propuesto un nuevo algoritmo de control en modo deslizante (SMC), debido al número de ventajas que implica su utilización.

Para el desarrollo de este nuevo algoritmo se han seguidos las siguiente fases:

1. Diseño del algoritmo SMC. Durante esta fase se eligió la intensidad a la salida del módulo fotovoltaico como magnitud de medida en el sistema y la intensidad en el punto de máxima potencia como valor de referencia, desarrollándose un generador de corrientes de referencia. El siguiente paso ha sido el análisis de la señal a partir del algoritmo de control implementado (SMC), definiéndose la función de conmutación y la ley de control a aplicar. Tras un estudio exhaustivo se desecharon diferentes funciones y de forma empírica se llegó a la función final.
2. Validación mediante simulación. Se han realizado dos tipos de validaciones, a temperatura constante e irradiancia variable y a temperatura variable e irradiancia constante. Para ambos casos se ha obtenido un buen comportamiento.
3. Validación experimental. Se ha demostrado que el control propuesto es capaz de mantener la potencia máxima para las condiciones atmosféricas, ante cambios bruscos en la resistencia de carga. En este caso los valores de la resistencia se han modificado desde  $0 \Omega$  a  $450 \Omega$ , confirmando su validez para este rango de valores.
4. Comparación con otros algoritmos. Tras validar en el capítulo 4 los algoritmos *P&O* e *CI* para la instalación usada en esta tesis, se han comparado experimentalmente con el nuevo algoritmo de control en modo deslizante (SMC). Se ha demostrado que el control deslizante funciona mejor que los otros dos algoritmos.

En resumen, se confirma que cuando se usa el control en modo deslizante el sistema trabaja continuamente en el punto de máxima potencia, independientemente del valor de la carga, y tiene un comportamiento mucho más lineal. El caso de los otros dos algoritmos su funcionamiento es aceptable para valores altos de resistencias pero no funciona adecuadamente para valores inferiores. Ambos algoritmos tienen leves oscilaciones durante su funcionamiento.

---

# Capítulo 6

## Conclusiones y Líneas Futuras

6.1. Conclusiones y contribuciones

6.2. Líneas Futuras





# Capítulo 6

## Conclusiones y Líneas Futuras

### 6.1. Conclusiones y contribuciones

A continuación se resumen los principales logros y conclusiones alcanzados en la presente tesis.

Se ha diseñado un procedimiento para desarrollar un modelo que, basado en redes neuronales, aprenda el comportamiento eléctrico de un módulo fotovoltaico. Este procedimiento permite generar cuatro modelos por orden creciente de complejidad y precisión. Los modelos desarrollados dependen fundamentalmente del número de entradas y salidas que se definan en la estructura de la RNA.

El modelo más sencillo solo tiene una entrada y una salida. Tomando dos de las variables más importantes en el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos, como son la irradiancia y la temperatura como constantes. Esto podría ser válido para una situación breve en la que las condiciones atmosféricas son estables. Pero solo para esas condiciones de irradiancia y temperatura existentes, para otras condiciones habría que generar otra estructura de red neuronal. Aunque es cierto que durante los días soleados y sin nubes hay ratos en que estas dos variables no varían mucho, es necesario tener en cuenta su posible variación si se quiere conseguir que el modelo del módulo fotovoltaico trabaje en un rango más amplio.

En los dos siguientes modelos, las entradas son la irradiancia y la temperatura y las salidas son la corriente y/o la tensión a la salida del módulo fotovoltaico. En estos casos, los resultados que se obtienen no tienen una buena precisión. Se considera que esto es debido a que para el mismo par de valores de entrada (Irradiancia, Temperatura) puede haber muchos valores que cumplan esa condición, y que el resultado mostrado no sea el valor deseado. Por ejemplo, en una curva característica P-V, para una temperatura y una irradiancia dada, existen, todos los valores de la curva.

En el caso del cuarto modelo se han tenido en cuenta todas las variables que condicionan el comportamiento del módulo fotovoltaico. Estas variables, consideradas como entradas son la Irradiancia, la Temperatura y la Tensión a la salida

del módulo. La salida de la RNA es el valor de la corriente de salida del módulo fotovoltaico. Por ello, esta red neuronal tiene tres neuronas de entrada y una de salida, consiguiéndose mejores resultados que los existentes en la bibliografía.

Por otra parte, en una instalación fotovoltaica es fundamental extraer el máximo de energía de los módulos fotovoltaicos, para las condiciones atmosféricas existentes. Para ello, el módulo tiene que trabajar continuamente en el punto de máxima potencia. De ello se van a encargar los algoritmos de control del convertidor de CC/CC, funcionando como un adaptador de impedancias, que cambia el punto de funcionamiento del sistema. Dependiendo del algoritmo de control, la búsqueda del punto de máxima potencia va a ser más o menos rápida, va a tener más o menos fluctuaciones, etc. Así, en esta tesis se ha diseñado un nuevo algoritmo de control en modo deslizante (SMC) buscando que los módulos fotovoltaicos trabajen en el punto de máxima potencia. Para poder validarlo, primero se han validado dos de los algoritmos de control más utilizados en las instalaciones fotovoltaicas comerciales, el algoritmo de Perturbación & Observación y el algoritmo de Conductancia Incremental (esta validación, se ha realizado tanto mediante simulación como mediante medidas experimentales).

El nuevo algoritmo de control desarrollado en esta tesis, basado en el control en modo deslizante, se ha validado como los dos algoritmos anteriores, mediante simulación y mediante medidas experimentales. En el caso de simulación, el comportamiento es similar, aunque algo mejor que los algoritmos PO y CI analizados anteriormente. Para la validación experimental, se le ha hecho trabajar con valores de cargas bajas para demostrar su buen comportamiento, también en estas situaciones de carga.

Para finalizar, se comparan experimentalmente los tres algoritmos, haciéndoles trabajar en unas condiciones atmosféricas similares. El comportamiento de los algoritmos PO y CI es aceptable para valores de carga altos. Pero, en el momento en el que los valores de la carga disminuyen, las protecciones del convertidor (sobre-corrientes y sobre-calentamientos de los semiconductores) hacen que éste no pueda extraer la potencia requerida, teniendo un modo de operación erróneo. Esto es debido a que el PO y el IC presentan transitorios en el ciclo de trabajo y en la tensión, en la búsqueda del MPP, mayores que el que presenta el SMC. Para el caso del algoritmo de control SMC, operando desde valores muy pequeños de la resistencia de carga, su comportamiento es correcto. Demostrándose que el control en modo deslizante tiene mejor viabilidad que los algoritmos comerciales utilizados y representa, por tanto, una mejora en la operación de los sistemas fotovoltaicos.

A continuación se incluye un listado de publicaciones producto del desarrollo llevado a cabo en esta tesis.

### 6.1.1. Artículos Científicos

1. Ramos-Hernanz, J., Lopez-Guede, J. M., Barambones, O., Zulueta, E., Fernandez-Gamiz, U. “*Novel control algorithm for MPPT with Boost converters in photovoltaic systems*”. International Journal of Hydrogen Energy. 42(28):17831-17855, 2017.
  2. López-Guede, J. M., Ramos-Hernanz, J. A., Zulueta, E., Fernandez-Gamiz, U., Azkune, G. “*Dual model oriented modeling of monocrystalline PV modules based on artificial neuronal networks*”. International Journal of Hydrogen Energy. (2017). 42(28):18103-18120.
  3. Ramos-Hernanz, J. A., Barambones, O., Lopez-Guede, J. M., Zamora, I., Eguia, P., and Farhat, M. " *Sliding Mode Real-Time Control of Photovoltaic Systems Using Neural Estimators*". International Journal of Photoenergy. Article ID 5214061. Volume 2016. Hindawi Publishing Corporation. Páginas 1-16.
  4. Lopez-Guede, J. M., Ramos-Hernanz, J. A., Zulueta, E., Fernandez-Gamiz, U., Oterino, F. “*Systematic modeling of photovoltaic modules based on artificial neural networks*”. International Journal of Hydrogen Energy, 41(29), 12672-12687. 2016.
  5. Farhat, M., Barambones, O., Ramos-Hernanz, J. A., Duran, E., Andujar, J. M. “*Diseño e implementación de un sistema de control estable basado en lógica borrosa para optimizar el rendimiento de un sistema de generación fotovoltaico*”. Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI, 12, 4. Páginas 476 - 487. 2015.
  6. Ramos-Hernanz, J. A., López-Guede, J. M., Zamora Belver, I., Eguia López, P., Zulueta Guerrero, E., Barambones Caramazana, O., Oterino Echavarri, F., “*Modelling of a Photovoltaic Panel Based on Their Actual Measurements*”. International Journal on Technical and Physical Problems of Engineering. Volumen: 6 Número: 4. Páginas 37 - 41. 2014
  7. Ramos-Hernanz, J., Campayo, J., Oterino-Echavarri, F., Zulueta, E., Barambones, O., Fernández-Gamiz, U., Sancho, J., and Zamora, I. “*Calculation and simulation of the main dc-dc converters used in photovoltaic systems*”. International Journal on Technical and Physical Problems of Engineering. Volumen: 5 Número: 1. Páginas 144 - 148. 2013
  8. Ramos-Hernanz, J. A., Campayo Martin, J. J., Larrañaga Lesaca, J. M., Zulueta Guerrero, E., Barambones Caramazana, O., Motrico Gogeoascoechea, J. A., Fernández Gamiz, U., Zamora Belver, I.. “*Two Photovoltaic Cell Simulation Models in MATLAB/SIMULINK*”. International Journal on Technical and Physical Problems of Engineering. Volumen: 4 Número: 1. Páginas 45 - 51 2012.
  9. Ramos-Hernanz, J. A., Fernández Gamiz, U., Oterino Echavarri, F., Boyano Murillo, A. I., Barambones Caramazana, O., Zamora Belver, I.. “*Simulation*
-

- of a PV Module from their experimental data*". International Journal for Knowledge, Science and Technology. Volumen: 2 Número: 3. Páginas 8 - 14. 2011
10. Ramos-Hernanz, J. A., Fernandez Gamiz, U., Oterino Echavarri, F., Zulueta Guerrero, E., Larrañaga Lesaca, J. M., Sancho Saiz, J., Zamora Belver, I.. "*Development and Simulation of a Photovoltaic Cell*". International Journal for Knowledge, Science and Technology. Volumen: 1 Número: 3. Páginas 39 - 45. 2011
  11. Ramos-Hernanz, J. A., Campayo Martin, J. J., Zamora Belver, I., Larrañaga Lesaca, J. M., Zulueta Guerrero, E., Motrico Gogeoascoechea, J. A.. "*Characteristics of the Power Quality in a Photovoltaic System A Review*". International Journal for Knowledge, Science and Technology. Volumen: 1 Número: 1. Páginas 121 - 128. 2009

