



**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID**

**INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL**

**ELECTRÓNICA INDUSTRIAL**

**DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍA ELECTRÓNICA**

**PROYECTO FIN DE CARRERA**

**MEDIDAS Y ENSAYOS DE COMPORTAMIENTO Y  
DE DEGRADACIÓN DE MÓDULOS  
FOTOVOLTAICOS DE DISTINTAS  
TECNOLOGÍAS**

**Autor: Natalia Diez Alonso**

**Tutor: Dr. Vicente Salas Merino**

Julio 2010

# ÍNDICE

	Pág.
<b>OBJETIVOS</b>	
Objetivos .....	16
<b>CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN</b>	
1.1    Introducción .....	17
1.2    Hojas características .....	18
1.3    La energía fotovoltaica en España .....	20
<b>CAPÍTULO 2. EL MÓDULO FOTOVOLTAICO</b>	
2.1    Qué es un módulo fotovoltaico .....	24
2.2    Historia de los módulos fotovoltaicos .....	24
2.3    Cómo funcionan las células solares .....	25
2.4    Interconexión de módulos fotovoltaicos .....	26
2.5    Estructura del módulo fotovoltaico .....	28
2.6    Elementos adicionales para el módulo fotovoltaico .....	30
2.7    Instalación del módulo fotovoltaico .....	32
2.8    Tipos de módulos fotovoltaicos .....	33
<b>CAPÍTULO 3. CURVAS CARACTERÍSTICAS</b>	
3.1    Terminología .....	39
3.2    Ecuación característica .....	40
3.3    Factores que afectan a la curva característica I-V del generador .....	41
3.4    Condiciones de referencia .....	43
3.5    Eficiencia del módulo fotovoltaico .....	44

**CAPÍTULO 4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DEL PROYECTO**

4.1	Módulos de estudio .....	46
4.2	Instrumentación .....	49

**CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS**

5.1	Relación de la tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura .....	53
5.2	Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura .....	70
5.3	Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura .....	86
5.4	Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura .....	102
5.5	Relación de la tensión del punto de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto .....	118

**CAPÍTULO 6. COMPORTAMIENTO DE LOS MÓDULOS CON DIFERENTES CARGAS**

6.1	Comportamiento de las cargas.....	134
6.2	Comportamiento con carga lineal.....	134
6.3	Comportamiento con carga logarítmica.....	135
6.4	Comportamiento con carga inversa.....	135

**CAPÍTULO VII: CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS**

7.1	Conclusiones finales .....	137
7.2	Trabajos futuros .....	138

**BIBLIOGRAFÍA**

Referencias bibliográficas .....	148
Referencias vía Web .....	140

**ÁNEXOS**

A.1	Normativa .....	141
A.2	Hojas características de los módulos empleados .....	145

# ÍNDICE DE REFERENCIA

## Índice de ilustraciones

	Pág.
2.5.1: Estructura del módulo fotovoltaico .....	29
2.7.1: Instalación del módulo fotovoltaico .....	33
2.8.1: Panel solar reflectante .....	38
2.8.2: Panel baldosa .....	38
2.8.3: Panel bifacial .....	38
3.1.1: Curva característica del módulo fotovoltaico .....	39
3.3.1: Curva característica con variación de irradiancia .....	42
3.3.2: Curva característica con variación de temperatura .....	42
4.2.1: Trazador de curvas .....	50
4.2.2: Estación meteorológica .....	50
4.2.3: Piranómetro vertical .....	51
4.2.4: Piranómetro horizontal y difuso .....	51
4.2.5: Pirheliómetro .....	51
4.2.6: Instalación fotovoltaica .....	52
4.2.7: Instalación fotovoltaica .....	52
5.1.1: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico A en un día de verano .....	54
5.1.2: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico B en un día de verano .....	54
5.1.3: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico C en un día de verano .....	55

---

5.1.4: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico A en un día de invierno .....	56
5.1.5: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico B en un día de invierno .....	56
5.1.6: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico E en un día de verano .....	57
5.1.7: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico F en un día de verano .....	58
5.1.8: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico E en un día de invierno .....	59
5.1.9: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico F en un día de invierno .....	59
5.1.10: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico G en un día de verano .....	61
5.1.11: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico H en un día de verano .....	62
5.1.12: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico K en un día de verano .....	62
5.1.13: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico G en un día de invierno .....	63
5.1.14: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico H en un día de invierno .....	64
5.1.15: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico K en un día de invierno .....	64
5.1.16: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico D en un día de verano .....	66
5.1.17: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico I en un día de verano .....	66
5.1.18: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico J en un día de verano .....	67

5.1.19: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico D en un día de invierno .....	68
5.1.20: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico I en un día de invierno .....	68
5.1.21: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico J en un día de invierno .....	69
5.2.1: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico A en un día de verano	71
5.2.2: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico B en un día de verano	71
5.2.3: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico C en un día de verano	72
5.2.4: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico A en un día de invierno .....	73
5.2.5: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico B en un día de invierno .....	73
5.2.6: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico E en un día de verano	74
5.2.7: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico F en un día de verano	75
5.2.8: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico E en un día de invierno .....	76
5.2.9: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico F en un día de invierno	76
5.2.10: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico G en un día de verano	78
5.2.11: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico H en un día de verano	78

5.2.12: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico K en un día de verano	79
5.2.13: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico G en un día de invierno .....	80
5.2.14: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico H en un día de invierno .....	80
5.2.15: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico K en un día de invierno .....	81
5.2.16: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico D en un día de verano	82
5.2.17: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico I en un día de verano	82
5.2.18: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico J en un día de verano	83
5.2.19: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico D en un día de invierno .....	84
5.2.20: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico I en un día de invierno	84
5.2.21: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico J en un día de invierno	85
5.3.1: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico A en un día de verano .....	87
5.3.2: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico B en un día de verano .....	87
5.3.3: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico C en un día de verano .....	88
5.3.4: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico A en un día de invierno .....	89



---

5.3.5: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico B en un día de invierno .....	89
5.3.6: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico E en un día de verano .....	90
5.3.7: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico F en un día de verano .....	91
5.3.8: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico E en un día de invierno .....	92
5.3.9: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico F en un día de invierno .....	92
5.3.10: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico G en un día de verano .....	94
5.3.11: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico H en un día de verano .....	94
5.3.12: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico K en un día de verano .....	95
5.3.13: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico G en un día de invierno .....	96
5.3.14: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico H en un día de invierno .....	96
5.3.15: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico K en un día de invierno .....	97
5.3.16: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico D en un día de verano .....	98
5.3.17: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico I en un día de verano .....	98
5.3.18: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico J en un día de verano .....	99
5.3.19: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico D en un día de invierno .....	100

5.3.20: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico I en un día de invierno .....	100
5.3.21: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico J en un día de invierno .....	101
5.4.1: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico A en un día de verano .....	103
5.4.2: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico B en un día de verano .....	103
5.4.3: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico C en un día de verano .....	104
5.4.4: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico A en un día de invierno .....	105
5.4.5: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico B en un día de invierno .....	105
5.4.6: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico E en un día de verano .....	106
5.4.7: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico F en un día de verano .....	107
5.4.8: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico E en un día de invierno .....	108
5.4.9: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico F en un día de invierno .....	108

---

5.4.10: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico G en un día de verano .....	110
5.4.11: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico H en un día de verano .....	110
5.4.12: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico K en un día de verano .....	111
5.4.13: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico G en un día de invierno .....	112
5.4.14: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico H en un día de invierno .....	112
5.4.15: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico K en un día de invierno .....	113
5.4.16: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico D en un día de verano .....	114
5.4.17: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico I en un día de verano .....	115
5.4.18: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico J en un día de verano .....	115
5.4.19: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico D en un día de invierno .....	116
5.4.20: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico I en un día de invierno .....	117

---

5.4.21: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico J en un día de invierno .....	117
5.5.1: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico A en un día de verano .....	119
5.5.2: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico B en un día de verano .....	120
5.5.3: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico C en un día de verano .....	120
5.5.4: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico A en un día de invierno .....	121
5.5.5: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico B en un día de invierno .....	121
5.5.6: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico E en un día de verano .....	122
5.5.7: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico F en un día de verano .....	123
5.5.8: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico E en un día de invierno .....	123
5.5.9: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico F en un día de invierno .....	124
5.5.10: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico G en un día de verano .....	125
5.5.11: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico H en un día de verano .....	126
5.5.12: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico K en un día de verano .....	126
5.5.13: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico G en un día de invierno .....	127
5.5.14: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico H en un día de invierno .....	128

---

5.5.15: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico K en un día de invierno .....	128
5.5.16: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico D en un día de verano .....	129
5.5.17: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico I en un día de verano .....	130
5.5.18: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico J en un día de verano .....	130
5.5.19: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico D en un día de invierno .....	131
5.5.20: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico I en un día de invierno .....	131
5.5.21: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico J en un día de invierno .....	132
6.2.1: Curva característica I-V intersecada por carga lineal.....	134
6.3.1: Curva característica I-V intersecada por carga logarítmica.....	135
6.4.1: Curva característica I-V intersecada por carga inversa.....	136

# Índice de tablas

1.1.1: Principales características teóricas de los módulos fotovoltaicos de estudio ...	16
1.3.1: Potencia fotovoltaica por habitante y país .....	19
1.3.2: Potencia fotovoltaica por comunidad autónoma .....	20
1.3.3: Potencia instalada por provincias .....	20
1.3.4: Energía producida y vendida por comunidad .....	21
1.3.5: Energía en España .....	22
1.3.6: Evolución energías renovables .....	22
1.3.7: Tipología parque fotovoltaico español .....	22
2.8.1: Principales características de las distintas tecnologías fotovoltaicas .....	35
2.8.2: Reparto del mercado por tecnologías .....	34
2.8.3: Evolución del rendimiento de las células fotovoltaicas .....	36
4.1.1: Características teóricas de los módulos de estudio .....	45
4.1.2: Características reales en verano de los módulos de estudio .....	46
4.1.3: Características reales en invierno de los módulos de estudio .....	47

# Índice de ecuaciones

2.4.1: Temperatura célula .....	26
2.4.2: Constante conductividad térmica .....	27
3.2.1: Curva característica .....	39
3.2.2: Curva característica de módulos iguales .....	39
3.3.1: Corriente de cortocircuito .....	40
3.5.1: Rendimiento en función del área total .....	43

# OBJETIVOS

El objeto de este proyecto es analizar el comportamiento que presentan las placas solares en función de su diferente tecnología, comparando las similitudes y diferencias que tienen las placas solares que pertenecen a la misma o diferente tecnología.

Los estudios se basarán en la curva característica típica de cada módulo, comparando su comportamiento en un día soleado típico de verano y otro de invierno, con el objeto de establecer los cambios de comportamiento que presentan los módulos según las condiciones de operación que presente el ambiente.

Se compararán los módulos de las mismas tecnologías para hallar similitudes y diferencias entre ellos y también se compararán con otras tecnologías para poder establecer cuáles son las verdaderas características que diferencian unas tecnologías de otras. Para ello se estudiarán once módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologías.

También se estudiará como afectan las diferentes cargas que se pueden implementar en una placa fotovoltaica a su curva característica, pudiendo conocer de esa manera, el comportamiento real de las mismas.

Todas las medidas son relativas a los datos obtenidos en el estudio de las placas solares que dispone la Universidad Carlos III de Madrid ubicadas en la azotea del edificio Betancourt, por lo que el estudio se podría extrapolar, según los resultados que se podrían obtener, a cualquier otro sitio con la misma climatología que Madrid. Por último se llegará a la conclusión de cual es hoy en día la mejor tecnología fotovoltaica en cuanto a su efectividad y productividad para su uso en climas “mediterráneos – continentales” y se podrá realizar un estudio de cuáles son las capacidades reales de los módulos fotovoltaicos actualmente disponibles.



# CAPÍTULO 1:

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 INTRODUCCIÓN

Para llevar a cabo el estudio fotovoltaico, se ha dispuesto de once módulos solares distintos entre sí, con seis tecnologías dispares de fabricación y diferentes marcas comerciales. Las características teóricas principales de dichos módulos se pueden apreciar en la tabla 1.1.1. obteniéndose los datos técnicos de las hojas proporcionadas por los fabricantes de cada placa (se pueden observar dichos datos en el anexo A.2 de las hojas características de cada módulo).

**Tabla 1.1.1: Principales características teóricas de los módulos fotovoltaicos de estudio.**

Módulo	Tecnología	Rendimiento (%)	$V_{oc}$ (V)	$V_{pmp}$ (V)	$I_{sc}$ (A)	$I_{pmp}$ (A)	$P_{max}$ (WP)	Peso (KG)	Medidas (mm)
A	Monocristalina	14.5	44.7	35.8	5.23	4.90	175.0	15.5	1580x808x35
B	Monocristalina	12.7	43.8	35.0	4.90	4.57	160.0	14.4	1590x790x39.5
C	Monocristalina	20.0	47.7	40.0	5.75	5.25	210.0	16.5	1559x798x46
E	Policristalina	12.0	32.6	25.9	7.78	6.95	186.1	18.2	1571x911x41
F	Policristalina	-	37.2	29.84	7.96	7.44	220.0	23.0	1649x990x50
D	HIT	17.2	66.4	54.0	3.65	3.30	180.0	15.0	895x1320x35
G	Silicio amorfo	6.3	92.0	67.0	1.19	0.90	60.0	13.7	960x990x40
H	Silicio amorfo	-	22.8	16.8	2.50	1.92	32.3	6.2	1005x605x20
K	Silicio amorfo	-	23.8	16.5	4.80	3.90	64.0	9.2	1366x741
I	CIS	-	44.5	35.0	2.36	2.15	75.0	12.7	1205x605x35
J	CdTe	8.68	86.0	62.5	1.17	1.00	62.5	12.0	1200x600x6.8

Todos los módulos tienen un rango de temperatura de funcionamiento de  $-40^{\circ}\text{C}$  a  $80^{\circ}\text{C}$ , un marco de aluminio anodizado y un encapsulado EVA.

Algunas características especiales que presentan los módulos son:

- El módulo fotovoltaico C está fabricado por el método float-zone.
- El módulo solar F está construido con células cuadradas de alta eficiencia, capaces de producir energía con tan sólo un 4-5% de radiación solar.
- La placa fotovoltaica D es una célula hit, heterojunción intrínseca delgada con capa fina de silicio monocristalino rodeado de capas ultra finas de silicio amorfo.
- La placa solar K es de triple capa de silicio amorfo. La transformación directa de la energía solar en energía eléctrica se produce por medio de una triple capa de silicio amorfo depositado, en espesores micrométricos, sobre una capa fina flexible de acero inoxidable. La función triple permite aumentar la eficiencia de conversión y estabilidad del rendimiento a lo largo del tiempo, inclusive con bajos niveles de radiación solar incidente.

De la tabla 1.1.1 se deduce que los módulos monocristalinos y los policristalinos se parecen entre ellos en cuanto a órdenes de magnitud, por lo tanto las celdas cristalinas tienen un comportamiento similar en las mismas condiciones de trabajo. Los módulos cristalinos son más pesados y sus módulos son de mayor tamaño que los módulos de capa fina. Sin embargo las placas de capa fina tienen menor potencia máxima ( $P_{max}$ ), corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) y corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{pmp}$ ) que las celdas monocristalinas. En cuanto al voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) y el voltaje del punto de máxima potencia ( $V_{pmp}$ ) no se puede apreciar relación alguna entre los módulos de capa fina, ya que pueden ser mayores o menores que los módulos cristalinos según su tecnología.

## **1.2 HOJAS CARACTERÍSTICAS**

Para poder comprender el análisis que se llevará a cabo en este proyecto, se debe entender cuáles son las propiedades que aparecen en una hoja característica típica de un fabricante de módulos fotovoltaicos.

### **Características físicas o generales:**

- Dimensión del módulo.
- Peso del módulo.
- Condiciones del embalaje, que especifica el número de módulos que vienen por caja, y el tamaño de caja del embalaje.
- Tipo de célula, en donde se define su tecnología y las medidas de la célula.
- Tipo de contactos.
- Número de células en serie.

- Número de células en paralelo.
- Tipo de laminado.
- Material de la cara posterior.
- Material de la cara frontal.
- Material del marco.
- Especificación de si posee toma de tierra o no.
- Certificaciones.
- Medidas de la caja de conexión.
- Número de diodos de la caja de conexión.
- Como está creado el terminal de conexión.
- Medidas de los cables.