### 6.1.2. Contribuciones a Congresos

1. Ramos-Hernanz, J. A., Lopez-Guede, J. M., Zulueta-Guerrero, E., Bizon, N., Oterino-Echavarri, F., and Larrea, A. "*Study of the behavior of the Incremental Conductance algorithm for MPPT*". 8<sup>th</sup> International Conference on. IEEE. Electronics, Computers and Artificial Intelligence. 30 Junio -02 Julio, 2016, Ploiesti (Rumanía) .
  2. Ramos-Hernanz, J.A., López-Guede, J. M., Barambones, O., Zulueta-Guerrero, E., Fernández-Gamiz, U. "*Behavior of the sliding mode real time control of photovoltaic systems*". IV European Conference on Renewable Energy System. Agosto 2016. Estambul (Turquía).
  3. Ramos-Hernanz, J.A., López-Guede, J.M., Zamora, I., Eguia, P., Zulueta, E., Barambones, O. "*Study of the behavior of the Perturbation and Observation algorithm for MPPT*". 12th International Conference on Technical and Physical Problems of Electrical Engineering. Septiembre 2016. Bilbao (España).
  4. López-Guede, J.M., Ramos-Hernanz, J.A., Zulueta, E., and Fernández-Gamiz, U. "*Towards a systematic neural network based modelization of photovoltaic modules*". 3<sup>rd</sup> European Conference on Renewable Energy Systems (ECRES 2015). Octubre 2015. Kemer (Turquía).
  5. Ramos-Hernanz, J. A., López-Guede, J. M., Zamora Belver, I., Eguia López, P., Zulueta Guerrero, E., Barambones Caramazana, O. Puelles Perez, E. "*Simulation of a Photovoltaic Module Using Polynomial Equations*". 10<sup>th</sup> International Conference on Technical and Physical Problems of Electrical Engineering. Baku (Azerbaiyán). Septiembre 2014
  6. Maissa Farhat, Barambones Caramazana, O., Ramos-Hernanz, J. A., González de Durana García, José María. "*Maximum Power Point Tracking Con-*
-

- troller Based on Sliding Mode Approach*”, XXXV Jornadas de Automática. Valencia (España). Septiembre 2014.
7. Maissa Farhat, Barambones Caramazana, O., Ramos-Hernanz, J. A. “*Seguimiento del Punto de Máxima Potencia Basado en Lógica Difusa para un Sistema de Generación Fotovoltaico*”. X Simposio CEA de Control Inteligente. Segovia (España). Junio 2014
  8. Lopez-Guede, J. M., Ramos-Hernanz, J. A., Graña Romay, Manuel María. “*Artificial Neural Network Modeling of a Photovoltaic Module*”. 8<sup>th</sup> International Conference on Soft Computing Models in Industrial and Environmental Applications (SOCO 2013). Salamanca (España). Septiembre 2013.
  9. Ramos-Hernanz, J. A., Campayo Martín, J. J., Zulueta Guerrero, E., Barambones Caramazana, O., Eguía López, P., Zamora Belver, I. “*Obtaining the Characteristics Curves of a Photocell by Different Methods*”. International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ 13). Bilbao (España). Marzo 2013.
  10. Lopez-Guede, J. M., Ramos-Hernanz, J. A., Zulueta Guerrero, E., Oterino Echavarri, F., Fernández Gamiz, U. “*A Simple Neuronal Model of a Photovoltaic Panel*”. I European Workshop on Renewable Energy Systems (EWRES 2012). Alanya (Turquía). Septiembre 2012.
  11. Ramos-Hernanz, J. A., Lopez-Guede, J. M., Fernandez Gamiz, U., Zulueta Guerrero, E., Zamora Belver, I. “*Influence of large photovoltaic power installations on the grid*”. I European Workshop on Renewable Energy Systems (EWRES 2012). Alanya (Turquía). Septiembre 2012.
  12. Ramos-Hernanz, J. A., Campayo Martín, J. J., Oterino Echavarri, F., Zulueta Guerrero, E., Barambones Caramazana, O., Fernandez Gamiz, U., Sancho Saiz, J. , Zamora Belver, I. “*Main Converters DC/DC Used in Photovoltaic Systems*”. 8<sup>th</sup> International Conference on Technical and Physical Problems of Power Engineering. (ICTPE 2012). Fredrikstad (Noruega). Septiembre 2012.
  13. Ramos-Hernanz, J. A., Campayo Martín, J. J., Oterino Echavarri, F., Zulueta Guerrero, E., Puellas Pérez, E., Motrico Gogeoascoechea, J. A., Gómez Perez, M., Zamora Belver, I. “*Modelado y Simulación de una Célula Fotovoltaica*”. I Simposio CEA de Modelado y Simulación. Logroño (España). Mayo 2012.
  14. Ramos-Hernanz, J. A., Zamora Belver, I., Campayo Martín, J. J., Larrañaga Lesaca, J. M., Zulueta Guerrero, E., Barambones Caramazana, O., Motrico Gogeoascoechea, J. A. “*Development of Two Models of Photovoltaic Cell*”. 7<sup>th</sup> International Conference on Technical and Physical Problems of Power Engineering, (ICTPE 2011). Lefkosa (Chipre). Julio 2011.
-

15. Ramos-Hernanz, J. A., Zamora Belver, I., Campayo Martín, J. J., Larrañaga Lesaca, J. M., Zulueta Guerrero, E., Barambones Caramazana, O. “*Comparative Analysis Of Different Models For Pv Cell Simulation*”. 12<sup>th</sup> Portuguese-Spanish Conference on Electrical Engineering, (XII CLEEE). Ponta Delgada, Azores (Portugal) Julio 2011.
16. Ramos-Hernanz, J. A., Campayo Martín, J. J., Zamora Belver, I., Larrañaga Lesaca, J. M., Zulueta Guerrero, E., Puelles Perez, E. “*Modelling of Photovoltaic Module*”. 10 International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ 10). Granada (España). Marzo 2010.
17. Campayo Martín, J. J., Ramos-Hernanz, J. A., Zamora Belver, I., Larrañaga Lesaca, J. M., Zulueta Guerrero, E., Motrico Gogeochea, J. A. “*Photovoltaic System Behaviour With Different Loads*”. 10 International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ10). Granada (España) Marzo 2010.
18. Ramos-Hernanz, J. A., Campayo Martín, J. J., Zamora Belver, I., Larrañaga Lesaca, J. M., Zulueta Guerrero, E. “*Analysis of Power Quality in a Photovoltaic System*”. 5<sup>th</sup> International Conference on Technical and Physical Problems of Power Engineering (TPE-2009). Bilbao (España) Septiembre 2009.
19. Ramos-Hernanz, J. A., Campayo Martín, J. J., Zamora Belver, I., Puelles Pérez, E., Motrico Gogeochea, J. A., Sancho Saiz, J. “*Dynamic Simulation of a Photovoltaic Installation*”. International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ 09). Valencia (España). Abril 2009.
20. Ramos-Hernanz, J. A., Campayo Martín, José Joaquín, Zamora Belver, I., Puelles Pérez, E., Zulueta Guerrero, E. “*Solar Intensity Estimation in a Geographical Region Based on Agents*”. International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ 08). Santander (España). Marzo 2008.

## 6.2. Líneas Futuras

Tras la contribución aportada en esta tesis, como líneas de trabajo futuras se proponen las siguientes:

- Dentro del apartado de la nueva metodología de obtención de modelos de redes neuronales para la optimización de módulos fotovoltaicos:
  - ◇ Realización de un nuevo procedimiento de medida de valores experimentales, a partir de una carga variable programable, con el fin de acortar los tiempos de recogida de datos.
  - ◇ Analizar otros tipos de redes neuronales, con especial atención a los nuevos paradigmas, para analizar si pudieran llegar a tener un comportamiento mejor.

- ◇ Desarrollar nuevos modelos que permitan predecir la pérdida de rendimiento de los módulos fotovoltaicos en base a su antigüedad.
  - ◇ Sintetizar y analizar el desempeño de algoritmos basados en lógica borrosa para comparar con los modelos desarrollados, a la hora de conseguir trabajar en el MPP.
  - Dentro del apartado del desarrollo de un nuevo algoritmo de control en modo deslizante (SMC).
    - ◇ Aplicación de este nuevo algoritmo de control a otras energías renovables, como es el caso de las pilas de hidrógeno.
-





# Capítulo 7

## Bibliografía



# Bibliografía

- [1] Jose Miguel Corrales. Breve historia de la energía solar fotovoltaica. Re-energiza.es. Enero 2015.
- [2] Fernando Monera. Un repaso a la historia de los parques solares en España. Energías Renovables.com. Abril 2015.
- [3] Julio Cárabe. La energía solar en España. Fotoplat.org. Marzo 2015.
- [4] Antonio Jimenez Abraham and Wanda Cazalla Marcos. La energía solar fotovoltaica en España: ascensión y caída de las ayudas públicas. Foro Jurídico. La revista internacional de derecho práctico. Número 14. Marzo 2014.
- [5] CIDE. Sector eléctrico. Normativa. Cide.net, 2017.
- [6] VidaSostenible. Situación fotovoltaica en España. Vidasostenible.org. Enero 2012.
- [7] Javier del Amo. *El tiempo de la energía solar fotovoltaica*. Unión Española Fotovoltaica, 2106.
- [8] Madridsolar. *Guía de la Energía Solar*. Energía Solar Fotovoltaica en la Comunidad de Madrid - Dirección General de Industria, Energía y Minas. Comunidad de Madrid, 2006.
- [9] Grupo de Nuevas Actividades Profesionales. *Energía Solar Fotovoltaica*. Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación, 2007.
- [10] Miguel Alonso Abella. *Sistemas Fotovoltaicos: Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica*. Era solar, 2005.
- [11] Daniel Pérez Carrasco. Procedimiento de mantenimiento y calibración de estación radiométrica. *Universidad de Sevilla*. 2007.
- [12] S. Edson, C. Lidio, A. Posadas, and C Cabrera. Estimación horaria de la irradiancia solar total extraterrestre. *Revista del Instituto de Investigaciones FIGMMG*, 10(19):72–77, 2007.
- [13] Jose María de Juana. *Energías Renovables para el desarrollo*. Paraninfo, 2003.