**Características eléctricas o comportamiento bajo condiciones estándar de funcionamiento:** estos datos están tomados para  $1000\text{W}/\text{m}^2$ ,  $25^\circ\text{C}$  célula y AM 1.5.

- Potencia máxima.
- Corriente de máxima potencia.
- Tensión de máxima potencia.
- Corriente de cortocircuito.
- Tensión de circuito abierto.
- Máxima corriente.
- Máxima tensión.
- TONC.
- Máximo valor de fusible en serie.
- Eficiencia.
- Tolerancia de potencia.

En algunos módulos también se encuentran las características eléctricas bajo el **comportamiento a  $800\text{W}/\text{m}^2$ , NOCT, AM 1,5.**

**Valores característicos para la integración del sistema:**

- Tensión máxima permisible para en módulo.
- Sobrecarga en corriente inversa.
- Máxima carga física admisible.
- Condiciones de operación.
- Resistencia al impacto.

En las hojas características también se puede encontrar un esquema del módulo con las dimensiones que componen la placa, y en algunos casos un esquema para la planificación del tejado si se van a usar varios módulos fotovoltaicos juntos. Suelen incorporar las garantías del producto y la potencia que garantiza la marca durante algunos años.

En algunos módulos se puede encontrar la curva característica I-V, o los parámetros de temperatura,  $\alpha$ ,  $\beta$ , y  $\gamma$ , datos muy importantes para un estudio exhaustivo pero sin embargo no es muy común su publicación en las hojas técnicas de los módulos.

### 1.3 LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

En el año 2008 España se convirtió en el primer mercado de fotovoltaica del mundo con 2.661 MW instalados, superando a Alemania, que era hasta ese momento el mayor productor de energías renovables en el mundo. Además España hoy en día es el país que tiene más potencia fotovoltaica instalada por habitante con 75,19 W/habitante (tabla 1.3.1). [1].

Las conclusiones que se obtengan de este estudio serán interesantes para conocer las posibilidades de aplicación de esta energía renovable en el futuro.

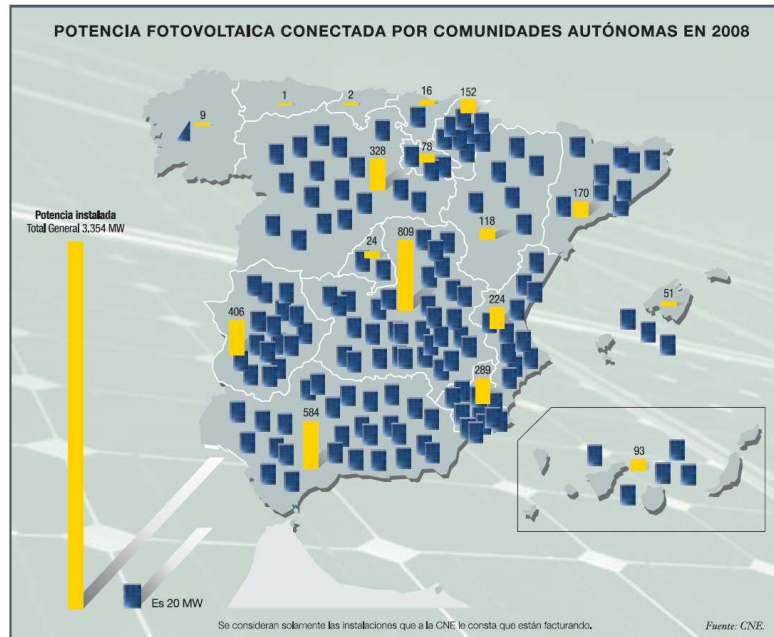
**Tabla 1.3.1: Potencia fotovoltaica por habitante y país.**

POTENCIA FOTOVOLTAICA POR HABITANTE	
	W/habitante
España	75,19
Alemania	65,08
Luxemburgo	50,46
Bélgica	6,67
Portugal	6,40
Italia	5,33

Fuente: EurObserv'er.

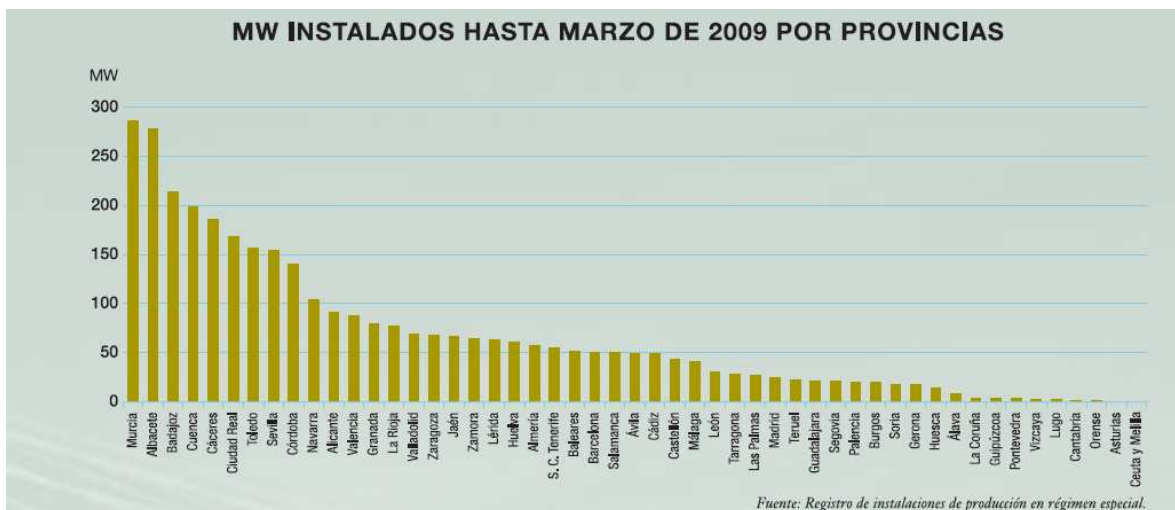
Dentro de la geografía de España, Castilla la Mancha es la comunidad que más potencia fotovoltaica produce y Asturias la que menos. Se aprecia que las provincias situadas geográficamente más al sur de España producen mucha más energía solar que las del norte, quizás debido a que la irradiancia es mayor en el sur y por tanto se animan más a contar con la energía solar como método alternativo (tabla 1.3.2). No obstante hay que matizar que históricamente el reparto de instalaciones solares no tenían nada que ver con la cantidad de irradiancia del terreno, sino por las ayudas financieras y subvenciones para el desarrollo e instalación de la tecnología prestadas por los gobiernos regionales, razón por la que Navarra cuenta con bastante potencia fotovoltaica y no se caracteriza por una gran cantidad de irradiancia en sus terrenos. Actualmente esta situación ya no es así y las comunidades con mayor terreno e irradiación son las que más potencia fotovoltaica acogen, con la única discrepancia de Canarias de que no produzca más, ya que dispone de extensos terrenos y altos valores de irradiancia.

**Tabla 1.3.2: Potencia fotovoltaica por comunidad autónoma.**



Si se compara por provincias (tabla 1.3.3) en vez de por comunidades, Murcia y Albacete son las provincias que más potencia tienen instalada, debido a su gran disposición de terrenos y una alta irradiancia incidente en sus terrenos, y Ceuta y Melilla la que menos.

**Tabla 1.3.3: Potencia instalada por provincias.**



La mayoría de las comunidades venden una parte de la energía producida en ellas (Tabla 1.3.4) al sistema eléctrico, ya que les es más rentable que utilizarlas para su propia comunidad, en el caso de Madrid prácticamente toda la que produce es vendida a otra comunidad.

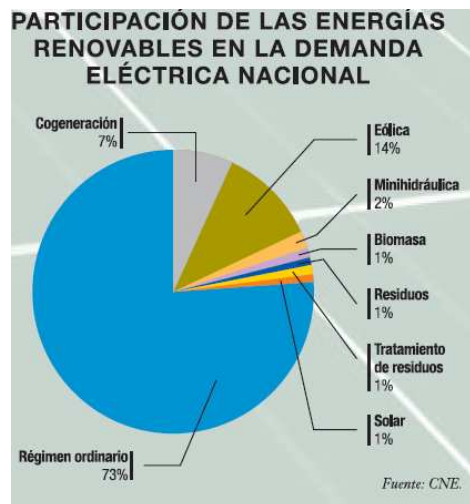
**Tabla 1.3.4: Energía producida y vendida por comunidad.**

SISTEMA	COMUNIDAD AUTÓNOMA	ENERGÍA VENDIDA (GWh)	POTENCIA INSTALADA (MW)
PENINSULAR	ANDALUCÍA	359	584
	ARAGÓN	62	118
	ASTURIAS	0	1
	CANTABRIA	1	2
	CASTILLA-LA MANCHA	682	809
	CASTILLA Y LEÓN	257	328
	CATALUÑA	118	170
	CEUTA Y MELILLA	0	0
	COMUNIDAD VALENCIANA	175	224
	EXTREMADURA	313	406
	GALICIA	6	9
	LA RIOJA	30	78
	MADRID	24	24
	MURCIA	222	289
	NAVARRA	140	152
PAÍS VASCO	11	16	
INSULAR	BALEARES	28	51
	CANARIAS	63	93
<b>Total General</b>		<b>2.492</b>	<b>3.354</b>

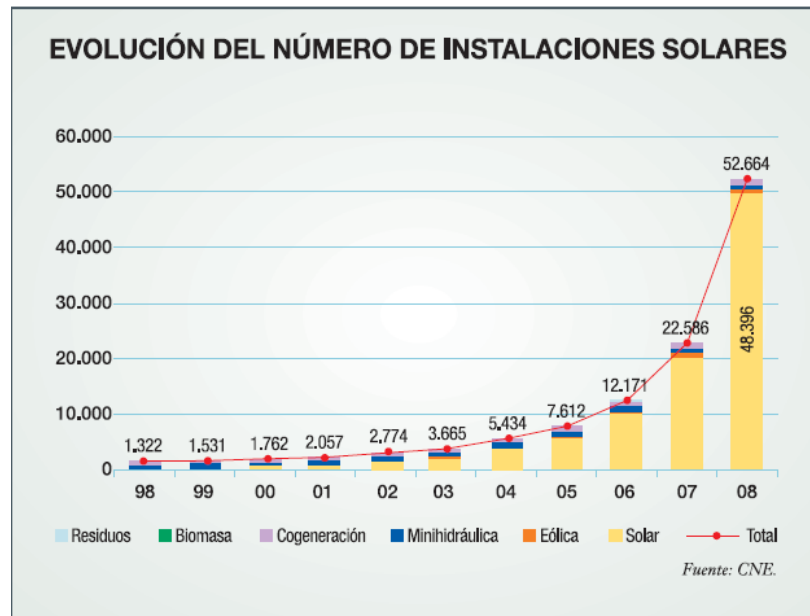
*Fuente: CNE.*

En la Tabla 1.3.5 se observa que la energía solar actualmente solo supone un 1% de la demanda energética nacional, siendo una minoría en las energías renovables, en donde la energía eólica es la más utilizada. Pero cabe destacar que las energías renovables suponen un 27% de la energía consumida en España y que irá en aumento, sobre todo gracias a la energía solar que está creciendo rápidamente en el número de instalaciones tal como se observa en la tabla 1.3.6, siendo la que más crece dentro de las energías renovables.

**Tabla 1.3.5: Energía en España.**

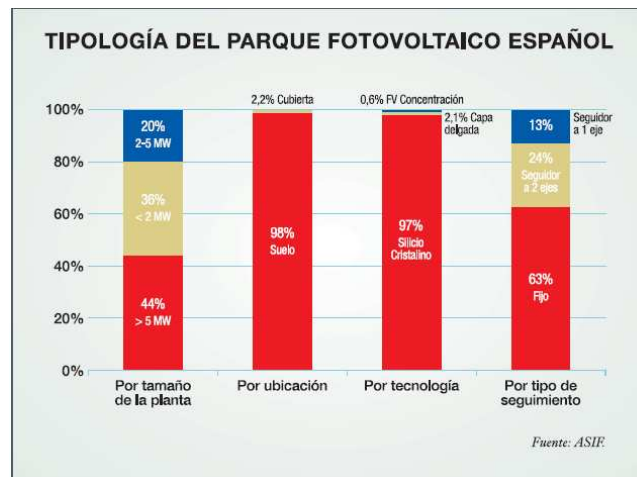


**Tabla 1.3.6: Evolución energías renovables.**



Por último se debe definir la tipología del parque fotovoltaico español que se puede observar en la tabla 1.3.7 en donde la mayoría son producciones de más de 5 MW que se ubican en el suelo con tecnología de silicio monocristalino mayoritariamente y con estructura de ejes.

**Tabla 1.3.7: Tipología parque fotovoltaico español.**



Debido a todos estos datos, España se supone que va a seguir evolucionando favorablemente en la industria de la energía fotovoltaica, ya que se han creado muchas empresas dedicadas a ello y cada vez los gobiernos y las personas apuestan más por ella, siendo posiblemente la energía del futuro.

# CAPÍTULO 2:

## EL MÓDULO FOTOVOLTAICO

### **2.1 QUÉ ES UN MÓDULO FOTOVOLTAICO**

Los módulos fotovoltaicos son un conjunto de celdas o células solares que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos. [2].

La célula solar es un dispositivo semiconductor capaz de convertir los fotones procedentes del Sol (luz solar), en electricidad de una forma directa e inmediata vía el efecto fotovoltaico o indirectamente mediante la previa conversión de energía solar a calor o a energía química.

La forma más común de las celdas solares se basa en el efecto fotovoltaico, en el cual la luz que incide sobre un dispositivo semiconductor de dos capas produce una diferencia del fotovoltaje o del potencial entre las capas. Este voltaje es capaz de conducir una corriente a través de un circuito externo y de este modo de producir un trabajo útil.

Las células solares tienen muchas aplicaciones, son particularmente interesantes, y han sido históricamente utilizadas, para producir electricidad en lugares donde no llega la red de distribución eléctrica, tanto en áreas remotas de la Tierra como del espacio, haciendo posible el funcionamiento de todo tipo de dispositivos eléctricos como satélites de comunicaciones, radioteléfonos o bombas de succión de agua. Ensambladas en paneles o módulos y dispuestas sobre los tejados de las casas, por medio de un inversor pueden suministrar la electricidad generada en la red de distribución para el consumo, favoreciendo la producción global de energía primaria de un país, de manera limpia y sostenible.

### **2.2 HISTORIA DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

El término fotovoltaico viene del griego luz, y del nombre del físico italiano Volta, de donde proviene también voltio y voltaje. Literalmente significa luz y electricidad. Se comenzó a utilizar este término en Inglaterra en el año 1849. [17].

Aunque las celdas solares eficientes han estado disponibles desde mediados de los años 50, la investigación científica del efecto fotovoltaico comenzó en 1839, cuando el científico francés Becquerel, descubrió que una corriente eléctrica podría ser producida haciendo brillar una luz sobre ciertas soluciones químicas. Sin embargo, no fue hasta 1883



cuando Charles Fritts construyó la primera célula fotovoltaica, recubriendo un semiconductor de selenio con una fina capa de oro, formando las primeras uniones p-n.

Una comprensión más profunda de los principios científicos, fue provista por Albert Einstein en 1905 y Schottky en 1930, la cual fue necesaria antes de que celdas solares eficientes pudieran ser confeccionadas. Una célula solar de silicio que convertía el 6% de la luz solar que incidía sobre ella en electricidad fue desarrollada por Chapin. Este pequeño dispositivo sólo tenía una eficiencia del 1%. Russell Ohl patentó la moderna célula solar en 1946. Pearson y Fuller patentaron otra en 1954, y está es la clase de célula que fue utilizada en usos especializados tales como satélites orbitales a partir de 1958. [18].

Las celdas solares de silicio disponibles comercialmente en la actualidad tienen una eficiencia de conversión en electricidad de la luz solar que incide sobre ellas de cerca del 18%, a una fracción del precio de hace treinta años. En la actualidad existen una gran variedad de métodos para la producción práctica de celdas solares de silicio (amorfos, monocristalinas o policristalinas), del mismo modo que para las celdas solares hechas de otros materiales (seleniuro de cobre e indio, telurio de cadmio, arseniuro de galio, etc.).

Actualmente, se puede hablar ya de tres generaciones de células solares:

- **Primera generación.** El dispositivo consiste en una gran superficie de silicio, formada por una única capa de uniones p-n, la cual es capaz de generar electricidad usando el espectro visible de la luz solar. De este tipo son la mayoría de las células que se producen en la actualidad. Su eficiencia es baja, el rendimiento práctico no suele ir más allá del 15% y su coste, debido al proceso de elaboración, es muy elevado.
- **Segunda generación.** Se basa en múltiples capas de uniones p-n. Cada capa está diseñada para absorber una longitud de onda mayor de la luz, incrementando la producción de electricidad y por tanto, la eficiencia.
- **Tercera generación.** Esta generación es muy diferente de las otras dos. El semiconductor no se apoya sobre las uniones p-n tradicionales para separar las cargas eléctricas foto-generadas. Estos nuevos dispositivos son las células solares del tipo sensibilizado por tinte, las células de polímeros orgánicos y las de puntos cuánticos.

## **2.3 CÓMO FUNCIONAN LAS CÉLULAS SOLARES**

Las células solares están formadas por dos tipos de material, generalmente silicio tipo p y silicio tipo n. La luz de ciertas longitudes de onda puede ionizar los átomos en el silicio y el campo interno producido por la unión que separa algunas de las cargas positivas de las cargas

negativas dentro del dispositivo fotovoltaico. Las cargas positivas se mueven hacia la capa positiva o capa de tipo p y los electrones o cargas negativas hacia la negativa o capa tipo n. Aunque estas cargas opuestas se atraen mutuamente, la mayoría de ellas solamente se pueden recombinar pasando a través de un circuito externo fuera del material debido a la barrera de energía potencial interno. Por lo tanto si se hace un circuito se puede producir una corriente a partir de las celdas iluminadas, puesto que los electrones libres tienen que pasar a través del circuito para recombinarse con las cargas positivas. [3].

La cantidad de energía que entrega un dispositivo fotovoltaico está determinado por:

- El tipo y el área del material.
- La intensidad de la luz del sol.
- La longitud de onda de la luz del sol.

Una característica importante de las celdas fotovoltaicas es que el voltaje de la célula no depende de su tamaño, y sigue siendo bastante constante con el cambio de la intensidad de luz. La corriente en un dispositivo, sin embargo, es casi directamente proporcional a la intensidad de la luz y al tamaño. Para comparar diversas celdas se las clasifica por la densidad de corriente, o amperios por centímetro cuadrado del área de la célula.

La potencia entregada por una célula solar se puede aumentar con bastante eficacia empleando un mecanismo de seguimiento para mantener el dispositivo fotovoltaico directamente frente al sol, o concentrando la luz del sol usando lentes o espejos. Sin embargo, hay límites a este proceso, debido a la complejidad de los mecanismos, y de la necesidad de refrescar las celdas. La corriente es relativamente estable a altas temperaturas, pero el voltaje se reduce, conduciendo a una caída de potencia a causa del aumento de la temperatura de la célula.

## **2.4 INTERCONEXIONADO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

En las instalaciones fotovoltaicas normalmente se requiere el empleo de más de un módulo para satisfacer las demandas energéticas de la misma, por lo que se recurre a la asociación de módulos en serie y paralelo hasta obtener los valores de voltaje y corriente deseados. El conjunto de todos los módulos fotovoltaicos que constituyen el sistema de generación de la instalación recibe el nombre de campo de paneles. Normalmente los módulos fotovoltaicos se interconectan entre sí formando unidades que se suelen denominar grupos, las cuales a su vez se conectan para formar el campo de paneles fotovoltaicos. [4].

En general es frecuente que las células o módulos que constituyen un generador fotovoltaico no operen en las mismas condiciones. Un ejemplo de ello sería el caso en que en

un campo de paneles fotovoltaicos de gran área, una parte de la misma estuviese afectada por una nube y otra no o en el caso de un sistema integrado en un edificio en el cual una parte del mismo estuviese sombreado por edificios colindantes y el resto no. Algunos de estos efectos son evitables poniendo un especial cuidado en el diseño del sistema, pero otros resultan impredecibles e inevitables, por lo que se ha de recurrir a protecciones en el sistema como se verá más adelante. Los efectos principales que produce esta dispersión de parámetros son:

- Una reducción de la potencia máxima del generador fotovoltaico.
- Algunas células pueden llegar a convertirse en cargas, disipando la energía producida por las demás.

El primer efecto es debido a la propia dispersión de los parámetros de las células en el proceso de fabricación, es lo que se conoce como pérdidas por desacoplo o dispersión de parámetros. Los fabricantes de módulos fotovoltaicos clasifican las células de forma que las que componen un mismo módulo no tengan una dispersión grande en sus valores de corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ), para minimizar estas pérdidas. De la misma manera, una clasificación de los módulos que componen un campo de paneles fotovoltaicos por categorías en función de su corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{pmp}$ ), para luego asociar en serie solo los módulos que estarían dentro de la misma categoría, supone una considerable reducción de las pérdidas por desacoplo. En general estos factores están muy estudiados en base a los datos de producciones de muchos lotes de módulos fotovoltaicos, existiendo expresiones que relacionan los parámetros principales de los módulos con distribuciones estadísticas.

El efecto del sombreado parcial, por el contrario, es en muchos casos evitable, y es el que puede hacer que una célula sombreada invierta su polaridad convirtiéndola por lo tanto en una carga que disiparía toda la energía producida por el resto de las células que tenga asociada en serie. Si la potencia disipada tiene un valor elevado la célula aumentará considerablemente su temperatura, pudiendo llegar a su destrucción total. Este fenómeno es el que se le conoce como punto caliente. La temperatura que alcanza una célula cuando esta sombreada está relacionada con la potencia disipada en la misma y puede calcularse de manera aproximada según la ecuación 2.4.1.

#### **Ecuación 2.4.1: Temperatura célula.**

$$T_c = T_{amb} + \xi_m P_{dis}$$

Donde  $T_c$  es la temperatura de la célula,  $T_{amb}$  la temperatura ambiente,  $P_{dis}$  la potencia disipada y  $\xi_m$  una constante relacionada con la conductividad térmica del módulo que puede calcularse en función de la superficie de la célula  $S$  y la Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC) según la ecuación 2.4.2.

**Ecuación 2.4.2: Constante conductividad térmica.**

$$\xi_m (\text{°C/W/m}^2) = (\text{TONC (°C)} - 20) / (S * 800 (\text{W/m}^2))$$

**Asociación de células solares no idénticas en serie**

Si dos células no iguales se asocian en serie, como la corriente ha de ser la misma sobre todas las células podría llegar a aplicarse el voltaje del sistema completo excepto el elemento de menor eficiencia. Esto haría que el elemento tuviera que disipar una potencia elevada, calentándose y produciéndose sobre él el fenómeno del punto caliente. Para evitar una disipación de potencia que pudiera elevar la temperatura hasta el punto de deteriorar la célula se recurre a la inserción de diodos de paso en paralelo en una rama de células conectadas en serie.

**Asociación de células solares no idénticas en paralelo**

En la práctica la dispersión en los voltajes de circuito abierto de los módulos es bastante pequeña, y no es muy probable que éstos trabajen a temperaturas tan significantes diferentes como para producir un cambio grande en los valores de  $V_{oc}$ . La célula de menor eficiencia absorberá la corriente del resto de las células aumentando su temperatura. Para prevenir este efecto se recurre a la inserción de diodos de bloqueo en serie en cada una de las ramas en paralelo.

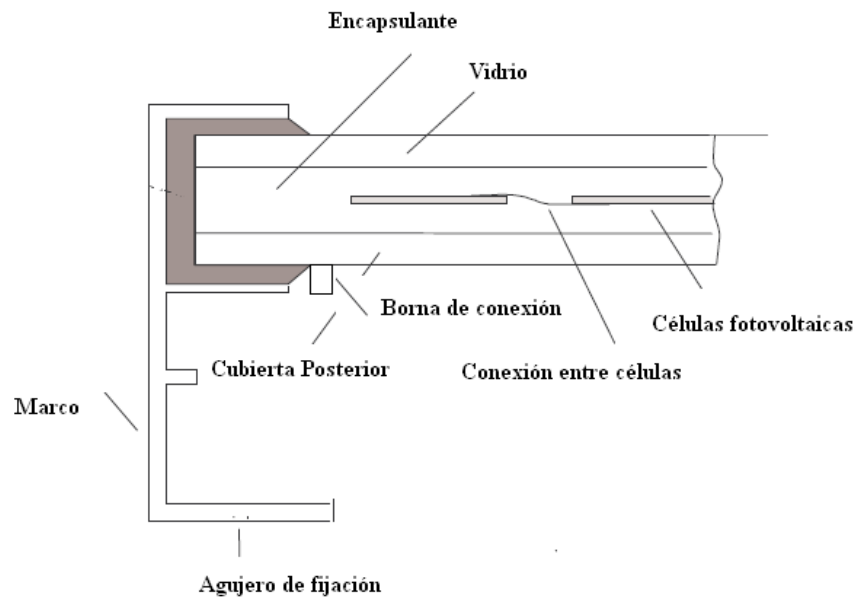
## **2.5 ESTRUCTURA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO**

El módulo fotovoltaico consiste en la conexión eléctrica de células fotovoltaicas en serie-paralelo hasta obtener los valores de voltaje y corriente deseado. Este conjunto es encapsulado de forma que quede protegido de los agentes atmosféricos que puedan afectar cuando esté trabajando a la intemperie, dándole a su vez rigidez mecánica y aislándole eléctricamente del exterior. [5].

En la actualidad existe una amplia gama de aplicaciones fotovoltaicas existentes y por tanto diferentes tamaños y características. De forma general un módulo fotovoltaico presenta los siguientes elementos (ilustración 2.5.1):

**Cubierta frontal o vidrio:** Se utiliza para dar rigidez y dureza mecánica al módulo fotovoltaico. Ha de poseer una elevada transmisión en el rango de longitudes de onda que pueden ser aprovechadas por una célula solar fotovoltaica, y una baja reflexión de la superficie frontal para aprovechar al máximo la energía solar incidente. El material debe ser impermeable al agua y tener una buena resistencia al impacto, debe ser estable a la exposición prolongada

de rayos UV y contar con una baja resistividad térmica. Los materiales más utilizados para la cubierta frontal son los acrílicos, los polímeros y el cristal.



**Ilustración 2.5.1: Estructura del módulo fotovoltaico.**

**Encapsulante:** Se utiliza para dar adhesión entre las células solares, la superficie frontal y la posterior del módulo. Debe ser impermeable al agua y resistente a la fatiga térmica y la abrasión. El más utilizado es el EVA.

**Cubierta posterior:** Debe ser impermeable y con baja resistencia térmica. Normalmente se utiliza una película con Tedlar adosada en toda la superficie del módulo, aunque hay modelos que emplean una nueva capa de Tedlar y un segundo vidrio.

**Células solares y sus conectores:** Las cintas de interconexión eléctrica suelen ser de aluminio o acero inoxidable, y se sueldan de forma redundante, con dos conductores en paralelo para aumentar la recolección de portadores en ambas caras de la célula.

**Marco:** Todo el conjunto, protegido con una junta de neopreno, va incrustado en un marco de aluminio normalmente adherido con silicona que le proporciona resistencia mecánica y está preparado para permitir la instalación y ensamblaje en cualquier estructura.

**Borna de conexión:** Se suele incorporar una caja de conexiones externas normalmente adherida con silicona a la parte posterior, que cuenta con dos bornes de salida, positiva y negativa, para permitir el conexionado de los módulos. Ha de ser de cierre hermético y resistente a la intemperie para proteger las conexiones del módulo. En algunos casos también lleva diodos de protección.

## **2.6 ELEMENTOS ADICIONALES PARA EL MÓDULO FOTOVOLTAICO**

Los módulos fotovoltaicos necesitan de la conexión de otros elementos importantes para su correcto funcionamiento, como son los siguientes: [6].

**Cajas de conexión:** Sirven para conectar el módulo fotovoltaico, a la red eléctrica, por medio de otros aparatos eléctricos necesarios para su funcionamiento (baterías, reguladores, inversores...).

**Diodos de paso:** Sirven para evitar problemas que pueda ocasionar una iluminación no uniforme, la presencia de sombras u otros factores que puedan hacer que una parte del generador fotovoltaico trabaje en distintas condiciones que el resto. Se colocan en paralelo en asociaciones de módulos fotovoltaicos en serie para impedir que todos los elementos de la serie se descargue sobre una célula que resulte sombreada. El diodo se coloca con polaridad opuesta a la de las células de manera que si trabajan correctamente por el diodo no pase corriente, si un modulo resulta severamente sombreado se invertirá su polaridad y por tanto la polaridad del diodo cambiará, por lo que la corriente generada pasará por el resto de los módulos. La mayoría de los fabricantes incorporan los diodos de paso en tomas intermedias en las cajas de conexión de sus módulos. Estos diodos deben ser capaces de soportar los valores de corriente y voltaje que ocasionalmente pudieran circular por ellos sin elevar excesivamente su temperatura ni deteriorarse.

**Diodos de bloqueo:** Sirven para controlar los flujos de corriente con el fin de prevenir las corrientes inversas desde la batería hasta el campo o paneles y proteger las ramas débiles o deterioradas. Su principal función es prevenir que la batería se descargue sobre el módulo por la noche y bloquear los flujos de corriente inversos de ramas en paralelo deterioradas o sombreadas durante el día.

**Cableado:** El tipo de cableado dependerá de las conexiones que va a realizar y su sección deberá asegurar que la caída de tensión en el generador, y entre este y el resto de los componentes del sistema no supere el 1% de la tensión nominal. Pero deben cumplir de forma general:

- Estar aislados de la intemperie y resistir la humedad.
- Los cables utilizados para interconexión de módulos deben ser resistentes a la luz solar.
- Los cables que vayan a ser enterrados deben ser colocados en una zanja de al menos 40 cm de profundidad y llevar un revestimiento de combustión lenta, resistente a la humedad, corrosión y formación fúngica.

**Protección contra sobretensiones:** Son interruptores y fusibles que sirven para proteger a los equipos y a los seres vivos. Los interruptores permiten cortar manualmente el flujo de corriente en caso de una emergencia o para un mantenimiento programado. Los fusibles proporcionan protección contra sobrecorrientes en caso de un cortocircuito del sistema o de una falla eléctrica.

**Conexión a tierra:** Todas las superficies eléctricas y el armazón del conjunto, que pudieran ser tocadas por seres vivos están conectadas a tierra y además se recomienda el uso de protecciones adicionales como varistores.

**Estructura de soporte:** Sirve para proporcionar una buena resistencia a los agentes atmosféricos y disponer de una orientación e inclinación adecuadas para proporcionar el máximo de energía posible a lo largo de todo el año. Los materiales de los que son construidos deben ser resistentes a la corrosión, empleándose comúnmente el aluminio anodizado o acero galvanizado en caliente. La placa fotovoltaica se fija a la estructura mediante unos tornillos de aluminio anodizado o acero inoxidable para evitar pares galvánicos y corrosiones. La inclinación de la estructura dependerá de los valores máximos de salida del campo fotovoltaico durante los peores meses del año que es cuando la radiación es más débil y se produce mucha menos energía. Algunas estructuras disponen de dos o tres posiciones para poder optimizar el rendimiento del módulo a lo largo del año. Estas estructuras se pueden colocar en diversos lugares dependiendo del espacio que se posee o del número de módulos fotovoltaicos que se van a colocar, de forma general las posibilidades son:

- En el suelo: Es fácilmente accesible y de montaje. Se coloca opuesto a la dirección principal del viento. Sus inconvenientes es que podría quedar enterrada o podría ser fracturada por personas o animales.
- En un poste: Es usual en pequeñas instalaciones como en una farola o un semáforo.
- En una pared: La principal ventaja es que no necesita espacio adicional, pero tiene un gran inconveniente que puede no tener una orientación adecuada o puede estar sometida a sombras parciales.
- En un tejado: Es de las más comunes ya que no se requiere ni espacio ni estructuras adicionales, pero tiene como inconveniente la posibilidad de encontrar sombras parciales o resultar difícil encontrar la posición adecuada.

**Sistemas con seguimiento:** Adicionalmente se puede colocar un sistema de seguimiento a la estructura de soporte. Es un sistema móvil que sigue la trayectoria del sol en uno o dos ejes, de este modo se aprovecha al máximo la radiación solar incidente. Su movimiento se basa en el desplazamiento de un fotosensor que busca cada cierto tiempo la mejor orientación donde la corriente producida es mayor o en sistema de coordenadas

calculadas donde la posición del campo fotovoltaico a lo largo del día está previamente calculada y almacenada.

## **2.7 INSTALACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO**

El módulo fotovoltaico necesita de otros elementos adicionales para poder conectarlo a la red eléctrica y producir electricidad útil. Estos elementos son (ilustración 2.7.1): [7].