- 
- [14] JA Ramos-Hernanz, J. Campayo, I. Zamora, Larrañaga J., E. Zulueta, and J. Motrico. Characteristics of the power quality in a photovoltaic system. A review. *International Journal For Knowledge, Science And Technology*, 1(1):121–128, 2009.
- [15] J.A. Ramos-Hernanz, J.J. Campayo Martín, I. Zamora Belver, E. Puelles Pérez, J.A. Motrico Gogeoascoechea, and J. Sancho Sáiz. Dynamic simulation of a photovoltaic installation. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*. Valencia (España). Abril 2009.
- [16] A. Luque and S. Hegedus. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. John Wiley & Sons Ltd., 2011.
- [17] T. Logeswaran and A. SenthilKumar. A review of maximum power point tracking algorithms for photovoltaic systems under uniform and non-uniform irradiances. *Energy Procedia*, 54:228–235, 2014.
- [18] V. Salas, E. Olías, A. Barrado, and A. Lázaro. Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 90(11):1555 – 1578, 2006.
- [19] M. Norgaard, O. Ravn, N.K. Poulsen, and L.K. Hansen. *Neural Networks for Modelling and Control of Dynamic Systems. A Practitioners Handbook*. Advanced Textbooks in Control and Signal Processing. Springer-Verlag London, 2000.
- [20] H Mekki, A Mellit, H Salhi, and B Khaled. Modeling and simulation of photovoltaic panel based on artificial neural networks and VHDL language. *14th IEEE International Conference on Electronics, Circuits and Systems*. pp: 58–61. 2007.
- [21] R Khezzar, M Zereg, and A Khezzar. Comparative study of mathematical methods for parameters calculation of current-voltage characteristic of photovoltaic module. *International Conference on Electrical and Electronics Engineering*. pp: 1-28. Bursa (Turquía). Noviembre 2009.
- [22] MG. Villalva, JR. Gazoli, and ER. Filho. Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays. *Brazilian Power Electronics Conference*. pp: 1244-1254. Bonito-Mato Grosso do Sul, (Brasil). Septiembre 2009.
- [23] Christiana Honsberg and Stuart Bowden. Photovoltaic education network, 2017. <http://www.pveducation.org/>.
- [24] Higinio F. Menéndez Alfredo González. Degradación de un sistema fotovoltaico conectado a la red. *13 Congreso Nacional del Medio Ambiente*. Madrid (España). Noviembre 2016.
- [25] JA Ramos-Hernanz, JJ Campayo, E Zulueta, O Barambones, P Eguía, and I Zamora. Obtaining the characteristics curves of a photocell by different methods. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*. Bilbao (España), Marzo 2013.
-

- 
- [26] J. Ramos-Hernanz, I. Zamora, J. Campayo, J. Larrañaga, E. Zulueta, and O. Barambones. Comparative analysis of different models for PV cell simulation. *12th Portuguese-Spanish Conference on Electrical Engineering*. Ponta Delgada, Azores (Portugal). Julio 2011.
- [27] J.A. Ramos-Hernanz, I. Zamora, J. J. Campayo, J.M. Larrañaga, E. Zulueta, O. Barambones, and J. A. Motrico. Development of two models of photovoltaic cell. *7th International Conference on Technical and Physical Problems of Power Engineering*. Lefkosa (Chipre). Julio 2011.
- [28] J. A. Ramos-Hernanz, J. J. Campayo Martin, F. Oterino Echavarri, E. Zulueta Guerrero, J. A. Puelles Perez, E. and Motrico Gogeochea, M. Gomez Perez, and I. Zamora Belver. Modelado y simulación de una célula fotovoltaica. *I Simposio CEA de Modelado y Simulación*. Logroño (España). Mayo 2012.
- [29] Akihiro Oi. Design and simulation of photovoltaic water pumping system. *Faculty of California Polytechnic State University, San Luis Obispo*. Septiembre 2005.
- [30] Geoff Walker et al. Evaluating MPPT converter topologies using a Matlab PV model. *Journal of Electrical & Electronics Engineering*, 21(1):49–56, 2001.
- [31] F M González-Longatt. Model of photovoltaic in Matlab TM. *II Congreso Iberoamericano de Estudiantes de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación*. Puerto la Cruz (Venezuela). Abril 2006.
- [32] G. G. Merino, L. O. Lagos, and J. E. Gontupil. Monitoring and evaluation of a direct coupled photovoltaic pumping system. *Applied Engineering in Agriculture*, 24(3), 2008.
- [33] Ali Naci Celik and Nasir Acikgoz. Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models. *Applied Energy*, 84(1):1–15, 2007.
- [34] J.A. Ramos-Hernanz, I. Zamora, and J.J. Campayo. Modelling of photovoltaic module. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*. Granada (España). Marzo 2010.
- [35] D. Sera, R. Teodorescu, and P. Rodriguez. Partial shadowing detection based on equivalent thermal voltage monitoring for PV module diagnostics. *35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*. pp. 708-713. Oporto (Portugal). Noviembre 2009.
- [36] Du Yun-Feng and Mei Ying. Dynamic modeling and simulation of photovoltaic energy conversion system. *7th International Conference on Wireless Communications, Networking and Mobile Computing*. Wuhan (China). Septiembre 2011.
-

- 
- [37] Q. Kou, S. A. Klein, and W. A. Beckman. A method for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping systems. *Solar Energy*, 64(1):33–40, 1998.
- [38] D. Sera, R. Teodorescu, and P. Rodriguez. PV panel model based on datasheet values. *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, pp: 2392-2396. Noviembre 2007. Vigo (España).
- [39] Widalys De Soto, SA Klein, and WA Beckman. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, 80(1):78–88, 2006.
- [40] W. Xiao and W.G. Dunford. A novel modeling method for photovoltaic cells. *35th Annual Power Electronics Specialists Conference*. pp: 1950-1956. Aachen (Alemania). Junio 2004.
- [41] JA. Ramos-Hernanz, U. Fernández-Gamiz, F. Oterino-Echavarri, E. Zulueta, J. Larrañaga, and I. Zamora. Development and simulation of a photovoltaic cell. *International Journal For Knowledge, Science And Technology*, 1(3):39–45. Abril 2011.
- [42] JD. Bastidas-Rodriguez, G. Petrone, CA. Ramos-Paja, and G. Spagnuolo. A genetic algorithm for identifying the single diode model parameters of a photovoltaic panel. *Mathematics and Computers in Simulation*, 131:38–54, 2015.
- [43] S. Bensmail, D. Rekioua, and H. Azzi. Study of hybrid photovoltaic /fuel cell system for stand-alone applications. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(39):13820–13826, 2015.
- [44] M.G. Molina and E.J. Espejo. Modeling and simulation of grid-connected photovoltaic energy conversion systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(16):8702–8707, 2014.
- [45] Huan-Liang Tsai, Ci-Siang Tu, and Yi-Jie Su. Development of generalized photovoltaic model using Matlab / Simulink. *Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science*. pp:1-6. San Francisco (USA). Octubre 2008.
- [46] Gokay Bayrak and Mehmet Cebeci. Grid connected fuel cell and PV hybrid power generating system design with Matlab/ Simulink. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(16):8803 – 8812, 2014.
- [47] Ozcan Atlam. An experimental and modelling study of a photovoltaic/proton-exchange membrane electrolyser system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(16):6589–6595, 2009.
- [48] Farida Bandou, Amar Hadj Arab, Mohammed Said Belkaid, Pierre-Olivier Logerais, Olivier Riou, and Abderafi Charki. Evaluation performance of photovoltaic modules after a long time operation in Saharan environment. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(39):13839 – 13848, 2015.
-

- 
- [49] JA Ramos-Hernanz, JJ Campayo, J Larrañaga, E Zulueta, O Barambones, J Motrico, U Fernández Gamiz, and I Zamora. Two photovoltaic cell simulation models in Matlab / Simulink. *International Journal on Technical and Physical Problems of Engineering,(IJTPE)*, 4(1):45–51. Marzo 2012.
- [50] Martin Wolf and Hans Rauschenbach. Series resistance effects on solar cell measurements. *Advanced energy conversion*, 3(2):455–479, 1963.
- [51] Daniel Chan and Jacob Phang. Analytical methods for the extraction of solar-cell single and double-diode model parameters from I-V characteristics. *IEEE Transactions on Electron Devices*, 34(2):286–293, 1987.
- [52] JA Gow and CD Manning. Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, 146(2):193–200, 1999.
- [53] MR AlRashidi, KM El-Naggar, and MF AlHajri. Parameters estimation of double diode solar cell model. *Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology*, 7(2):118–121, 2013.
- [54] Ali M Humada, Mojgan Hojabri, Saad Mekhilef, and Hussein M Hamada. Solar cell parameters extraction based on single and double-diode models: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56:494–509, 2016.
- [55] Rosario Miceli, Aldo Orioli, and Alessandra Di Gangi. A procedure to calculate the I-V characteristics of thin-film photovoltaic modules using an explicit rational form. *Applied Energy*, 155:613–628, 2015.
- [56] Adel A Elbaset, Hamdi Ali, and Montaser Abd-El Sattar. Novel seven-parameter model for photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 130:442–455, 2014.
- [57] Dhiaa Halboot Muhsen, Abu Bakar Ghazali, Tamer Khatib, and Issa Ahmed Abed. Parameters extraction of double diode photovoltaic module's model based on hybrid evolutionary algorithm. *Energy Conversion and Management*, 105:552 – 561, 2015.
- [58] JA Ramos-Hernanz, U. Fernández-Gamiz, F. Oterino-Echavarri, A. Boyano, O. Barambones, and I. Zamora. Simulation of a PV module from their experimental data. *International Journal For Knowledge, Science And Technology*, 2(3):8–14. Octubre 2011.
- [59] J. A. Ramos-Hernanz, J. M. López-Guede, I Zamora Belver, P. Eguía Lopez, E. Zulueta, O. Barambones, and F. Oterino-Echavarri. Modelling of a photovoltaic panel based on their actual measurements. *10th International Conference on Technical and Physical Problems of Power Engineering*, 6:37–41, 2014.
- [60] Michael Chester. *Neural networks: a tutorial*. Prentice Hall, New Jersey, 1993.
-

- 
- [61] D. Kriesel. *A Brief Introduction to Neural Networks*. dkriesel.com, 2011.
- [62] Fernando Tanco. Introducción a las redes neuronales artificiales. *Grupo de Inteligencia Artificial*. 2003.
- [63] Carlos A. Ruiz Marta S. Basualdo. Redes neuronales: Conceptos básicos y aplicaciones. *Grupo de Investigación Aplicada a la Ingeniería Química (GIAIQ)*. Marzo (2001).
- [64] Soteris Kalogirou and Arzu Sencan. Artificial intelligence techniques in solar energy applications. *INTECH Open Access Publisher*. pp: 315-340. 2010.
- [65] F Almonacid, Leocadio Hontoria, Jorge Aguilera, and G Nofuentes. Una nueva aproximación para la caracterización de módulos fotovoltaicos basada en redes neuronales. *Boletín del Instituto de Estudios Giennenses*, (192):287–310, 2005.
- [66] F Almonacid, C Rus, L Hontoria, and FJ Muñoz. Characterisation of PV CIS module by artificial neural networks. A comparative study with other methods. *Renewable Energy*, 35(5):973–980, 2010.
- [67] JM López-Guede, JA Ramos-Hernanz, E. Zulueta, and U Fernández-Gamiz. Towards a systematic neural network based modelization of photovoltaic modules. *3rd European Conference on Renewable Energy Systems*. Octubre 2015. Kemer (Turquía).
- [68] Francesco Bonanno, Giacomo Capizzi, G Graditi, C Napoli, and Giuseppe Marco Tina. A radial basis function neural network based approach for the electrical characteristics estimation of a photovoltaic module. *Applied Energy*, 97:956–961, 2012.
- [69] A Mellit, S Sağlam, and SA Kalogirou. Artificial neural network-based model for estimating the produced power of a photovoltaic module. *Renewable energy*, 60:71–78, 2013.
- [70] Esteban Velilla, Jaime Valencia, and Franklin Jaramillo. Performance evaluation of two solar photovoltaic technologies under atmospheric exposure using artificial neural network models. *Solar Energy*, 107:260–271, 2014.
- [71] María Isabel Arteaga Orozco. Control no lineal de convertidores conmutados CC/CC: análisis de prestaciones y verificación experimental. *Universidad Politécnica de Cataluña*, Noviembre. 2006.
- [72] José Manuel Andújar Márquez. Prototipo experimental para la medida y caracterización de las curvas IV y PV de módulos y arrays FVs : diseño, modelado, implementación y pruebas. *Universidad de Huelva*. 2010.
-