**Regulador de carga o de tensión:** Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas. Regula la inyección de corriente desde los paneles a la batería, interrumpe el paso de energía cuando la batería se halla totalmente cargada evitando así los efectos negativos derivados de una sobrecarga, y en todo momento controla el estado de carga de la batería para permitir el paso de energía eléctrica proveniente de los paneles cuando esta empieza a bajar

**Banco de baterías o acumulador de energía:** Es el dispositivo que permite el almacenamiento de energía eléctrica, mediante la transformación reversible de energía eléctrica en energía química. Almacena la energía de los paneles para los momentos en que no hay sol, o para los momentos en que las características de la energía proporcionada por los paneles no es suficiente o adecuada para satisfacer la demanda (falta de potencia al atardecer, amanecer o días nublados). La naturaleza de la radiación solar es variable a lo largo del día y del año, la batería es el elemento que solventa este problema ofreciendo una disponibilidad de energía de manera uniforme durante todo el año.

**Inversor:** Sirve para convertir la energía eléctrica de corriente continua producida en los paneles solares fotovoltaicos, en corriente alterna monofásica para poder inyectarla a cada una de las fases de la red de suministro eléctrico. La tensión generada por el inversor es sinodal y se obtiene mediante la técnica de modulación de ancho de pulsos, y un microcontrolador determina el tipo de onda que se genera. Para conseguir el mejor rendimiento de la instalación, el sistema de control de los inversores trabaja detectando continuamente el punto de máxima potencia de la característica tensión-corriente de los paneles fotovoltaicos, la situación de dicho punto de máxima potencia es variable, dependiendo de diversos factores ambientales, como variaciones en la radiación solar recibida o por variaciones de la temperatura de los paneles. Durante los períodos nocturnos el inversor permanece parado vigilando los valores de tensión del bus DC del generador fotovoltaico. Al amanecer, la tensión del generador fotovoltaico aumenta, lo que pone en funcionamiento el inversor que comienza a inyectar corriente en la red, sí la potencia disponible en paneles supera un valor umbral o mínimo.



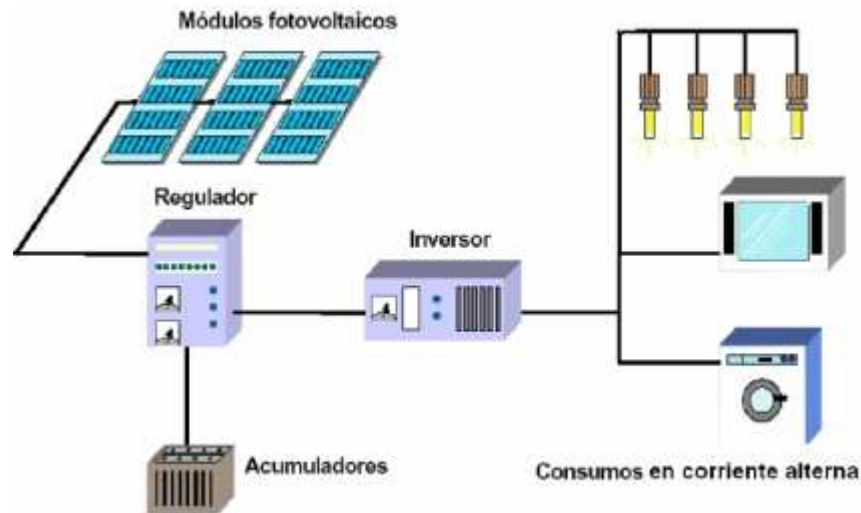


Ilustración 2.7.1: Instalación del módulo fotovoltaico.

## 2.8 TIPOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Actualmente se dispone de dos grandes grupos diferentes de módulos fotovoltaicos en cuanto a su naturaleza: [8].

**Células cristalinas:** Los paneles fotovoltaicos están compuestos por células fotovoltaicas de silicio monocristalino o policristalino, la diferencia entre una y otra radica en el procedimiento de fabricación.

- **Silicio monocristalino:** Se componen de secciones de un único cristal de silicio (reconocibles por su forma circular u octogonal, donde los lados cortos son curvos, debido a que es una célula circular recortada). Las células de silicio monocristalino se obtienen a partir de silicio muy puro, que se refunde en un crisol junto con una pequeña proporción de boro, una vez que el material se encuentra en estado líquido se le introduce una varilla con un “cristal germen” de silicio, que se va haciendo recrecer con nuevos átomos procedentes del líquido, que quedan ordenados siguiendo la estructura del cristal, de esta forma se obtiene una monocristal dopado, que luego se corta en obleas de aproximadamente tres décimas de milímetro de grosor, esta obleas se introducen después en hornos especiales, dentro de los cuales se difunden átomos de fósforo que se depositan sobre una cara y alcanzan una cierta profundidad en su superficie, posteriormente, y antes de realizar la serigrafía para las interconexiones superficiales, se recubren con un tratamiento antireflexivo de bióxido de titanio o zirconio. En laboratorio se han alcanzado rendimientos máximos del 24,7% para éste tipo de paneles siendo en los comercializados del 16%.

- **Silicio policristalino o multicristalino:** Cuando están formadas por pequeñas partículas cristalizadas. La fabricación de células policristalinas resulta más económica, para ello se vierte silicio líquido en bloques y éstos se sierran finalmente en placas, mientras el material se solidifica, se forman estructuras cristalinas de tamaño diverso, en cuyos límites se generan impurezas, estas impurezas cristalinas tienen una eficiencia energética menor si se compara con las células solares monocristalinos, en laboratorio del 19.8% y en los módulos comerciales del 14%, siendo su precio también más bajo.

**Células de película delgada o capa fina:** La mayoría de las células de película fina o delgada consisten en una sustancia absorbente solar rociada sobre una capa, o aplicada con gas a una capa, o, más recientemente, de una tinta solar impresa sobre una capa. Las tecnologías de la película fina se diferencian sobre todo en el material que utilizan, la película fina utiliza típicamente el 1%, o menos, del silicio normal, es más barata, y es también a veces flexible, pero es menos eficiente que el silicio normal, y absorbe solamente el espectro visible de la luz. El silicio nano-cristalino, también llamado microcristalino, es una clase de silicio amorfo pero contiene cristales pequeños. Es más fácil de hacer que el silicio normal, absorbe un espectro más amplio de la luz que el amorfo, y es flexible. Las principales clases de película fina son:

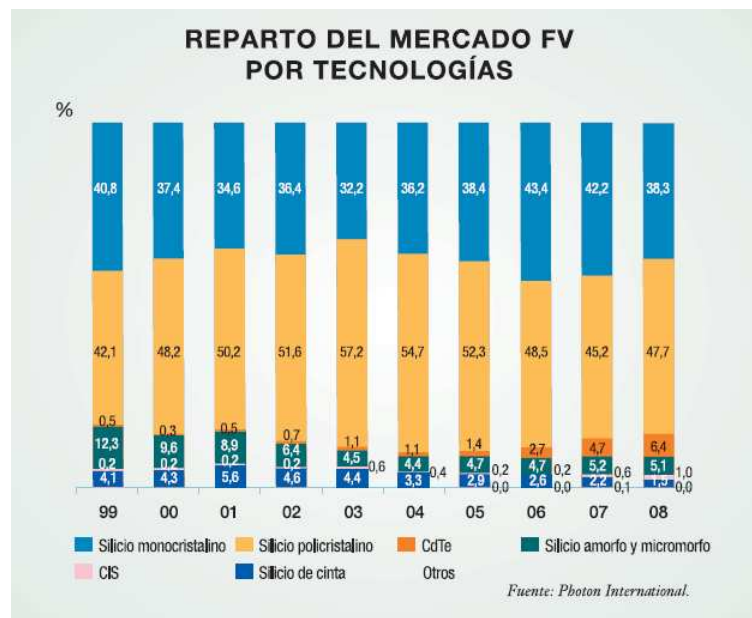
- **Silicio amorfo:** Cuando el silicio no se ha cristalizado, las capas de semiconductores se forman mediante la precipitación de cristal, plástico o metal. Para su producción industrial se suele utilizar silicio, cobre indio diselenido y telururo de cadmio. El grueso de las capas es de menos de un micrómetro. Su rendimiento máximo alcanzado en laboratorio ha sido del 13% siendo el de los módulos comerciales del 8%.
- **CIGS:** Están basados en el cobre, el indio, el galio y el selenio. Los productos químicos se mezclan para formar una película delgada con hasta el 16.5% de eficacia. Utiliza una clase más complicada de reacción química que el silicio. Se utilizan los CIGS para conseguir una eficacia mejor al concentrar la luz con espejos.
- **Telurio de cadmio:** Conocido como CdTe. Tiene cualidades útiles, pero tiene el problema de que la sustancia es tóxica. CdTe es también menos eficiente que el silicio, aunque es más barato de fabricar. Su rendimiento en laboratorio es del 16% y en módulos comerciales del 8%.
- **CIS:** Capa fina de diselenuro de indio y de cobre. Puede alcanzar hasta un 11% de rendimiento, pero es muy costosa.

La gran diferencia entre estas dos tecnologías es, que la tecnología cristalina lleva muchos más años en el mercado y tiene mayor rendimiento que la tecnología de capa fina en

condiciones estándar, además de necesitar menos espacio en tierra para generar la misma energía. Sin embargo la tecnología de película fina tiene mayor rendimiento en lugares con mucho polvo, como el desierto o cerca de industrias que generen muchas partículas en el cielo, también son superiores cuando hay neblina frecuente, como en las costas. Esto es debido a la sensibilidad de las células de película fina a un espectro más amplio de la radiación solar, incluyendo regiones en el infrarrojo y el ultravioleta. Otra ventaja de la tecnología de capa fina en comparación con la tecnología cristalina, es que se necesitan menos interconexiones entre las células, por lo que hay menos pérdida por calor en los días calurosos, además de ser más baratas. En la tabla 2.8.1 adjunta se recogen las principales características de las distintas tecnologías fotovoltaicas.

En la tabla 2.8.2 se puede observar la distribución de las distintas tecnologías fotovoltaicas en el mercado actual. La tecnología más vendida actualmente es la cristalina con una gran diferencia con respecto a las otras, siendo la tecnología de módulo más vendido el policristalino y el menos vendido el de capa fina CIS. El mayor aumento de ventas lo tiene el módulo de capa fina CdTe y el que más disminuye en sus ventas es el silicio monocristalino, ya que cada vez de apuesta más por los módulos de capa fina, aunque todavía quedan muchos años para que esta tecnología supere en ventas a la tecnología cristalina.

**Tabla 2.8.2: Reparto del mercado por tecnologías.**

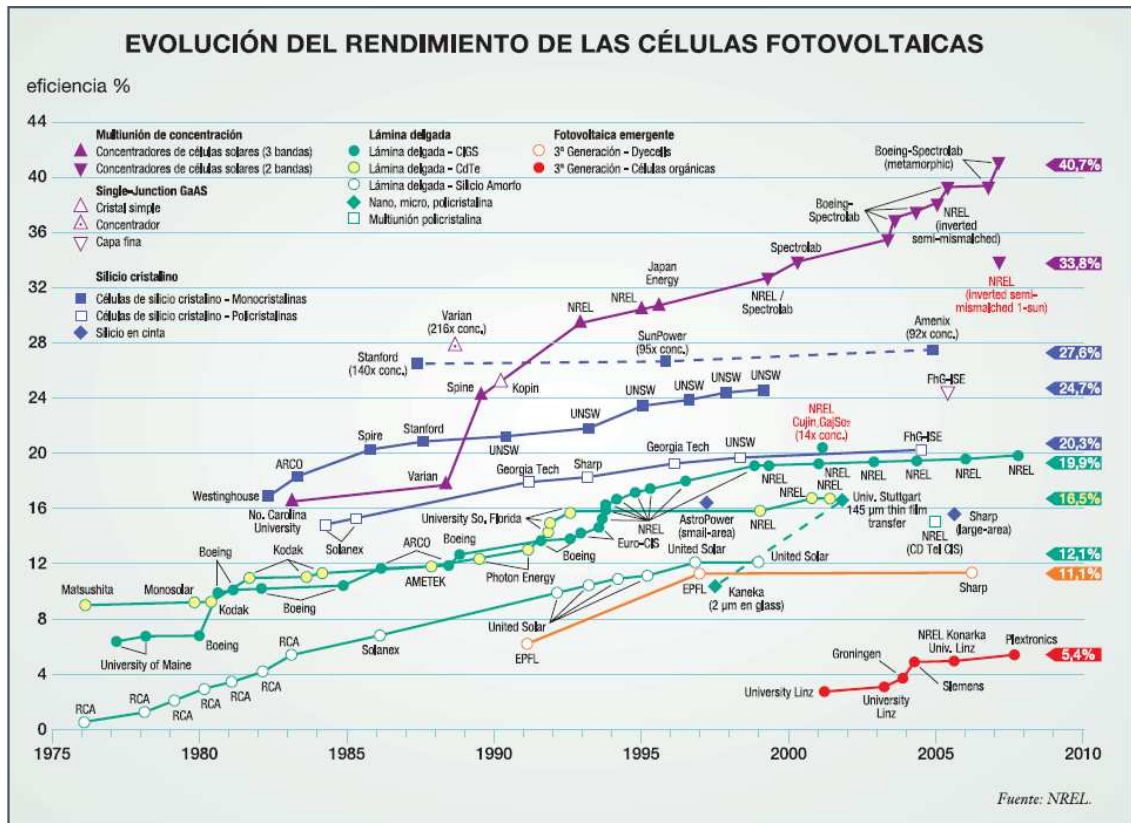


**Tabla 2.8.1: Principales características de las distintas tecnologías fotovoltaicas.**

	<b>Tecnología cristalina estándar</b>	<b>Silicio amorfo a-si</b>	<b>Silicio amorfo a-si/<math>\mu</math>-si</b>	<b>CdTe</b>	<b>CIGS</b>
<b>Eficiencia actual de los módulos</b>	13% - 19%	5,5% - 6,5%	9% - 11%	10% -11%	8% -11%
<b>Precio de los módulos (€/Wp)</b>	2,2 - 2,6	1,8 - 2	1,9 - 2,1	1,5 - 2	1,9 - 2,1
<b>Cuota del mercado actual</b>	90%	3,9%		2,7%	0,2%
<b>Principales ventajas</b>	Tecnología madura	Tecnología con experiencia		Eficiencia relativamente alta	Fácilmente implementable en sustratos flexibles
	Cadena de suministro establecida	Similar a procesos probados de producción de dispositivos TFT & LCD		Bajos costes de producción	
	Alta eficiencia	Buen comportamiento frente a la temperatura		Buen comportamiento frente a la temperatura	Eficiencia relativamente alta
<b>Principales desventajas</b>	Alta dependencia de los precios de las materias primas	Baja eficiencia	Menores expectativas de mejora a largo plazo	Potencial toxicidad del Cd	Alto coeficiente de pérdidas de temperatura
				Déficit potencial del telurio	Déficit potencial y elevado coste del indio
			Experiencia limitada	Experiencia limitada	Experiencia limitada

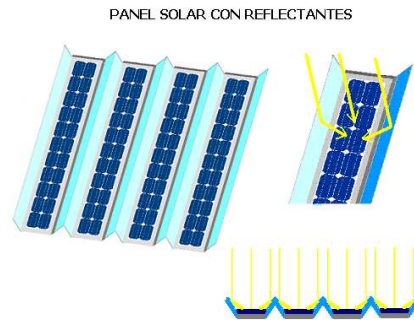
En la tabla 2.8.3 se puede observar cómo evoluciona, con el paso de los años, el rendimiento de las células fotovoltaicas de distintas tecnologías. El mayor rendimiento que se puede encontrar actualmente pertenece a los concentradores de células y el menor pertenece a las células de tercera generación, que llevan pocos años de investigación. Como se puede observar es cierto que los módulos de tecnología cristalina ofrecen un mayor rendimiento que los módulos de tecnología de capa fina.

**Tabla 2.8.3: Evolución del rendimiento de las células fotovoltaicas.**



También se pueden diferenciar los paneles en función de la forma física, empleándose cualquiera de los materiales antes comentados, se fabrican paneles en distintos formatos para adaptarse a una aplicación en concreto o bien para lograr un mayor rendimiento. Algunos ejemplos de formas de paneles distintos del clásico módulo plano son:

- **Paneles con sistemas de concentración:** Mediante una serie de superficies reflectantes concentran la luz sobre los paneles fotovoltaicos. Aunque el porcentaje de conversión no varíe, una misma superficie de panel producirá más electricidad, ya que recibe una cantidad concentrada de fotones (ilustración 2.8.1).



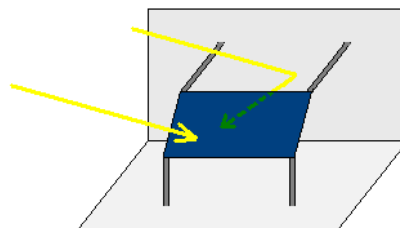
**Ilustración 2.8.1: Panel solar reflectante**

- **Paneles de formato “teja o baldosa”:** Estos paneles son de pequeño tamaño y están pensados para combinarse en gran número, para así cubrir las grandes superficies que ofrecen los tejados de las viviendas. Aptos para cubrir grandes demandas energéticas en los que se necesita una elevada superficie de captación (ilustración 2.8.2).



**Ilustración 2.8.2: Panel baldosa**

- **Paneles bifaciales:** Basados en un tipo de panel capaz de transformar en electricidad la radiación solar que recibe por cualquiera de sus dos caras. Para aprovechar convenientemente esta cualidad se coloca sobre dos superficies blancas que reflejan la luz solar hacia el reverso del panel (ilustración 2.8.3).



**Ilustración 2.8.3: Panel bifacial.**

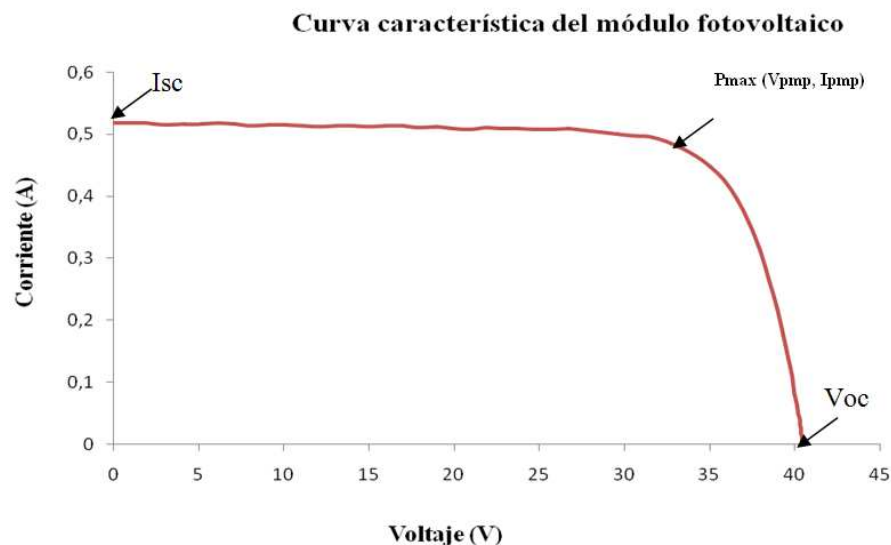
# CAPÍTULO 3:

## CURVAS CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

### 3.1 TERMINOLOGÍA

La representación estándar de un dispositivo fotovoltaico es la curva característica corriente - tensión (V-I). La curva representa las posibles combinaciones de corriente y voltaje para un dispositivo fotovoltaico bajo unas condiciones ambientales determinadas. El punto en concreto de corriente y voltaje en el que el dispositivo fotovoltaico trabajará, vendrá determinado por la carga a la que esté conectado. [9].

Los principales parámetros característicos corriente – tensión (V-I) del dispositivo fotovoltaico, se puede observar en la ilustración 3.1.1, realizado para el módulo B en un día típico de verano.



**Ilustración 3.1.1: Curva característica del módulo fotovoltaico.**

- **Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ).** Es la máxima corriente que producirá el dispositivo bajo unas condiciones definidas de iluminación y temperatura, correspondiente a un voltaje igual a cero.
- **Voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ).** Es el máximo de voltaje del dispositivo bajo unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura, correspondientes a una corriente igual a cero.

- **Potencia máxima ( $P_{\max}$ ).** Es la máxima potencia que producirá el dispositivo en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura, correspondiente a un par máximo de corriente y voltaje.
- **Corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{\text{pmp}}$ ).** Es el valor de la corriente para la potencia máxima en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.
- **Voltaje en el punto de máxima potencia ( $V_{\text{pmp}}$ ).** Es el valor del voltaje para la potencia máxima en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.
- **Factor de llenado (FF).** Es el valor correspondiente al cociente entre la potencia máxima y el producto de la corriente de cortocircuito con el voltaje de circuito abierto. Da una idea de la calidad del dispositivo fotovoltaico siendo éste tanto mejor cuánto más alto es su factor de llenado.

## **3.2 ECUACIÓN CARACTERÍSTICA**

La curva característica corriente tensión de una célula fotovoltaica puede describirse con suficiente precisión por la ecuación 3.2.1.

### **Ecuación 3.2.1: Curva característica.**

$$I = I_L - I_0 \left( \exp \left( \frac{V + IR_s}{m v_t} \right) - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p}$$

Donde  $I_L$  es la corriente fotogenerada,  $I_0$  es la corriente inversa de saturación del diodo,  $v_t$  es el voltaje térmico ( $v_t = KT/e$ , siendo  $K$  la constante de Boltzman,  $T$  la temperatura en grados kelvin y  $e$  de la carga del electrón),  $m$  es el factor de idealidad del diodo,  $R_s$  es la resistencia en serie y  $R_p$  la resistencia en paralelo.

Para el caso de un módulo fotovoltaico sus características eléctricas dependerán del número de células en serie y paralelo que posea. Si se supone que todas las células que componen un módulo son iguales, se podría describir la ecuación característica como la 3.2.2.

### **Ecuación 3.2.2: Curva característica de módulos iguales.**

$$I = N_p \left( I_L - I_0 \left( \exp \left( \frac{V / N_s + IR_s / N_p}{m v_t} \right) - 1 \right) - \frac{V / N_s + IR_s / N_p}{R_p} \right)$$

Donde  $N_p$  y  $N_s$  son el número de células que hay en paralelo y en serie en el módulo fotovoltaico.



### **3.3 FACTORES QUE AFECTAN A LA CURVA CARACTERISTICA I-V DEL GENERADOR**

La curva característica corriente - tensión (I-V) del generador fotovoltaico se ve afectada por factores ambientales tales como la intensidad de iluminación, la temperatura y la distribución espectral de la luz. [10].

#### **Efecto de la intensidad de iluminación (irradiancia)**

En general la irradiancia afecta principalmente a la corriente, de forma que se puede considerar que la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es proporcional a la irradiancia, como se observa en la ecuación 3.3.1.

#### **Ecuación 3.3.1: Corriente de cortocircuito.**

$$I_{sc}(E_2) = I_{sc}(E_1) * (E_2 / E_1)$$

Donde  $I_{sc}(E_2)$  es la corriente de cortocircuito para un nivel de irradiancia de  $E_2$ , e  $I_{sc}(E_1)$  es la corriente para un nivel de irradiancia de  $E_1$ .

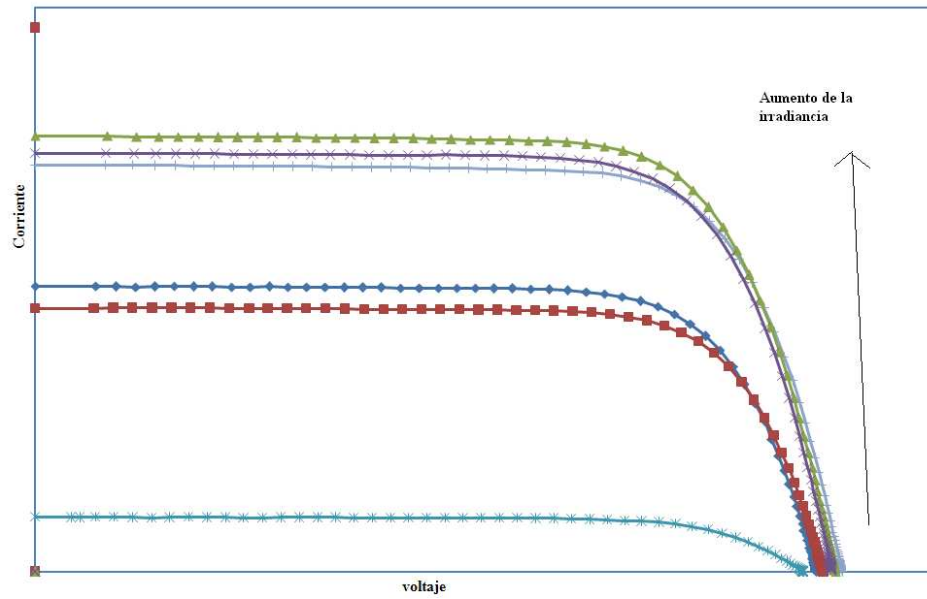
La ecuación 3.3.1 es válida para variaciones de irradiancia a temperatura constante y resulta una aproximación cuando ésta varía, ya que supone despreciar los efectos que la temperatura tiene sobre la corriente de cortocircuito. Sin embargo se puede considerar como una expresión adecuada para tener una idea de cuáles serían los valores de  $I_{sc}$  a diferentes irradiancias ya que el error que se comete es inferior al 0.5%.

Tomando el módulo B como ejemplo se puede crear la ilustración 3.3.1 para observar el efecto de la irradiancia sobre la curva I – V, aunque la temperatura no es totalmente constante en este caso.

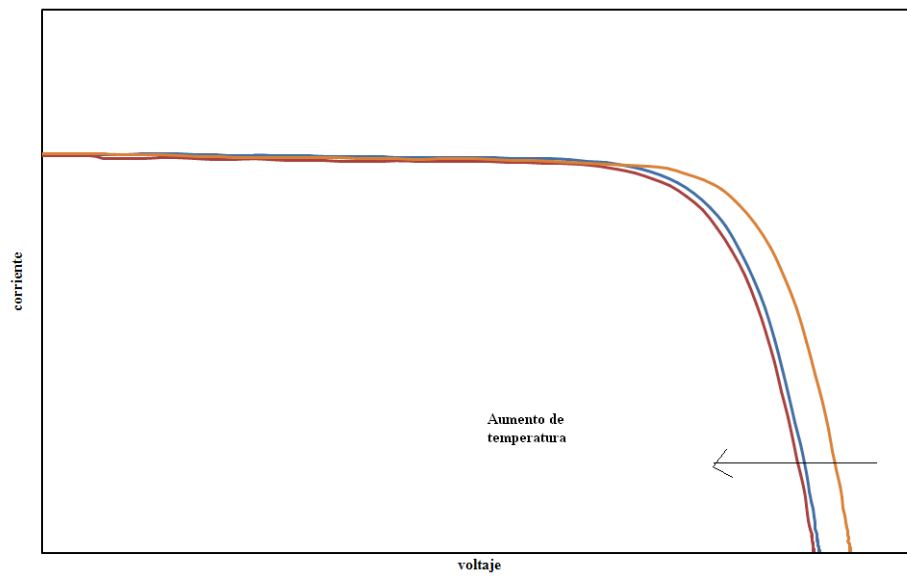
#### **Efecto de la temperatura**

La temperatura afecta principalmente a los valores de voltaje de la característica I-V, y tiene su mayor influencia en el voltaje de circuito abierto, aunque también modifica los valores del punto de máxima potencia y el valor de  $I_{sc}$ , éste muy ligeramente.

Se puede observar cómo influye la temperatura al mantener la irradiancia aproximadamente constante en la curva característica I-V para el modulo B, en la ilustración 3.3.2.



**Ilustración 3.3.1: Curva característica con variación de irradiancia.**



**Ilustración 3.3.2: Curva característica con variación de temperatura.**

Existen tres coeficientes  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$  que representan la variación de los parámetros fundamentales de la curva característica V-I del generador fotovoltaico con la temperatura. Así,  $\alpha$  expresa la variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura,  $\beta$  la variación del voltaje de circuito abierto y  $\gamma$  la variación de la potencia máxima.

### **Efecto del contenido espectral de la luz**

Dependiendo de la hora de medida y la época del año, el espectro presenta pequeñas desviaciones respecto al espectro considerado estándar en la superficie terrestre. Si se realiza una media del espectro en el momento de tomar la característica V-I, puede realizarse una pequeña corrección multiplicando la corriente de cortocircuito por el factor espectral, obtenido de la comparación del espectro estándar y el espectro en condiciones experimentales. Esta corrección suele ser muy pequeña y se utiliza cuando se requiere elevada precisión por tratarse de calibraciones de células o módulos fotovoltaicos.

## **3.4 CONDICIONES DE REFERENCIA**

Dado que la curva característica del módulo fotovoltaico cambia con las condiciones ambientales, es necesario definir una serie de condiciones de operación para poder contrastar los valores de distintos fabricantes y extrapolar a partir de ellas a otras condiciones deseadas. Las condiciones más empleadas son: [11].

**Condiciones Estándar de Medida:** Son de uso generalizado y universal y además las empleadas para definir los módulos en este proyecto y vienen definidas por:

Irradiancia	1.000W/m <sup>2</sup>
Distribución espectral	AM 1.5 G
Incidencia normal	
Temperatura de la célula	25°C

Normalmente los parámetros característicos de los módulos o células incluidos en las hojas de especificaciones técnicas de los fabricantes vienen definidos en estas condiciones. Sin embargo la experiencia muestra que pocas veces los módulos fotovoltaicos alcanzan estas condiciones, ya que con un nivel de irradiancia de 1000/m<sup>2</sup> que puede alcanzarse al mediodía, los módulos adquieren temperaturas de más de 25°C, a no ser que sea un día claro de invierno. Es por esto por lo que se definen además, otra condiciones que pretenden representar el comportamiento del módulo de la manera más realista.

**Condiciones Nominales de Operación (CNO):** No son de uso generalizado, razón por la cual en casi ningún módulo de los aquí estudiados se puede encontrar estas condiciones en sus hojas características, sus condiciones son:

Irradiancia	800W/m <sup>2</sup>
Temperatura	Temperatura de operación nominal de la célula (TONC)

Velocidad del viento	1m/s
Temperatura ambiente	20°C

### **3.5 EFICIENCIA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO**

La eficiencia de un dispositivo es la manera común de definir la calidad del mismo. Para el caso de un generador fotovoltaico, esta sería el cociente entre la energía producida por el dispositivo y la energía incidente. Sin embargo existen varias maneras de definir la eficiencia del generador fotovoltaico, dependiendo del área del mismo que se tenga en cuenta. Así, en los catálogos de fabricantes y en bibliografías de referencia se puede encontrar: [12].

#### **Eficiencia con respecto al área total**

Esta definición implica la relación entre la máxima potencia generada por el dispositivo y la cantidad de radiación solar incidente en el dispositivo completo. Por dispositivo completo se entiende el área total del módulo, incluyendo células, espacio intercelular, contactos y marco del mismo. Viene definido por la ecuación 3.5.1.

#### **Ecuación 3.5.1: Rendimiento en función del área total.**

$$\eta_{\text{Áreatotal}} = P_{\text{max}} / (A_{\text{T}} * E_{\text{T}})$$

Donde  $\eta_{\text{Áreatotal}}$  es la eficiencia con respecto al área total,  $P_{\text{max}}$  es la potencia que puede generar el dispositivo,  $A_{\text{T}}$  es el área del mismo y  $E_{\text{T}}$  es la radiación incidente total. Esta ecuación será la expresión que se utilice para hallar el rendimientos de los módulos fotovoltaicos aquí estudiados.

#### **Eficiencia con respecto al área de la célula**

Es una versión modificada de la anterior, en la que sólo se considera el área cubierta por células dentro del módulo ignorando el espacio entre células y el marco del módulo. De esta manera se evita el efecto de marcos muy grandes, que en realidad no afectan a la calidad de las células fotovoltaicas.

#### **Eficiencia con respecto al área activa de célula**

Esta definición implica el cálculo de la eficiencia basada solamente en el área del dispositivo que está expuesta a la luz solar incidente. Las áreas sombreadas por los contactos o las rejillas de la célula no estarían incluidas. Esta es la eficiencia que nos ofrece siempre un

valor mayor, aunque normalmente sólo se utiliza para células individuales y en resultados de laboratorio y no en dispositivos comerciales acabados.

# CAPÍTULO 4

## INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DEL PROYECTO

### 4.1 MÓDULOS DE ESTUDIO

Se va analizar el comportamiento que tienen las distintas placas en relación a su tecnología y a su uso en un día soleado de verano y otro de invierno. En la introducción al proyecto se pudo apreciar cuales eran las características teóricas de los módulos que se emplean en este estudio. Para hallar las características reales de los módulos que aquí se estudian tanto en verano como en invierno se utilizará la ecuación 3.5.1 para hallar el rendimiento, y mediante un complicado programa de Excel, a partir de las curvas características sacadas del trazador de curvas, se podrán obtener el resto de los parámetros característicos. [13, 14].

Se pueden observar las características teóricas de los módulos de este proyecto en la tabla 4.1.1.