- 
- [73] J.A. Ramos-Hernanz, J.J. Campayo, F. Oterino-Echavarri, E. Zulueta, O. Barambones, U. Fernández-Gamiz, J. Sancho, and I. Zamora. Calculation and simulation of the main DC/DC converters used in photovoltaic systems. *International Journal on Technical and Physical Problems of Engineering*, 2013.
- [74] J. A. Ramos-Hernanz, J. J. Campayo, F. Oterino-Echavarri, E. Zulueta, O. Barambones, U. Fernandez-Gamiz, J. Sancho Saiz, and I. Zamora. Main DC/DC converters used in photovoltaic systems. *8th International Conference on Technical and Physical Problems of Power Engineering*. Septiembre 2012.
- [75] M. Abdulkadir, A.H.M. Samosir, A.S. and Yatim, and S.T. Yusuf. A new approach of modeling, simulation of MPPT for photovoltaic system in simulink model. *ARPJN Journal of Engineering and Applied Sciences*, 8(7):488–494. Julio 2013.
- [76] Luigi Piegari, Renato Rizzo, Ivan Spina, and Pietro Tricoli. Optimized adaptive perturb and observe maximum power point tracking control for photovoltaic generation. *Energies*, 8(5):3418–3436, 2015.
- [77] P.S. Maji, S. Dikshit, and S. Mohapatra. Modelling and simulation of photovoltaic model using incremental conductance algorithm. *International Journal of Engineering and Management Research*, 4(2):205–211, 2014.
- [78] Sangita S Kondawar and UB Vaidya. A comparison of two MPPT techniques for PV system in Matlab Simulink. *International Journal of Engineering Research and Development*, 2(7):73–79, 2012.
- [79] N Patil Sahebrao and RC Prasad. Design and simulation of MPPT algorithm for solar energy system using Simulink model. *International Journal of Research in Engineering and Applied Sciences*, 2(01):37–40, 2014.
- [80] Ting-Chung Yu and Yu-Cheng Lin. A study on maximum power point tracking algorithms for photovoltaic systems. *Lunghwa University of Science and Technology, Dept. of Electrical Engineering*, 2010.
- [81] Ioan Cristian Hoarca and Marian Raducu. On the micro-inverter performance based on three MPPT controllers. *Journal of Electrical Engineering, Electronics, Control and Computer Science*, 1(1):7–14, 2015.
- [82] Nicu Bizon. Energy harvesting from the PV hybrid power source. *Energy*, 52:297–307, 2013.
- [83] N. Bizon and M. Oproescu. Power converters for energy generation systems. *Publishing house of the University of Pitesti*, 2007. ISSN: 978-973-690-644-2.
- [84] J. A Frutos Martínez, S. Cortes Gutiérrez, O. Carranza Castillo, and R. Ortega Gonzalez. Estudio comparativo de algoritmos de búsqueda del punto
-

- de máxima potencia en sistemas de generación eólica. *Instituto Politécnico Nacional*. pp: 220-230. Colima (México). Octubre 2012.
- [85] Ayedh H Alqahtani and Vadim I Utkin. Self-optimization of photovoltaic system power generation based on sliding mode control. *38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*. pp: 3468–3474. Montreal (Canada). Octubre 2012.
- [86] Yoash Levron and Doron Shmilovitz. Maximum power point tracking employing sliding mode control. *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers*, 60(3):724–732, 2013.
- [87] Jean-Jacques E Slotine and Weiping Li. Applied nonlinear control. *Prantice-Hall, Englewood Cliffs*, 1991.
- [88] Jubaer Ahmed and Zainal Salam. An improved perturb and observe (PO) maximum power point tracking MPPT algorithm for higher efficiency. *Applied Energy*, 150:97–108, 2015.
- [89] D Rekioua, AY Achour, and T Rekioua. Tracking power photovoltaic system with sliding mode control strategy. *Energy Procedia*, 36:219–230, 2013.
- [90] H Mohssine, M Kourchi, and H Bouhouch F Debbagh. Perturb and observe (PO) and incremental conductance (INC) MPPT algorithms for PV panels. *International Journal of Soft Computing and Engineering*, 5(2):123–126, 2015.
- [91] UmaShankar Patel, Ms Dhaneshwari Sahu, and Deepkiran Tirkey. Maximum power point tracking using perturb & observe algorithm and compare with another algorithm. *International Journal of Digital Application & Contemporary research*, 2(2), 2013.
- [92] T Tafticht, K Agbossou, ML Doumbia, and A Cheriti. An improved maximum power point tracking method for photovoltaic systems. *Renewable energy*, 33(7):1508–1516, 2008.
- [93] J.A. Ramos-Hernanz, J.M. López-Guede, I. Zamora, P. Eguía, E. Zulueta, and O. Barambones. Study of the behavior of the Perturbation and Observation algorithm for MPPT. *International Conference on Technical and Physical Problems of Electrical Engineering*. Bilbao (España). Septiembre 2016.
- [94] Geethanjali Purushothaman, Vimisha Venugopalan, and Aleena Mariya Vincent. Real-time simulation platform for photovoltaic system with a boost converter using MPPT algorithm in a DSP controller. *Frontiers in Energy*, 7(3):373–379, 2013.
- [95] P Sivakumar, Abdullah Abdul Kader, Yogeshraj Kaliavaradhan, and M Arutchelvi. Analysis and enhancement of PV efficiency with incremental conductance MPPT technique under non-linear loading conditions. *Renewable Energy*, 81:543–550, 2015.
-

- 
- [96] J. A. Ramos-Hernanz, J. M. López-Guede, E. Zulueta-Guerrero, N. Bizon, F. Oterino-Echavarri, and A. Larrea. Study of the behavior of the Incremental Conductance algorithm for MPPT. *8th International Conference on Electronics, Computers and Artificial Intelligence*. pp: 1-6. Ploesti Rumanía). Julio 2016.
- [97] Maissa Farhat, Oscar Barambones, Jose A Ramos-Hernanz, Eladio Duran, and Jose M Andujar. Diseño e implementación de un sistema de control estable basado en lógica borrosa para optimizar el rendimiento de un sistema de generación fotovoltaico. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI*, 12(4):476–487, 2015.
- [98] K Sundareswaran, S Palani, et al. Application of a combined particle swarm optimization and perturb and observe method for MPPT in PV systems under partial shading conditions. *Renewable Energy*, 75:308–317, 2015.
- [99] M. Farhat, O. Barambones, J. A. and Ramos-Hernanz, and J.M.G. Durana. Maximum power point tracking controller based on sliding mode approach. *XXXV Jornadas de Automática*. Valencia (España). Septiembre 2014.
- [100] Hanen Drissi, Jalel Khediri, Wajdi Zaafrane, and Ezzedine Ben Braiek. Critical factors affecting the photovoltaic characteristic and comparative study between two maximum power point tracking algorithms. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(13):8689–8702, 2016.
- [101] Issam Houssamo, Fabrice Locment, and Manuela Sechilariu. Maximum power tracking for photovoltaic power system: Development and experimental comparison of two algorithms. *Renewable Energy*, 35(10):2381–2387, 2010.
- [102] I William Christopher and R Ramesh. Comparative study of PO and IC MPPT algorithms. *American Journal of Engineering Research*, 2(12):402–408, 2013.
- [103] S Elmetennani, TM Laleg-Kirati, M Djemai, and M Tadjine. New MPPT algorithm for PV applications based on hybrid dynamical approach. *Journal of Process Control*, 48:14–24, 2016.
- [104] A Cid-Pastor, L Martinez-Salamero, A El Aroudi, R Giral, J Calvente, and R Leyva. Synthesis of loss-free resistors based on sliding-mode control and its applications in power processing. *Control Engineering Practice*, 21(5):689–699, 2013.
- [105] Fan Zhang, Jon Maddy, Giuliano Premier, and Alan Guwy. Novel current sensing photovoltaic maximum power point tracking based on sliding mode control strategy. *Solar Energy*, 118:80 – 86, 2015.
- [106] Trishan Eswam, Patrick L Chapman, et al. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 22(2):439, 2007.
-

- 
- [107] Hegazy Rezk and Ali M Eltamaly. A comprehensive comparison of different MPPT techniques for photovoltaic systems. *Solar Energy*, 112:1–11, 2015.
- [108] Pulkit Singh, DK Palwalia, Amit Gupta, and Prakash Kumar. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *International Advanced Research Journal in Science, Engineering and Technology*, 2(1), 2015.
- [109] Jose Manuel López-Guede, Jose Antonio Ramos-Hernanz, Ekaitz Zulueta, Unai Fernández-Gamiz, and Fernando Oterino. Systematic modeling of photovoltaic modules based on artificial neural networks. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(29):12672–12687, 2016.
- [110] JM. López-Guede, JA. Ramos-Hernanz, E. Zulueta Guerrero, F. Oterino Echavarri, and U. Fernández Gamiz. A simple neuronal model of a photovoltaic panel. *Proceedings of I European Workshop on renewable Energy Systems*. Alanya (Turquía). Septiembre 2012.
- [111] Jose Manuel López-Guede, Jose Antonio Ramos-Hernanz, Ekaitz Zulueta, Unai Fernández-Gamiz, and Gorka Azkune. Dual model oriented modeling of monocrystalline PV modules based on artificial neuronal networks. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(28):18103–18120, 2017.
- [112] Jose Manuel López-Guede, Jose Antonio Ramos-Hernanz, and Manuel Graña. Artificial neural network modeling of a photovoltaic module. *International Joint Conference SOCO13-CISIS13-ICEUTE13*, 2013.
- [113] Abhik Kumar Das. An explicit JV model of a solar cell using equivalent rational function form for simple estimation of maximum power point voltage. *Solar Energy*, 98:400–403, 2013.
- [114] Kashif Ishaque, Zainal Salam, and Hamed Taheri. Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 95(2):586–594, 2011.
- [115] S. Gupta, H. Tiwari, M. Fozdar, and V. Chandna. Development of a two diode model for photovoltaic modules suitable for use in simulation studies. *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Asia-Pacific*. pp: 1-4, Marzo 2012.
- [116] Wenyin Gong and Zhihua Cai. Parameter extraction of solar cell models using repaired adaptive differential evolution. *Solar Energy*, 94:209–220, 2013.
- [117] Lian Lian Jiang, Douglas L Maskell, and Jagdish C Patra. Parameter estimation of solar cells and modules using an improved adaptive differential evolution algorithm. *Applied Energy*, 112:185–193, 2013.
- [118] Kashif Ishaque, Zainal Salam, Saad Mekhilef, and Amir Shamsudin. Parameter extraction of solar photovoltaic modules using penalty-based differential evolution. *Applied Energy*, 99:297–308, 2012.
-

- 
- [119] Mounia Ameziane, Bouchra Sefriti, Jaouad Boumhidi, and Khadija Slaoui. Neural network sliding mode control for a photovoltaic pumping system. *Journal of Electrical Systems*, 9(3):380–391, 2013.
- [120] Maissa Farhat, Oscar Barambones, Jose A Ramos-Hernanz, Eladio Duran, Jose M Andujar, and Sbita Lassaad. Seguimiento del punto de máxima potencia basado en lógica difusa para un sistema de generación fotovoltaico. *X Simposio CEA de Control Inteligente*, 2014. pp: 1-6, Junio 2014.
- [121] J. A. Ramos-Hernanz, O. Barambones, J. M. López-Guede, I. Zamora, P. Eguía, and M Farhat. Sliding mode real-time control of photovoltaic systems using neural estimators. *International Journal of Photoenergy*, 2016.
- [122] J.A. Ramos-Hernanz, J. M. López-Guede, O. Barambones, E. Zulueta-Guerrero, and U. Fernández-Gamiz. Behavior of the sliding mode real time control of photovoltaic systems. *IV European Conference on Renewable Energy System*. Agosto 2016. Estambul (Turquía).
- [123] Josean Ramos-Hernanz, Jose Manuel López-Guede, Oscar Barambones, Ekaitz Zulueta, and Unai Fernández-Gamiz. Novel control algorithm for MPPT with boost converters in photovoltaic systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(28):17831–17855, 2017.
- [124] J. A. Ramos-Hernanz, J. M. López Guede, I. Zamora Belver, P. Eguia López, E. Zulueta Guerrero, O. Barambones Caramazana, and E. Puelles Pérez. Simulation of a photovoltaic module using polynomial equation. *10th International Conference on Technical and Physical Problems of Electrical Engineering*. Baku (Azerbaiyán). Septiembre 2014.
- [125] Abdullah M Noman, Khaled E Addoweesh, and Hussein M Mashaly. DSPACE real-time implementation of MPPT based FLC method. *International Journal of Photoenergy*, 2013, 2013. ID 549273.
- [126] Jaswandi V Sawant and Divyesh L Ginoya. dSPACE DS1104 based proportional integral sliding mode controller for continuous conduction mode buck boost converter. *dSPACE User Conference*. India. Septiembre 2012.
-



# Anexos

Anexo A. Sistema experimental

Anexo B. Características de la instalación real y  
toma de datos





# Anexo A

## Sistema experimental

### A.1. Descripción del sistema

Para las comprobaciones experimentales, en tiempo real, se ha utilizado una tarjeta controladora dSPACE como plataforma de control. dSPACE es un sistema de control digital de altas prestaciones, basado en el procesador MPC8240 y el procesador DSP TMS320F240, que permite la creación rápida de prototipos. Esta forma rápida y sencilla de hacer prototipado implica que la generación del prototipo es directo.

El sistema real aplicado es el mismo que el modelo del módulo fotovoltaico usado en la simulación, lo que reduce los posibles errores de paso de la simulación a la realidad. En este sentido, destacar que antes de la aparición de estos sistemas en tiempo real, los tiempos de desarrollo eran muy largos. El modelo simulado y el sistema real no estaban conectados directamente, es decir, el sistema utilizado para la aplicación final era diferente del sistema utilizado para el desarrollo. La necesidad de reducir los tiempos de desarrollo de estos sistemas ha traído al mercado estos sistemas en tiempo real, que han llegado a ser muy potentes con la evolución de los procesadores. Entre los sistemas en tiempo real disponibles, dSPACE es uno de los más cómodos de usar debido a su conexión con Matlab/Simulink. Así, dSpace es muy fácil de integrar en Simulink y la generación del código para su procesador se puede realizar directamente en Matlab.

La Figura A.1 muestra el diagrama de bloques del sistema, mientras que la Figura A.2a muestra una foto de los elementos utilizados en el laboratorio (ordenador, dSPACE, convertidor Boost y carga), que componen el sistema de seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico mostrado en la Figura A.2b, situado en la azotea de la Escuela Universitaria de Ingeniería de Vitoria-Gasteiz.

Los procesadores digitales de señales (DSP) en tiempo real, como por ejemplo el modelo dSPACE DSP1104, son ampliamente utilizados en la industria y en el ámbito de la investigación. La tarjeta dSPACE DSP1104 permite el desarrollo de controladores digitales multivariables de alta velocidad y la creación de prototipos

en tiempo real, [94, 125]. Sus características son las siguientes: un procesador principal MPC8240, PowerPC 603e core, a 250 MHz, con 32 kByte cache interna y un subsistema DSP esclavo TMS320F240 de Texas Instruments.

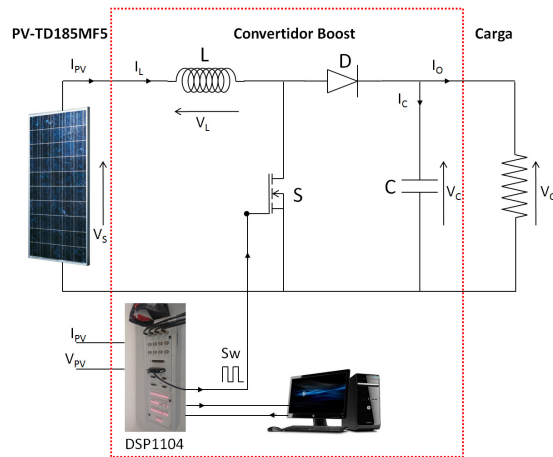


Figura A.1: Diagrama de bloques del sistema



(a) Sistema en el laboratorio



(b) Módulos fotovoltaicos

Figura A.2: Sistema experimental

## A.2. Proceso

Los sistemas en tiempo real permiten obtener valores del sistema mientras el modelo simulado está en ejecución. Esta tarjeta se puede integrar, mediante la toolbox para trabajo en tiempo real y de su interfaz en tiempo real, con Matlab/Simulink. El proceso de trabajo es el siguiente:

1. Realización de un modelo con el algoritmo y las estrategias de control mediante bloques de Simulink o de sus toolbox. El proceso de realización de este modelo es el mismo que para cualquier esquema de Simulink, lo único que hay que tener en cuenta es que es necesaria la librería RTI1104. De esta librería se necesitan los siguientes elementos:

- DS1104MUX\_ADC: Se usa para leer hasta 4 canales del convertidor A/D. Se medirá la Irradiancia ( $G$ ) y la Temperatura ( $T$ ) existentes.
  - DS1104ADC\_CX: Se usa para leer de un solo canal, de entre los 4 canales paralelos del convertidor A/D. Por lo tanto, habrá que decir desde qué canal se quiere leer (desde el ADCH5 al ADCH8). En esta tesis, ADCH5 lee la tensión del generador fotovoltaico ( $V_g$ ), ADCH6 lee la corriente del generador fotovoltaico ( $I_g$ ), ADCH7 lee la tensión a la salida del convertidor ( $V_O$ ) y ADCH8 lee la corriente a la salida del convertidor ( $I_O$ ).
  - DS1104SL\_DSP\_PWM: Se usa para generar señales PWM estándar con ciclos de trabajo variables y si se necesita permitir una parada PWM durante el tiempo de ejecución.
2. Compilar el modelo y generar el código en tiempo real específico para dSPACE. (Tools>Code Generation>Build Model en Simulink).
  3. Generar el interfaz mediante elementos simples de la GUI (pulsadores, displays, botones de radio, etc.) así como otros más complejos como trazadores gráficos, realismo fotográfico, etc. en ControlDesk 5.1, como muestra la Figura A.3. En esta etapa del proceso hay que indicar cual es el archivo que contiene el código en tiempo real obtenido de la compilación en Simulink.
  4. Activar el proceso de tiempo real. Va a permitir la visualización, la manipulación y grabación de las variables del sistema en tiempo real, a través de la pantalla y de la interfaz gráfica del usuario

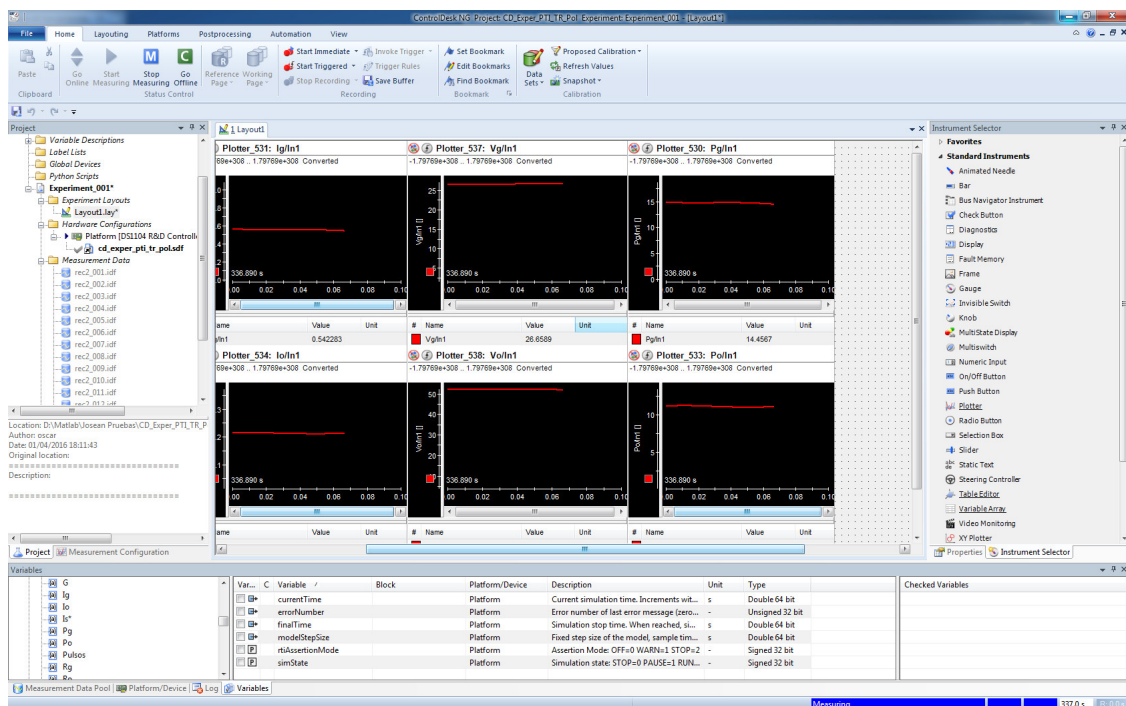


Figura A.3: Ventana de ControlDesk 5.1.