**Tabla 4.1.1: Características teóricas de los módulos de estudio.**

Módulo	Tecnología	Rendimiento (%)	$V_{oc}$ (V)	$V_{pmp}$ (V)	$I_{sc}$ (A)	$I_{pmp}$ (A)	$P_{max}$ (WP)	Peso (KG)	Medidas (mm)
A	Monocristalina	14.5	44.7	35.8	5.23	4.9	175	15.5	1580x808x35
B	Monocristalina	12.7	43.8	35.0	4.9	4.57	160	14.4	1590x790x39.5
C	Monocristalina	20.0	47.7	40.0	5.75	5.25	210	16.5	1559x798x46
E	Policristalina	12.0	32.6	25.9	7.78	6.95	186.1	18.2	1571x911x41
F	Policristalina	-	37.2	29.84	7.96	7.44	220	23.0	1649x990x50
D	HIT	17.2	66.4	54.0	3.65	3.3	180	15.0	895x1320x35
G	Silicio amorfo	6.3	92.0	67.0	1.19	0.9	60	13.7	960x990x40
H	Silicio amorfo	-	22.8	16.8	2.5	1.92	32.3	6.2	1005x605x20
K	Silicio amorfo	-	23.8	16.5	4.8	3.9	64	9.2	1366x741
I	CIS	-	44.5	35.0	2.36	2.15	75	12.7	1205x605x35
J	CdTe	8.68	86.0	62.5	1.17	1.0	62.5	12.0	1200x600x6.8

Las características reales de los módulos en un día de verano se pueden observar en la tabla 4.1.2, en donde las horas de sol van desde las 7:00 de la mañana hasta las 17:00, y los intervalos de medida son de cuatro minutos en cada placa. La temperatura máxima que soportaron los módulos fue de 64.64 °C a las 11:45 de la mañana, y la temperatura mínima fue de 16,635 °C a las 7:00 de la mañana. La mayor irradiancia que soportaron fue de 1055,24386 W/m<sup>2</sup> a las 12:00 de la mañana y la mínima de 100,29588 W/m<sup>2</sup> a las 7:00 de la mañana.

**Tabla 4.1.2: Características reales en verano de los módulos de estudio.**

Módulo	Rendimiento (%)	V <sub>oc</sub> (V)	V <sub>pmp</sub> (V)	I <sub>sc</sub> (A)	I <sub>pmp</sub> (A)	P <sub>max</sub> (WP)	V <sub>oc</sub> /V <sub>pmp</sub>
A	12.5	42,16363	35,07334	5.495	4,94704	165,84404	0,837377327
B	10.88	41,54486	34,92545	5,03806	4,62582	144,260255	0,840668376
C	13.58	45,61773	38,40266	5,86902	5,2824	178,290906	0,846804938
E	9.55	30,45341	24,97658	7,6842	6,749	144,260255	0,82608114
F	11.02	34,81969	28,95148	8,54603	7,71966	189,868906	0,833485339
D	13.2	66,82819	55,1717	7,6842	3,38275	164,613106	0,836464415
G	5.3	88,05971	65,72876	1,18639	0,92386	53,4515397	0,758884176
H	5.67	22,66804	17,73594	2,85317	2,31825	36,3923058	0,79057233
K	5.3	21,58154	16,16268	4,79195	3,88239	56,5123808	0,763153392
I	6.9	45,08901	32,27267	2,47201	2,06294	53,0236238	0,764167338
J	7.1	84,71967	68,0575	4,79195	0,97666	53,9829773	0,807618282

Se observa que la corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{pmp}$ ), el voltaje en el punto de máxima potencia ( $V_{pmp}$ ) y el voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) son prácticamente iguales para el módulo teórico como para el real de un día de verano. En la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ), excepto en el módulo D y el J, que son mayores, los valores reales en verano son similares a los teóricos. En cuanto a la potencia máxima ( $P_{max}$ ) se observa que en la mayoría de los módulos, la potencia real en verano es bastante inferior a la teórica, excepto en el módulo H que su potencia real es superior a la teórica. En cuanto a la relación del voltaje de circuito abierto con respecto al del punto de máxima potencia ( $V_{oc}/V_{pmp}$ ), se puede observar que en los módulos cristalinos hay prácticamente la misma relación mientras que en los módulos de capa fina, excepto en el módulo D (ya que es una mezcla de un módulo monocristalino y de silicio

amorfo), son inferiores a los módulos cristalinos. Si analizamos el rendimiento, se observa que el real en un día de verano es bastante inferior al teórico, además de que los módulos de capa fina son los que peor rendimiento tienen, siendo los peores los módulos de silicio amorfo, y los mejores de esta tecnología los de CdTe y el de la célula HIT, al ser una mezcla de silicio monocristalino y amorfo. Los que mejor se comportan en relación al rendimiento son los módulos cristalinos y en especial los módulos monocristalinos, siendo el más eficiente el módulo C.

Las características reales de los módulos en un día de invierno se pueden observar en la tabla 4.1.3, en donde las horas de sol van desde las 8:00 de la mañana hasta las 16:40, y los intervalos de medida son de cuatro minutos en cada placa. La temperatura máxima que soportaron los módulos fue de 43,738 °C a las 10:50 de la mañana, y la temperatura mínima fue de 10,328°C a las 16:40 de la tarde. La mayor irradiancia que soportaron fue de 852,48086W/m<sup>2</sup> a las 11:45 de la mañana y la mínima de 54,74505 W/m<sup>2</sup> a las 16:40 de la tarde.

**Tabla 4.1.3: Características reales en invierno de los módulos de estudio.**

Módulo	Rendimiento (%)	V <sub>oc</sub> (V)	V <sub>pmp</sub> (V)	I <sub>sc</sub> (A)	I <sub>pmp</sub> (A)	P <sub>max</sub> (WP)	V <sub>oc</sub> /V <sub>pmp</sub>
A	12.18	42,93928	35,64704	4,40085	4,04629	132,643973	0,83982572
B	11.75	42,44252	35,7785	4,14377	3,86412	126,140488	0,84570786
E	12.66	31,04023	25,62736	6,30709	5,74304	134,328081	0,83059255
F	14.16	35,43265	29,50188	6,88984	6,44565	172,822701	0,83889986
D	10.36	67,54066	56,12445	3,02831	2,75657	144,467258	0,83923839
G	4.07	88,2022	65,02607	0,90942	0,68606	41,024424	0,73876631
H	3.62	22,79485	17,48436	2,21991	1,76692	29,4094374	0,79061408
K	8.88	21,89788	16,84657	3,72701	2,9889	45,6534855	0,82391523
I	9.411	43,69459	34,48238	2,04452	1,82881	58,49351	0,80178876
J	9.01	92,02673	72,78757	0,97146	0,83465	55,3568258	0,83324577

Se observa que los datos reales en invierno en cuanto al voltaje de circuito abierto (V<sub>oc</sub>), el voltaje del punto de máxima potencia (V<sub>pmp</sub>) y la relación del voltaje de circuito abierto con respecto al del punto de máxima potencia (V<sub>oc</sub>/V<sub>pmp</sub>) son muy similares a los datos reales de verano y por tanto a los teóricos. Los valores de potencia máxima (P<sub>max</sub>) son menores que los



reales en verano y por tanto mucho menores que los teóricos. Los datos de corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{pmp}$ ) y la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) son menores en invierno que en verano y por tanto menores que los teóricos. En cuanto al rendimiento se observa que en algunos módulos es mayor mientras que en otros es menor con respecto al verano. La menor eficiencia la tienen de nuevo los módulos de capa fina, siguiendo siendo los peores los módulos de silicio amorfo, mientras que el mejor rendimiento en las placas de capa fina lo obtiene esta vez el módulo de tecnología CIS y por supuesto el HIT al ser una mezcla de las dos tecnologías. El mejor rendimiento lo continúan teniendo los módulos cristalinos, y en concreto el módulo policristalino F. El rendimiento ha sido sorprendentemente superior en invierno que en verano para los módulos monocristalino B, los dos policristalinos E y F, silicio amorfo K, CIS I y CdTe J, y con un valor muy parecido al teórico en dichos casos.

De estos análisis se puede deducir que el comportamiento teórico de los módulos se aproxima bastante al real en todos los parámetros, excepto en la potencia máxima ( $P_{max}$ ) que es menor, y el rendimiento que suele ser menor y sobre todo si se trabaja en un día caluroso y soleado. El comportamiento de los módulos en invierno es bastante peor que en verano en cuanto a su potencia máxima ( $P_{max}$ ), su corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) y la corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{pmp}$ ), pero el rendimiento en conjunto es mejor. Esto puede ser debido a que al haber menor temperatura los módulos funcionan mejor al no haber sobrecalentamiento. Para poder hacer una conclusión fiable se va a analizar más adelante las curvas características de los módulos.

## 4.2 INSTRUMENTACIÓN

Los instrumentos que se han utilizado para realizar este proyecto son los siguientes:

**Trazador de curvas I-V para módulos fotovoltaicos:** Se ha usado el PVPM 2540C de 250V/40A de la marca comercial PVE (ilustración 4.2.1). Mediante un sensor conectado cerca del módulo que se desea estudiar, puede medir la irradiancia y la temperatura que posee dicho módulo en cada momento. Con estos datos es capaz de generar la curva característica de los módulos fotovoltaicos y dar información eléctrica de los mismos, guardando dichos datos en su memoria o volcándolos directamente al ordenador conectado a él. [19].

**Estación meteorológica:** Se encarga de medir la dirección y velocidad del viento, la temperatura ambiente y la humedad. El sensor de velocidad y dirección del viento es de la marca Young (ilustración 4.2.2).



**Ilustración 4.2.1: Trazador de curvas.**



**Ilustración 4.2.2: Estación meteorológica.**

**Piranómetro o solarímetro o actinómetro:** Sirve para medir la radiación solar incidente sobre la superficie de la tierra de manera muy precisa. Es un sensor diseñado para medir la densidad del flujo de radiación solar en un campo de 180 grados. Se han utilizado tres, uno para medir la radiación semiesférica total, otro para la difusa y otro para la directa. Para la medida de la radiación difusa y semiesférica, la radiación directa se suprime utilizando un disco parasol. [21].

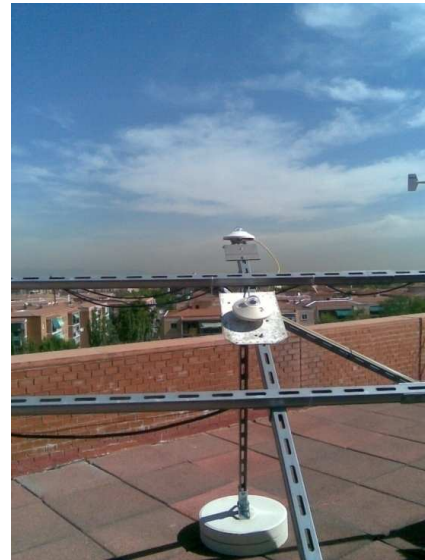
La radiación semiesférica total (ilustración 4.2.3) es aquella reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo. Es la que mide la radiación vertical.

La radiación difusa (ilustración 4.2.4) es aquella recibida de la atmósfera como consecuencia de la dispersión de parte de la radiación del sol en la misma. Esta energía puede suponer aproximadamente un 15% de la radiación global en los días soleados, pero en los días nublados, en los cuales la radiación directa es muy baja, la radiación difusa supone un porcentaje mucho mayor. Es la que mide la radiación horizontal.

La radiación directa (ilustración 4.2.4) es como su propio nombre indica, la que proviene directamente del sol.



**Ilustración 4.2.3: Piranómetro vertical.**



**4.2.4: Piranómetro horizontal y difuso.**

**Pirheliómetro:** Sirve para medir la radiación solar directa expresada en unidades de  $\text{Watt/m}^2$ , siendo necesario que esté constantemente orientado hacia el sol. Para su funcionamiento debe estar conectado a una unidad de control auxiliar, para poder determinar mediante cálculo la potencia que es recibida desde el sol. Mediante este instrumento es posible realizar la calibración de otros instrumentos de radiación solar (ilustración 4.2.5). [20].

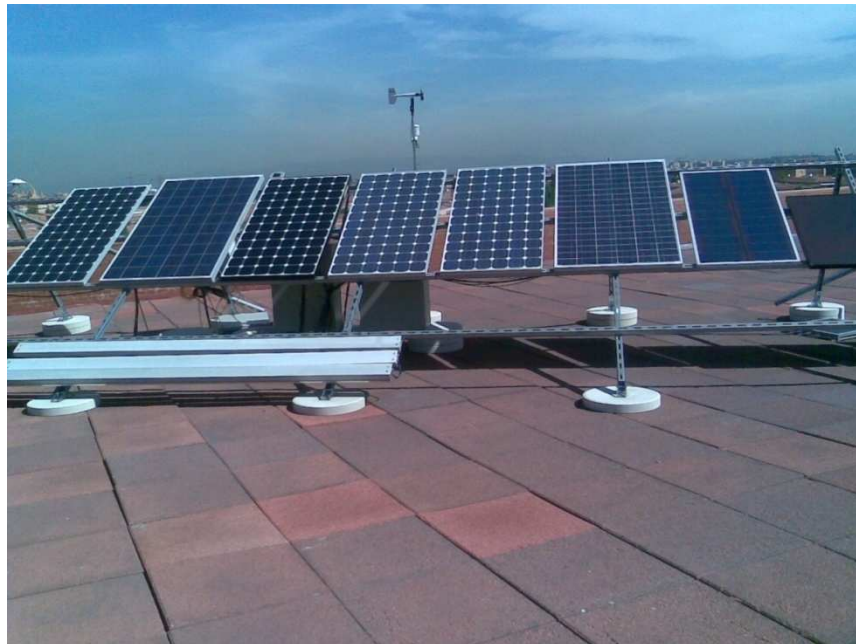


**Ilustración 4.2.5: Pirheliómetro.**

La instalación empleada en el estudio se basa en once módulos fotovoltaicos colocados sobre una estructura de metal y conectados al trazador de curvas, en donde se sitúan los piranómetros (ilustraciones 4.2.6 y 4.2.7).



**Ilustración 4.2.6: Instalación fotovoltaica.**



**Ilustración 4.2.7: Instalación fotovoltaica.**

# CAPÍTULO 5

## ANÁLISIS DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS

### **5.1 RELACIÓN DE LA TENSIÓN DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA EN FUNCIÓN DE LA IRRADIANCIA Y DE LA TEMPERATURA**

En este capítulo se va a realizar un estudio de la relación de la tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura para las diferentes tecnologías, tanto para verano como para invierno. Para ello, este análisis se va a efectuar primeramente para los módulos cristalinos (monocristalinos y policristalinos) y posteriormente para los módulos de capa fina (silicio amorfo, CIS y CdTe), finalmente se realizará una conclusión de los datos obtenidos en todas las tecnologías. Cada estudio que se realice de las diferentes tecnologías se acometerá tanto para un día de verano como para un día de invierno para poder comparar los diferentes comportamientos que tienen los módulos bajo diferentes condiciones de operación.

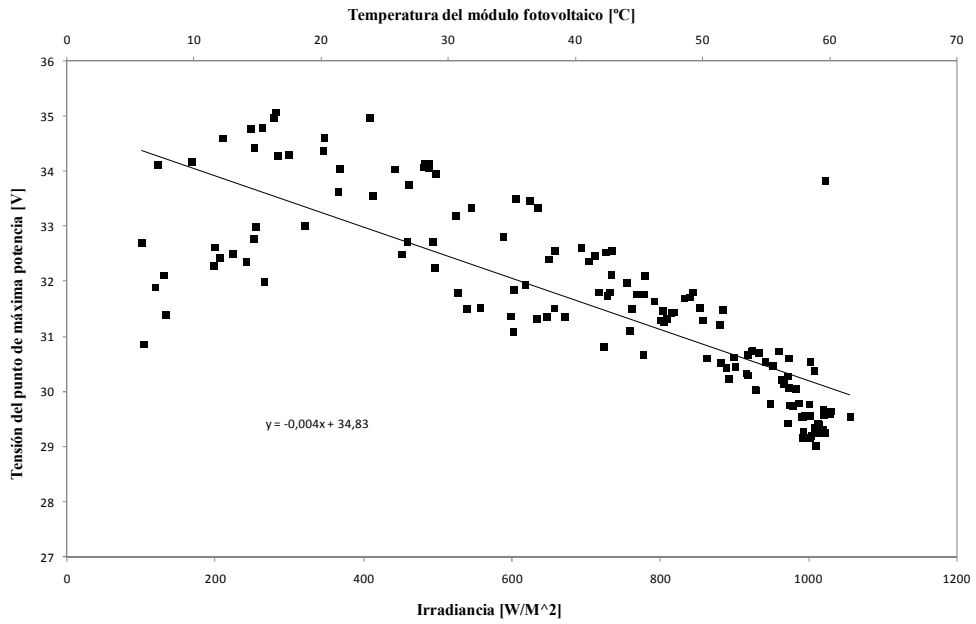
#### **MÓDULOS CRISTALINOS**

Se dispone para el estudio de cinco módulos cristalinos, divididos en dos tecnologías (silicio monocristalino y policristalino), que se estudiarán por separado y juntos y tanto en verano como en invierno. De este modo se establecerá el comportamiento que tienen los módulos más utilizados actualmente dependiendo de su tecnología y las condiciones ambientales.