### A.2.1. Diseño e implementación del modelo matemático del sistema en Simulink.

En las Figuras A.4, A.5, A.6 y A.7 se muestran algunos de los modelos realizados en Simulink.

Mediante los elementos, DS1104MUX\_ADC (irradiancia y temperatura), DS1104ADC\_C8 (corriente a la salida del convertidor, corriente en la carga), DS1104ADC\_C7 (tensión a la salida del convertidor, la tensión en la carga), DS1104ADC\_C5 (tensión a la salida del modulo fotovoltaico, la tensión de entrada al convertidor (al algoritmo de control)), DS1104ADC\_C6 (corriente a la salida del modulo fotovoltaico, corriente de entrada al convertidor (al algoritmo de control)) se leen los valores de las variables del sistema que le van a llegar al DSP. Conociendo estos valores, también se podrán visualizar las variables, posteriormente en el ControlDesk.

A cada una de estas variables se les multiplica por una ganancia, que viene marcada por las características de fabricación del convertidor y por el propio ControlDesk. Las ganancias debidas al convertidor son:  $I_O \times 4$ ,  $V_O \times 25$ ,  $I_g \times 4$ ,  $V_g \times 6$ , como se observa en la Figura A.8. Y se tendrá que multiplicar por 10 debido al ControlDesk. El elemento DS1104SL\_DSP\_PWM recibe el ciclo de trabajo al cual va a funcionar el convertidor, generado por el algoritmo de control.

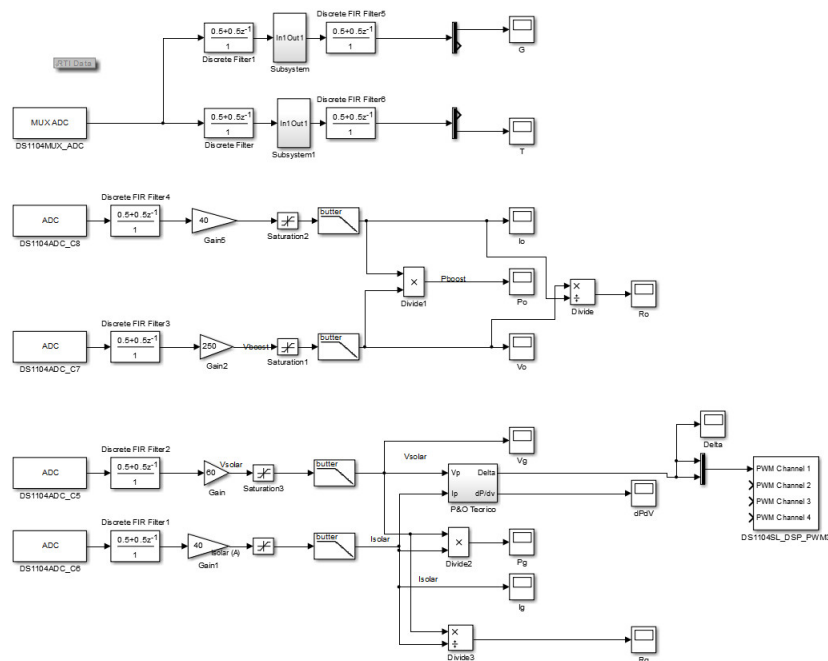


Figura A.4: Esquema en Simulink del control P&O Teórico

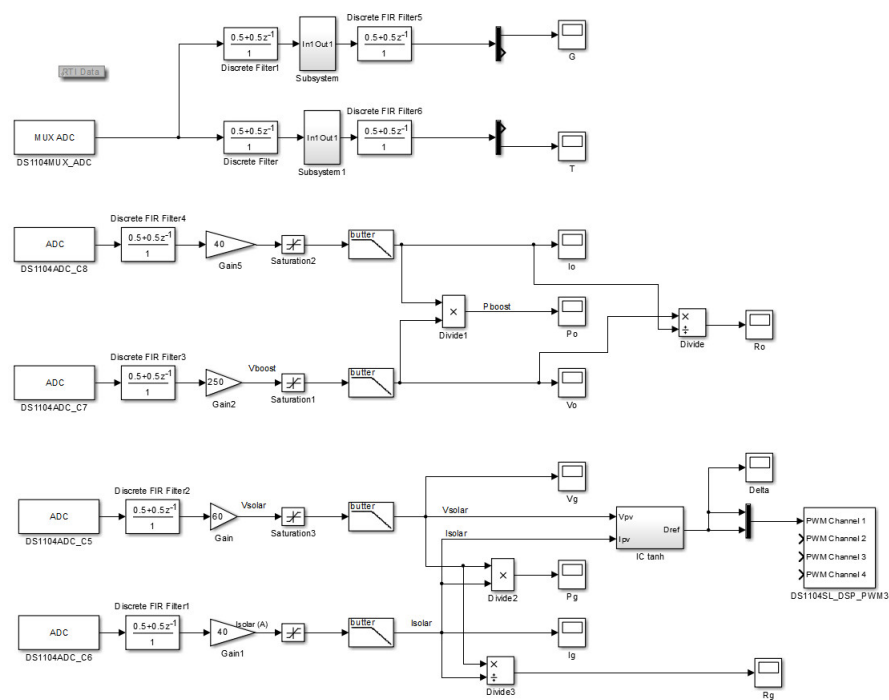


Figura A.5: Esquema en Simulink del control CI Tanh

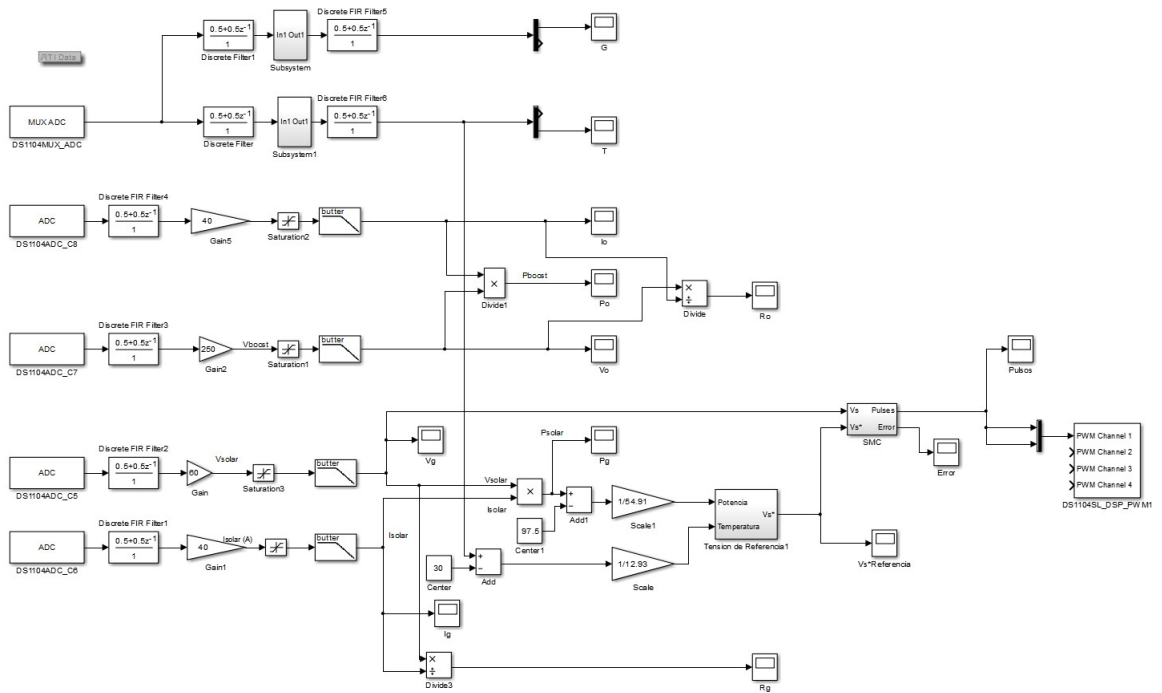


Figura A.6: Esquema en Simulink del control SMC Int, mediante generador de tensiones de referencia basado en ecuaciones polinómicas

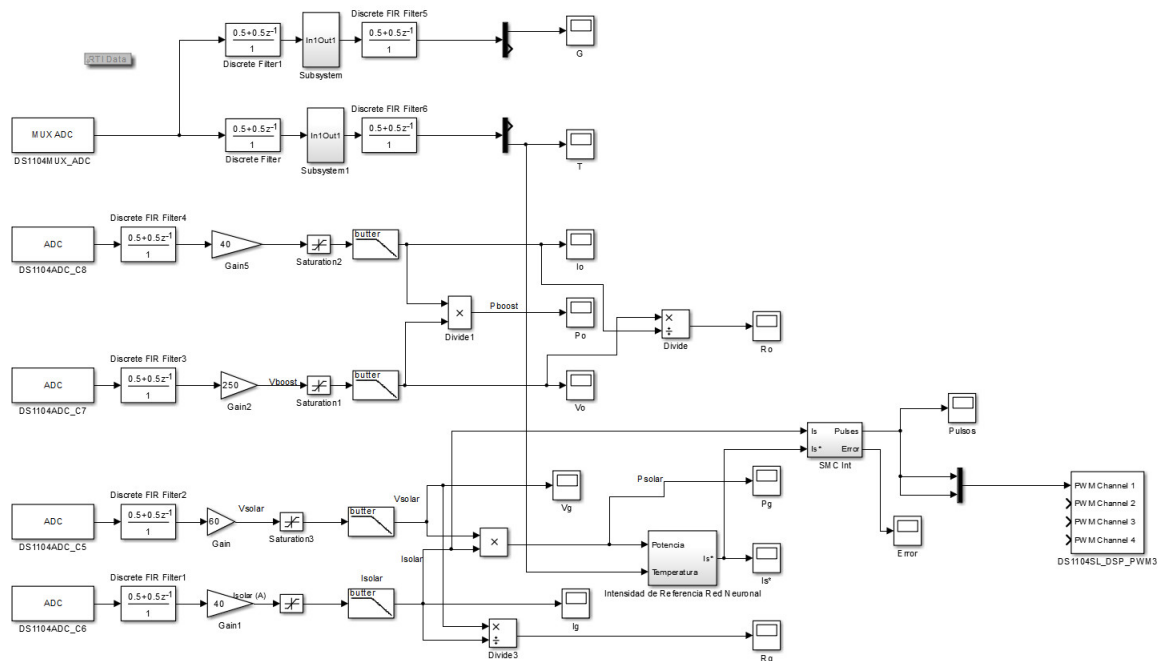


Figura A.7: Esquema en Simulink del control SMC Int, mediante generador de intensidades de referencia basado en redes neuronales