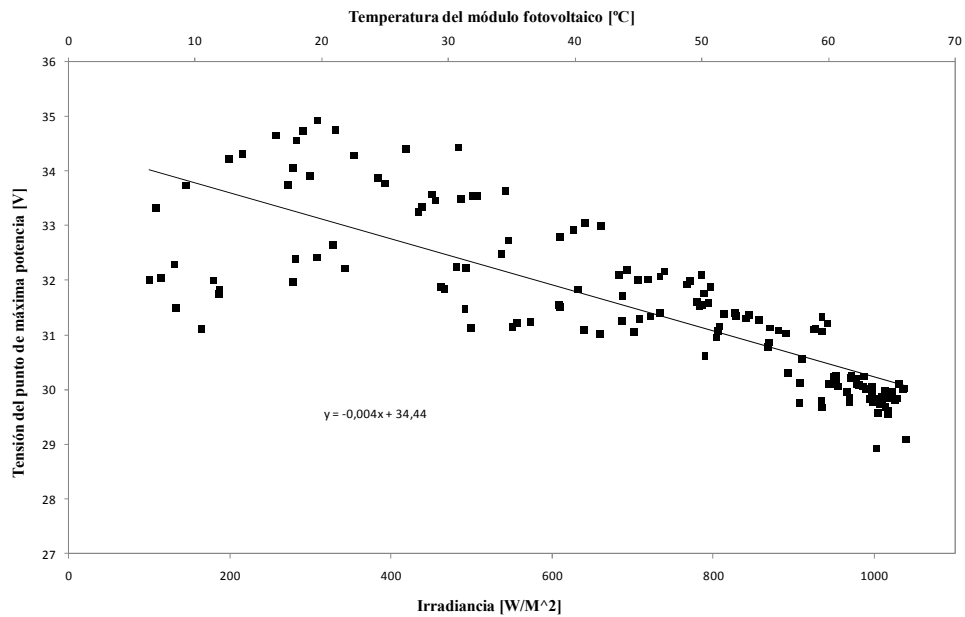
#### **MÓDULOS DE SILICIO MONOCRISTALINO**

Para el silicio monocristalino se tienen tres módulos, el A (ilustraciones 5.1.1 y 5.1.4), el B (ilustraciones 5.1.2 y 5.1.5) y el C (ilustraciones 5.1.3).

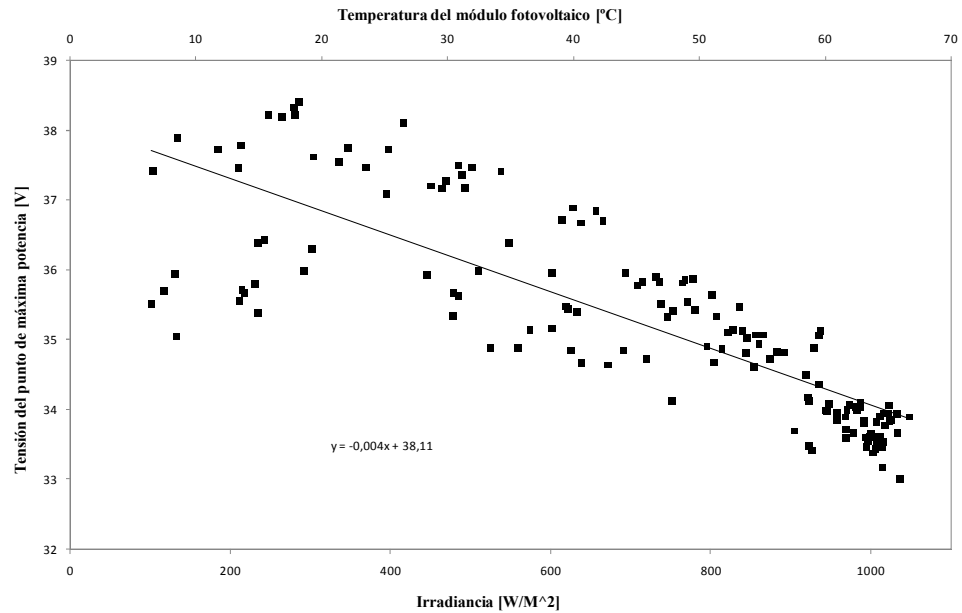
En las gráficas se presentan la evolución de la tensión del punto de máxima potencia en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de verano** de los módulos monocristalinos, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.1.1:** Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico A en un día de verano.



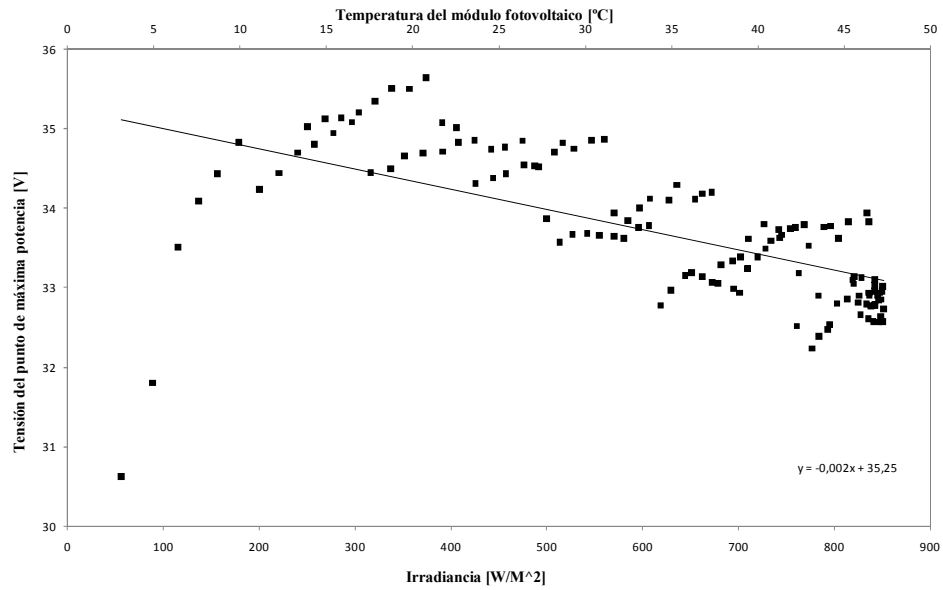
**Ilustración 5.1.2:** Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico B en un día de verano.



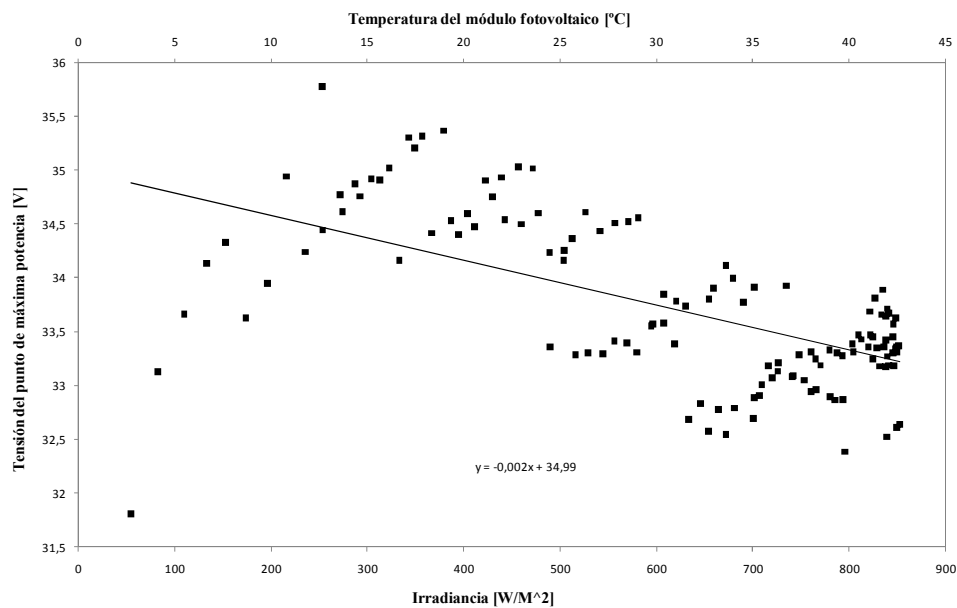
**Ilustración 5.1.3: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico C en un día de verano.**

Se observa que en verano todos los módulos monocristalinos tienen el mismo comportamiento con respecto a la tensión del punto de máxima potencia en función de la temperatura y de la irradiancia sin importar la tecnología. Todos los módulos tienen prácticamente la misma ecuación de ajuste, además de trabajar en los mismos rangos de tensión. También se puede apreciar que gran parte de los datos están uniformemente distribuidos, sin tener puntos muy distanciados, además de agruparse un mayor número de datos en los puntos altos de irradiancia y temperatura que corresponden a un menor valor de voltaje.

En las siguientes gráficas se presentan la evolución de la tensión del punto de máxima potencia en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de invierno** de los módulos monocristalinos, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.1.4: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico A en un día de invierno.**



**Ilustración 5.1.5: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico B en un día de invierno.**

Se observa que todos los módulos monocristalinos tienen el mismo comportamiento en invierno, ya que tienen prácticamente la misma ecuación de ajuste, además de trabajar en los mismos rangos de tensión. También se aprecia que los valores de voltaje en el punto de mínima irradiancia y temperatura están muy distanciados unos de otros, yendo del de menor voltaje al de mayor, siendo en el resto de la gráfica más o menos uniforme y concentrándose



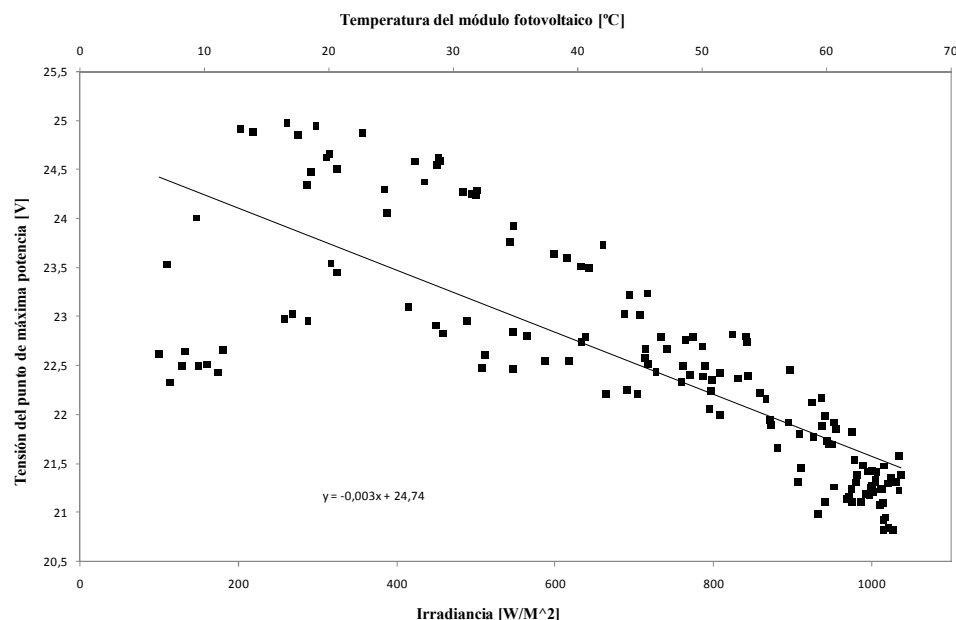
un mayor número de datos en el punto de mayor irradiancia y temperatura que corresponde con un menor valor de voltaje.

Si se compara el comportamiento de los módulos monocristalinos tanto en verano como en invierno, se observa que en invierno la ecuación de ajuste tiene menos pendiente que en verano, pero prácticamente el mismo punto de inicio. En cuanto a los valores de tensión, todos los módulos tienen el mismo rango de valores tanto en invierno como en verano. Se aprecia que en verano los datos obtenidos están más próximos entre sí, por lo que en invierno los datos obtenidos son más variables. Por tanto la mayor diferencia que se puede observar es en el punto de mínima irradiancia y temperatura que en invierno los datos varían mucho mientras que en verano se mantienen constantes.

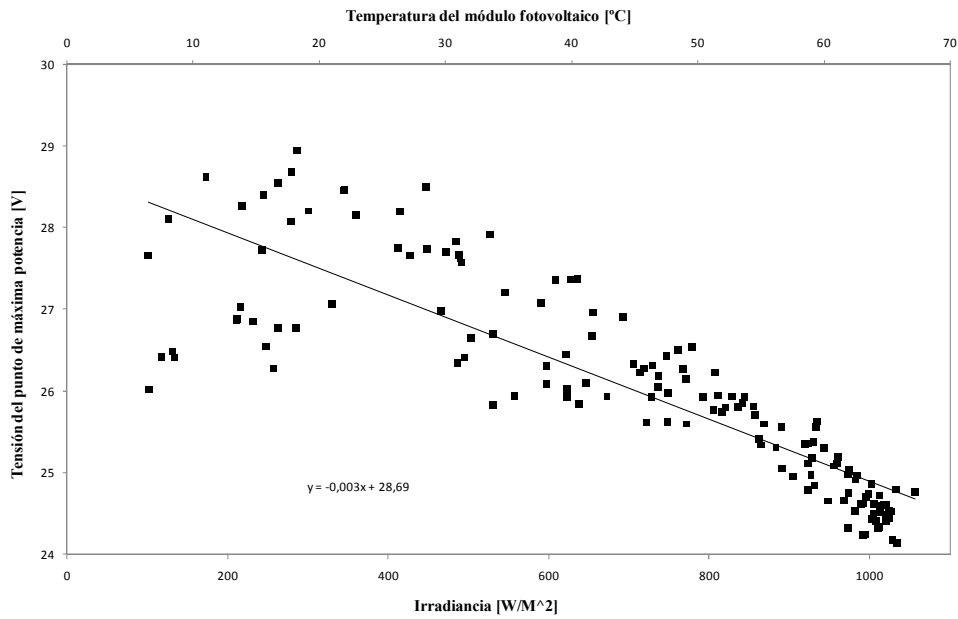
### **MÓDULOS DE SILICIO POLICRISTALINO**

Se tienen dos placas policristalinas la E (ilustraciones 5.1.6 y 5.1.8) y la F (ilustraciones 5.1.7 y 5.1.9).

En las gráficas se presentan la evolución de la tensión del punto de máxima potencia en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de verano** de los módulos policristalinos, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



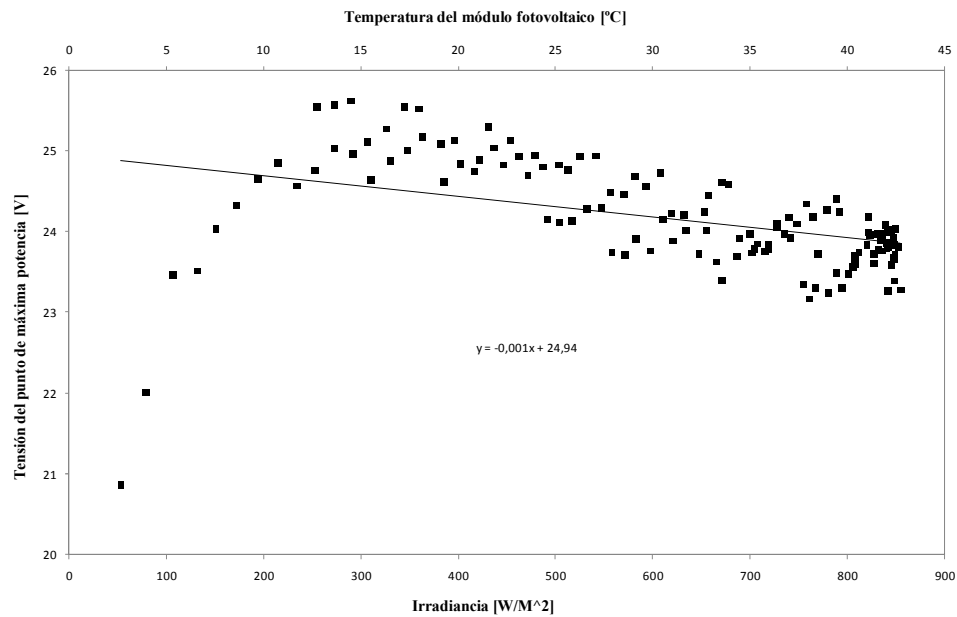
**Ilustración 5.1.6: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico E en un día de verano.**



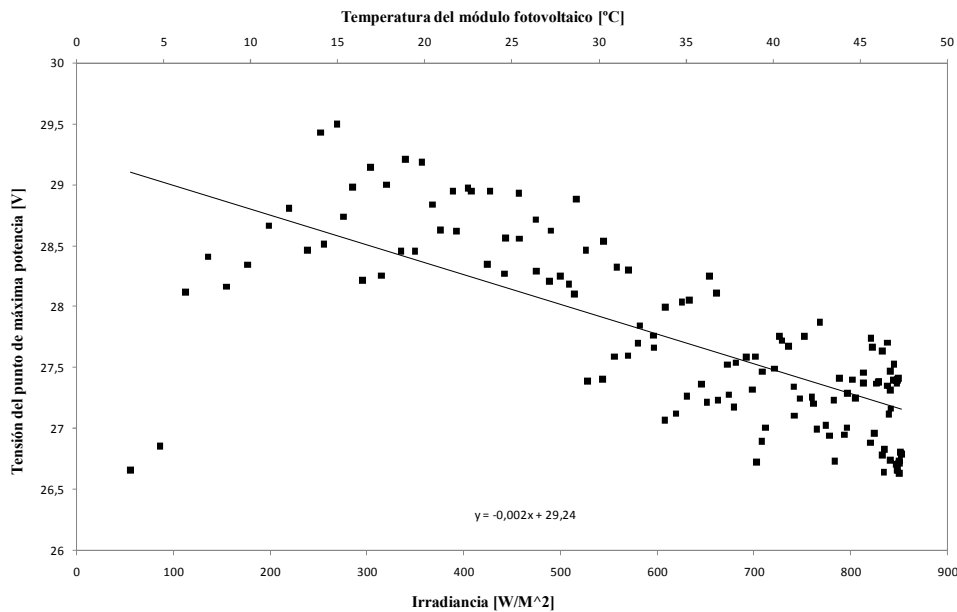
**Ilustración 5.1.7: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiación y de la temperatura del módulo fotovoltaico F en un día de verano.**

Se observa que los módulos policristalinos en verano tienen prácticamente la misma ecuación de ajuste, teniendo la misma pendiente. El módulo E trabaja a mayores valores de tensión que el módulo F, pero sin embargo esa es la única diferencia, ya que el comportamiento en ambos módulos es similar, teniendo una gran acumulación de valores en los valores máximos de temperatura e irradiación, correspondiéndose con los valores mínimos de voltaje.