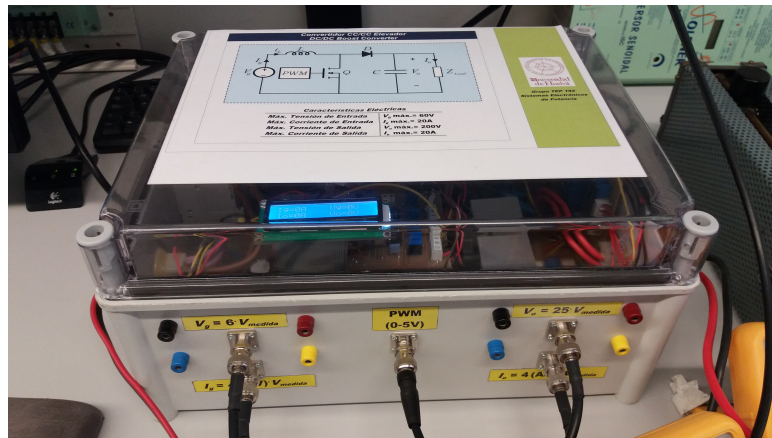


Figura A.8: Convertidor Boost de la instalación

### A.2.2. Compilación del modelo de Simulink con el compilador de dSPACE.

Una vez realizado el modelo en Simulink el siguiente paso es generar el código en C. Para ello, primero se tiene que configurar Simulink (*Configuration Parameters*) con los siguientes datos:

- Comienzo y final de la simulación. Se toman 0,0/inf
- Opciones del solver *Tipo*: Fixed-step; *Solver*: ode1(Euler); y se ajusta el tamaño del paso a 0,0001.

- La pantalla de *Optimization* se deja sin seleccionar *Block reduction*.
- La pantalla de *Real-Time Workshop* tiene que estar en *System target file: rti1104.tlc; Language: C; Seleccionado Generate makefile; Make command: make\_rti; Template makefile: rti1104.tmf*.

Tras la compilación del modelo el fichero, con extensión sdf, es el que se va a necesitar en el dSPACE ControlDesk.

### A.2.3. Creación del modelo de dSPACE Controldesk 5.1.

La Figura A.9 muestra la ventana ó interface de ControlDesk 5.1. Las barras de herramientas se pueden activar o desactivar y las ventanas activas se controlan por las pestañas que están la parte inferior o superior de los paneles.

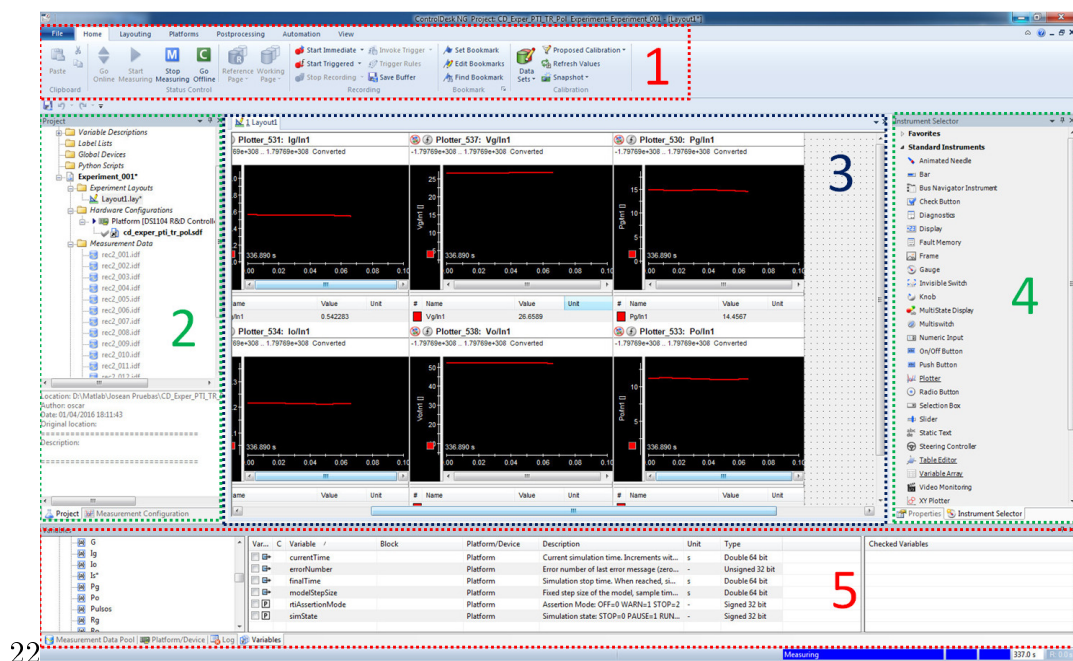


Figura A.9: Ventana de ControlDesk 5.1

La ventana de ControlDesk tiene como principales zonas o paneles:

1. Barra de Iconos de las Herramientas. Muestra los iconos de acceso rápido a los comandos de las herramientas de ControlDesk, para utilizarlos en lugar de los menús. Las barras de herramientas se pueden activar o desactivar.
2. Navegador. En esta zona se proporciona acceso a las diferentes partes de una toma de medidas en tiempo real. Estas son: *Project Manager, Measurement Configuration, Layout Navigator, Instrument Navigator y Bus Navigator*.
3. Área de trabajo. Esta es la zona en la que se colocan y se utilizan elementos de medidas de las variables del modelo de ControlDesk.

4. Selector de Instrumentos-Propiedades. La pestaña de *Instrument Selector* permite elegir la forma de presentación de las medidas de las variables. La pestaña de *Propierties* permite el cambio de las propiedades del modelo, instrumentos, etc... Como por ejemplo, el tipo del archivo donde se van a guardar los registros medidos. En las medidas experimentales realizadas se ha elegido la extensión .mat de Matlab, para poder trabajar posteriormente con los registros de las variables adquiridas con dicho programa.
5. Zona de herramientas. Esta zona muestra las diversas herramientas que controlan la toma de medidas experiemntales dependiendo de la vista elegida desde el Navegador (*Variable Browser, Measurement Data Pool, Platform/Device Manager, Interpreter, Log Viewer*). El más utilizado es el administrador de variables, que permite la selección de las variables a medir de un modelo de Simulink.

#### A.2.4. Activar el proceso de tiempo real.

Para el desarrollo de un proyecto nuevo en ControlDesk, se han de seguir los siguientes pasos:

1. En la opción *File* del menú de herramientas, se seleccionar *Project+Experiment*, y se indica la carpeta donde se quiere guardar el proyecto.
2. Se selecciona la plataforma o componente. En este caso se elije DS1104 R&D Control.
3. Se importa el fichero de definición de variables (\*.sdf) que se había generado desde Simulink, como se ha visto en el apartado A.2.2.
4. Para medir los valores de las variables de una aplicación en tiempo real en funcionamiento, se tiene que conectar un instrumento para cada una de las variables a medir. Para ello, desde el panel de *Instrument Selector* se elige el instrumento que se desee y, en *Properties*, se puede cambiar las características de los instrumentos.
5. En la pestaña *Measurement Configuration* de la zona 2, en *Recorders*, se crea un nuevo *Recorder* y se añaden las variables que se quieren grabar.
6. Para grabar los resultados en una variable tipo .mat, en *Recorders* se elige el *Recorder* adecuado. Se hace clic con el botón derecho y se selecciona *Properties*. En la zona 4 aparece el menú de *Properties* del *Recorder* elegido. Se despliega el menú *Storage Information* y en *Automatic export: file type:* se elige el fichero de Matlab \*.mat.
7. Para ejecutar el ControlDesk, se hace clic en el botón de reproducción. Esto ejecutará dSPACE.
8. Finalmente, para grabar las variables, es necesario que dSPACE esté ejecutándose. Para ello, se hace clic en *Start Immediate* que empezará a grabar, hasta que se haga clic en *Stop Recording*.



## Anexo B

# Características de la instalación real y toma de datos

### B.1. Instalación real

El esquema de la Figura B.1 muestra la conexión de los elementos utilizados para la adquisición de los datos experimentales.

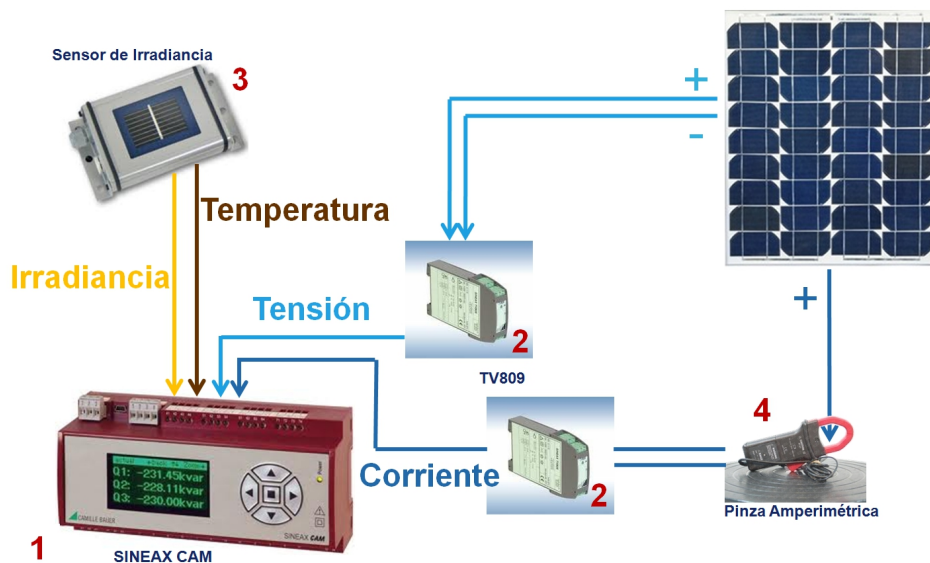


Figura B.1: Esquema de montaje

Los elementos y programas utilizados han sido:

1. **Sineax CAM:** Equipo concebido para realizar mediciones de larga duración en instalaciones industriales o redes de distribución eléctrica. Permite hacer una medición ininterrumpida y registrar los datos medidos, además, la interfaz de E/S puede configurarse conforme a las necesidades personales. Por otra parte, se puede configurar y adquirir valores medidos a través de USB y Modbus, y se pueden crear listas para eventos de grabación, alarmas

y mensajes del sistema. Gracias a la combinación de módulos de hardware y software, este dispositivo proporciona una solución para cada tarea de medición. La adaptación a esta tarea se realiza rápida y fácilmente por medio del software CB-Manager. Los parámetros seleccionados a registrar en el caso de esta tesis han sido la Irradiancia, Temperatura, Tensión y la Intensidad.

2. **TV809:** Sus funciones son aislar eléctricamente señales de entrada y salida, amplificar y/o convertir el nivel de la señal o el tipo (corriente o tensión) de las señales de CC de entrada. Las variables medidas y los rangos de medición se programan con la ayuda de un PC, un cable de programación y el software de programación TV800plus. Las funciones de los dos elementos en el esquema utilizado son las de convertir la tensión y la corriente del módulo fotovoltaico en unas corrientes proporcionales, de 4-20 mA, a la entrada del Sineax CAM, debido a que este elemento (Sineax CAM) solo admite entradas tipo corriente. La medida de salida es programable  $\pm 20$  mA ó de  $\pm 10$  V.
3. **Sensor Irradiancia (Si-420TC-T-K):** Es una célula patrón, compuesta por una célula solar mono-cristalina. Estos sensores están calibrados con luz solar simulada contra una célula de referencia del mismo tipo. La construcción del sensor es comparable a la de un módulo PV estándar. Si estos sensores tienen en su nombre la extensión "-T", además son capaces de medir la temperatura de la célula solar, como es el caso del sensor usado en esta tesis. El sensor de temperatura está montado en el lado posterior de la célula. Así, este elemento proporciona la Irradiancia y Temperatura del sistema durante todo el tiempo que duren las mediciones.
4. **Pinza Amperimétrica: Chauvin Arnoux PAC12.** Permite medir corrientes continuas sin abrir el circuito en el que circulan. Esta pinza puede medir corrientes continuas hasta 600 A y corrientes alternas hasta 400 A (600 pico). La pinza dispone de dos calibres: 40 A (sensibilidad 10mV/A) y 400 A (sensibilidad 1 mV/A); un botón pulsador de puesta a cero; una parada automática para economizar la pila de alimentación y dos indicadores, uno de defecto (rebasamiento de calibre/puesta a cero incorrecta) y el otro de alimentación. Con este elemento se ha medido la corriente suministrada por el módulo solar, proporcionando también una tensión proporcional a esta corriente medida. Posteriormente, se necesitará otro elemento TV809 para convertir esta tensión en otra corriente proporcional, que es la que llega al Sineax CAM.

## B.2. Software utilizado

### B.2.1. CB Manager.

Este software integra todas las funciones necesarias para la parametrización del Sineax CAM, así como para la visualización de los valores medidos. Las en-

tradas/salidas que hay que configurar son las dos analógicas (I/O 1 e I/O 2), tal y como muestra la Figura B.2. Hay que realizar una conversión de la magnitud a medir, a corriente continua.

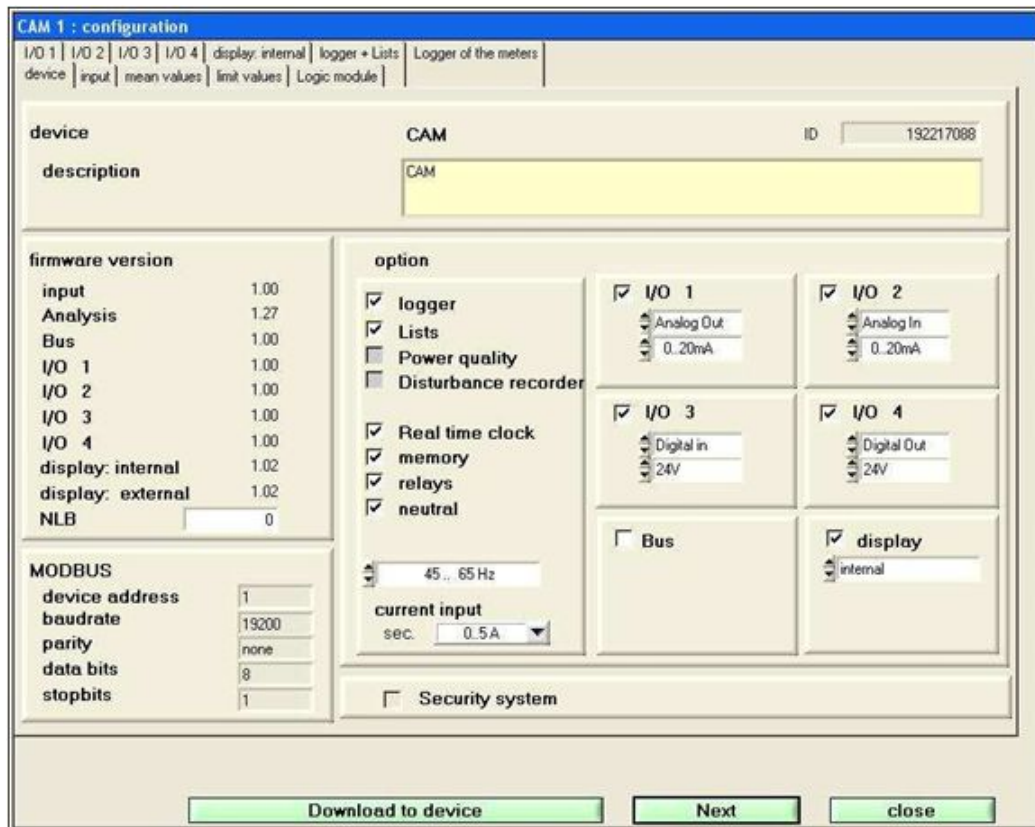


Figura B.2: Configuración I/O Analógicas en el CB Manager

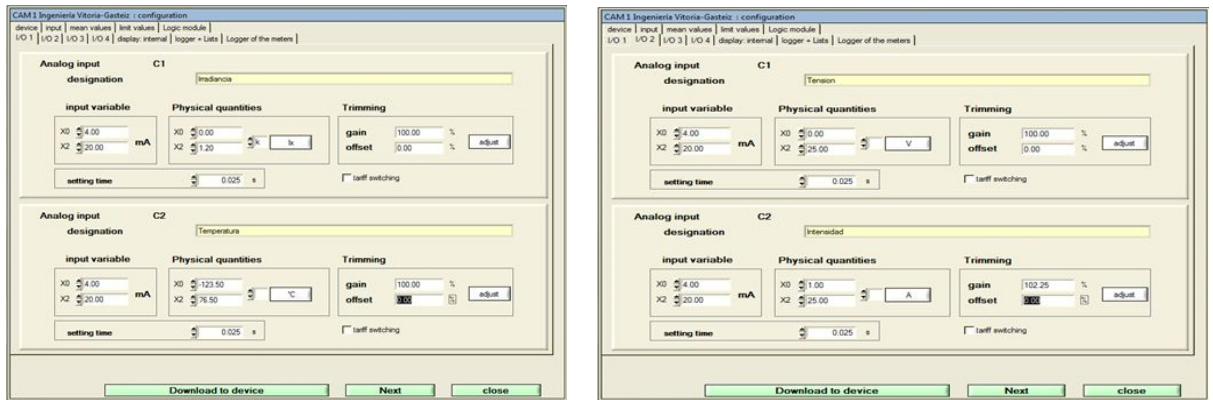
En la entrada I/O 1, Figura B.3a, se miden la Irradiación (C1) y la Temperatura (C2), siendo el rango de medidas de la Irradiancia desde 4 mA (que equivale a 0 W/m<sup>2</sup>) a 20 mA (que equivale a 1.200W/m<sup>2</sup>).

En el caso del rango de medida de temperatura, 4 mA (que equivale a -123'5 °C) y 20 mA (que equivale a 76 °C).

En la entrada I/O 2, Figura B.3b, se miden la Tensión (C1) y la Intensidad (C2), siendo el rango de medidas de la Tensión desde 4 mA (que equivale a 0V) a 20 mA (que equivale a 25V).

En el caso del rango de medida de la Intensidad, desde 4 mA (que equivale a 1A) a 20 mA (que equivale a 25 A).

El CB-Manager se encarga de hacer la conversión de los datos medidos en la entrada a su equivalente de la magnitud real que se quiere medir.



(a) Configuración de la Irradiancia y Temperatura (b) Configuración de la Tensión e Intensidad

Figura B.3: Configuración de las magnitudes a medir en CB Manager

En la Figura B.4 se muestra el comienzo del proceso de la simulación, así como su parada. El programa toma un valor cada 2 segundos. Durante el tiempo que dura la simulación para la adquisición de datos, el programa también representa una gráfica de evolución de las magnitudes.

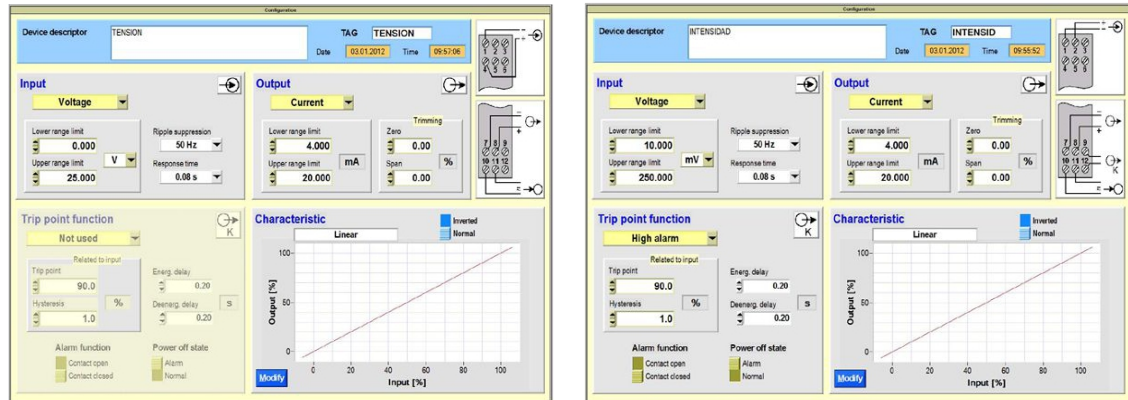


Figura B.4: Medición con el CB-Manager

### B.2.2. TV800plus (V1.11)

El software permite definir libremente la configuración del amplificador SI-NEAX TV809. Es decir, permite la conversión de una tensión a una intensidad equivalente y proporcional. Así, uno de los TV809 transforma la tensión del módulo fotovoltaico en una intensidad admisible por el Sineax CAM, Figura B.5a, mientras que el otro TV809 transformará la tensión proporcionada de la pinza

amperímetrica, en otra intensidad también admisible por el Sineax CAM, tal y como muestra la Figura B.5b.



(a) Configuración de la tensión del módulo foto-voltaico (b) Configuración de la intensidad del módulo foto-voltaico

Figura B.5: Configuración del TV800plus





eman ta zabal zazu



Universidad del País Vasco    Euskal Herriko Unibertsitatea

Departamento de Ingeniería Eléctrica  
/ Elekrika Ingenieritza Saila