En las gráficas se presentan la evolución de la tensión del punto de máxima potencia en función de la temperatura y la irradiación en un **día típico de invierno** de los módulos policristalinos, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.1.8: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico E en un día de invierno.**



**Ilustración 5.1.9: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico F en un día de invierno.**

En los módulos policristalinos en invierno, se observa que no trabajan de forma similar, ya que hay una gran diferencia en la ecuación de ajuste, teniendo mayor pendiente el módulo F, y trabajando el módulo E de forma casi lineal. El módulo F trabaja a mayor rango de tensión que el módulo E. Ambos módulos tienen una mayor acumulación de valores en el punto de máxima irradiancia y temperatura correspondiéndose con el menor valor de voltaje y en el

punto de mínima temperatura e irradiancia tienen valores muy bajos de voltaje, pero rápidamente estos datos suben para situarse en el máximo valor de voltaje.

Los módulos policristalinos tienen un comportamiento bastante diferente en verano y en invierno. La pendiente de la ecuación de ajuste es mayor en verano, teniendo un comportamiento similar en ambos módulos, sin embargo en invierno el módulo E tiene menor pendiente que el módulo F. En verano el módulo E tiene mayor tensión que el módulo F, pero sin embargo en invierno, es el módulo F el que tiene mayor tensión, por lo cual el módulo E pierde mucha tensión con el cambio de trabajar en verano a invierno, lo que produce que trabaje casi al mismo voltaje en todas las horas de funcionamiento del módulo en invierno. Tanto en verano como en invierno ambos módulos tienen una mayor concentración de datos en el máximo de irradiancia y temperatura correspondiéndose con el mínimo de tensión. En invierno los datos comienzan en el mínimo de irradiancia y de temperatura correspondiéndose con el mínimo de tensión pero rápidamente suben al máximo de tensión, mientras que en verano los módulos comienzan directamente en el máximo de tensión.

Si se comparan los módulos cristalinos en conjunto, se observa que los módulos monocristalinos tienen un funcionamiento muy parecido tanto en verano como en invierno, mientras que los módulos policristalinos varían bastante de comportamiento entre las dos épocas de año. Los módulos monocristalinos en verano tienen una mayor pendiente que los módulos policristalinos, además de trabajar a mayor rango de tensión, aunque ambos tienen una distribución similar de rango, habiendo una mayor concentración en el máximo de irradiancia y temperatura que corresponde con el mínimo de tensión. En cuanto al invierno, la ecuación de ajuste es similar en ambos casos, aunque el módulo E tiene menor pendiente que el resto de los módulos, y los módulos monocristalinos trabajan a mayor voltaje que los módulos policristalinos, sin embargo ambos tienen un comportamiento bastante similar.

Por tanto deducimos que todos los módulos cristalinos trabajan de la misma forma, pero los módulos monocristalinos tienen mayores valores de voltaje.

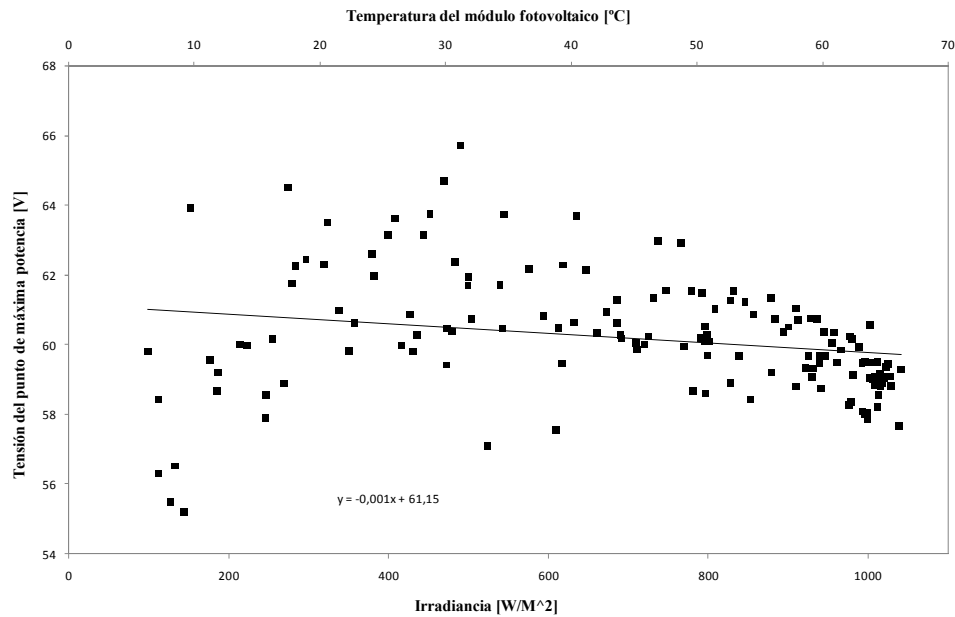
## **MÓDULOS DE CAPA FINA**

Se tiene para el estudio seis placas de capa fina, en donde tres de ellas son de silicio amorfo y las otras tres de diferentes tecnologías (CIS, CdTe, y una mezcla de silicio amorfo y monocristalino). Se observarán los cambios tanto en invierno como en verano y de las distintas tecnologías. De este modo se comprenderá el comportamiento de los módulos fotovoltaicos que más están evolucionando actualmente.

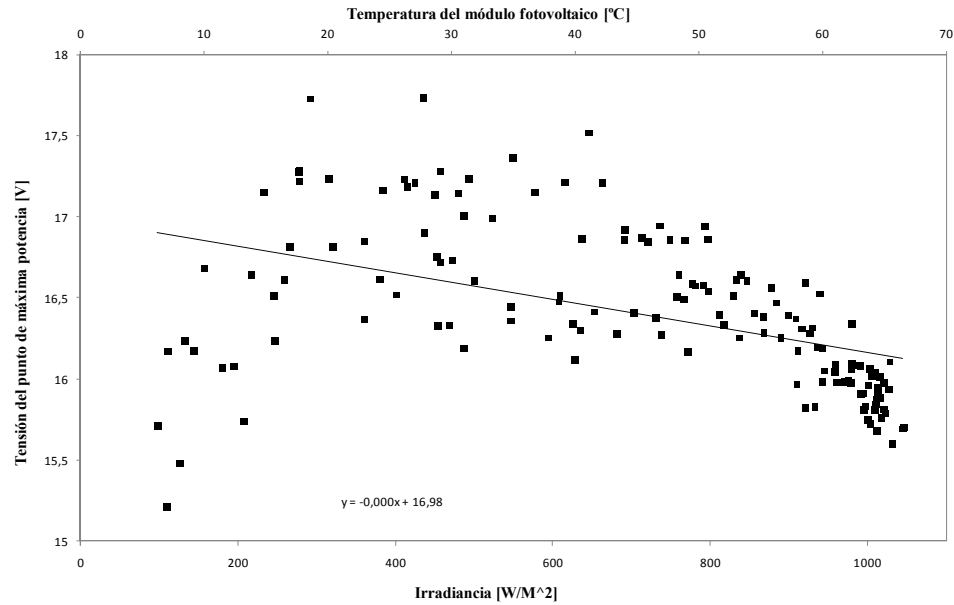
### MÓDULOS DE SILICIO AMORFO

De silicio amorfo se tienen tres placas, la G (ilustraciones 5.1.10 y 5.1.13), la H (ilustraciones 5.1.11 y 5.1.14) y la K (ilustraciones 5.1.12 y 5.1.15).

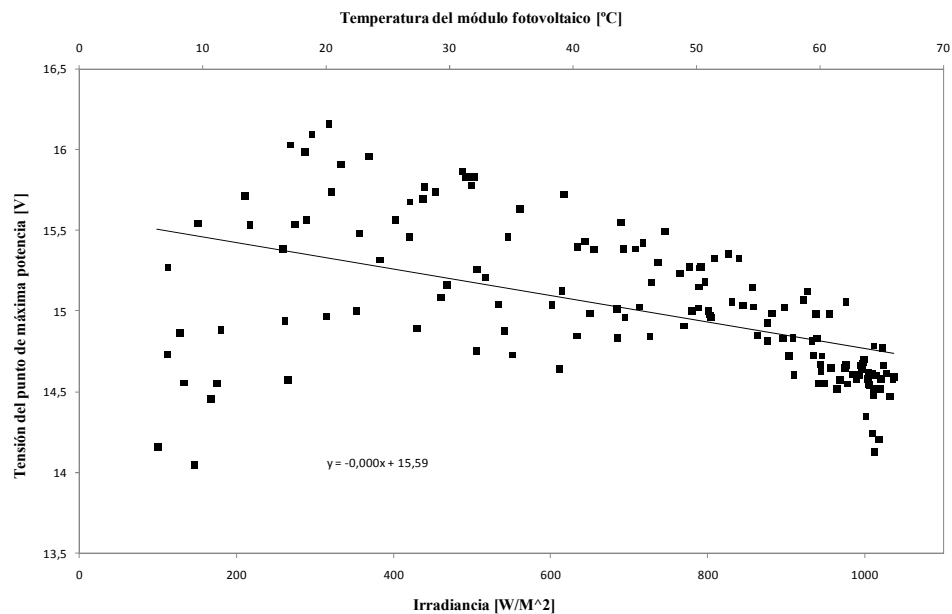
En las gráficas se presentan la evolución de la tensión del punto de máxima potencia en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de verano** de los módulos de silicio amorfo, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.1.10: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico G en un día de verano.**



**Ilustración 5.1.11: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico H en un día de verano.**

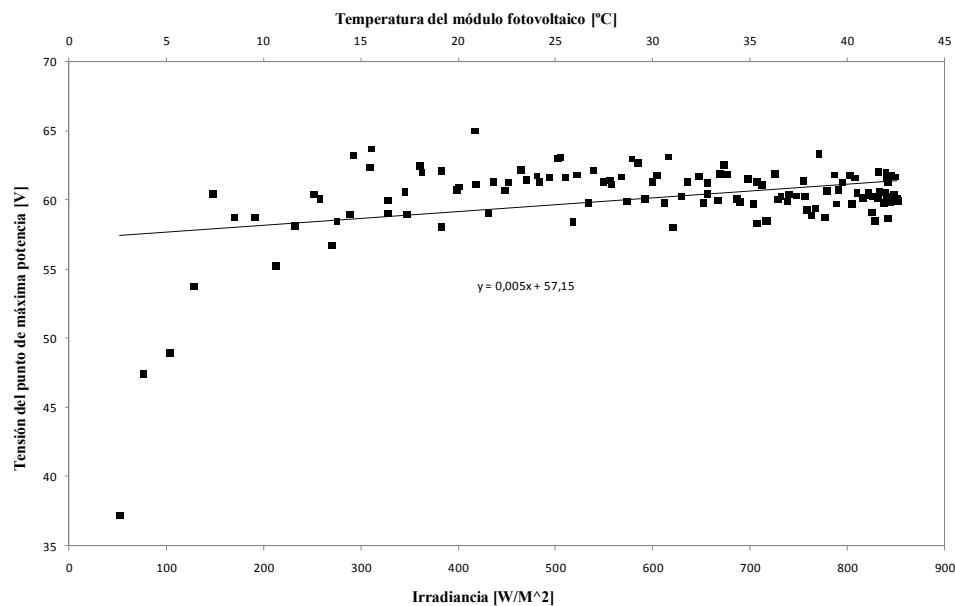


**Ilustración 5.1.12: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico K en un día de verano.**

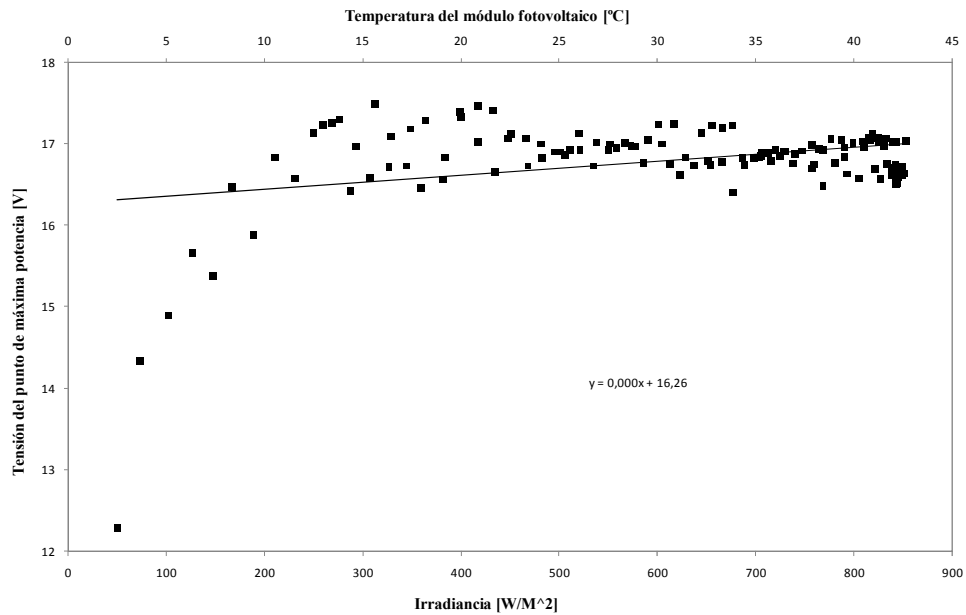
Los módulos de silicio amorfo en verano se diferencian bastante entre si, como se observa entre el módulo G y el H y el K. Mientras que los módulos H y K se comportan prácticamente de forma similar, con los mismos rangos de tensión y de ecuación de ajuste, en donde se observa que prácticamente no tienen pendiente. El módulo G tiene aproximadamente el cuádruple de valor de tensión que los otros dos módulos, además de tener mayor pendiente

y obviamente punto de inicio. Causa de ello es que la distribución de valores del módulo H y K sea prácticamente idéntica y la del módulo G similar, pero con cambios. Los tres módulos comienzan en el punto de mínima irradiancia y temperatura con el menor valor de voltaje, sin embargo, rápidamente suben hasta el máximo valor de tensión. Los tres módulos en el punto de máxima irradiancia y temperatura tienen un mayor número de puntos de mínimo voltaje, aunque en el módulo G hay menor concentración de datos que en los otros dos módulos. La diferencia entre los módulos no tiene mayor explicación que el modo de fabricación de la marca, ya que el módulo K es de triple capa de silicio y sin embargo trabaja igual que el módulo H que es de silicio amorfo al igual que el módulo G, y en las hojas características de los módulos no hay ninguna explicación de estas diferencias.

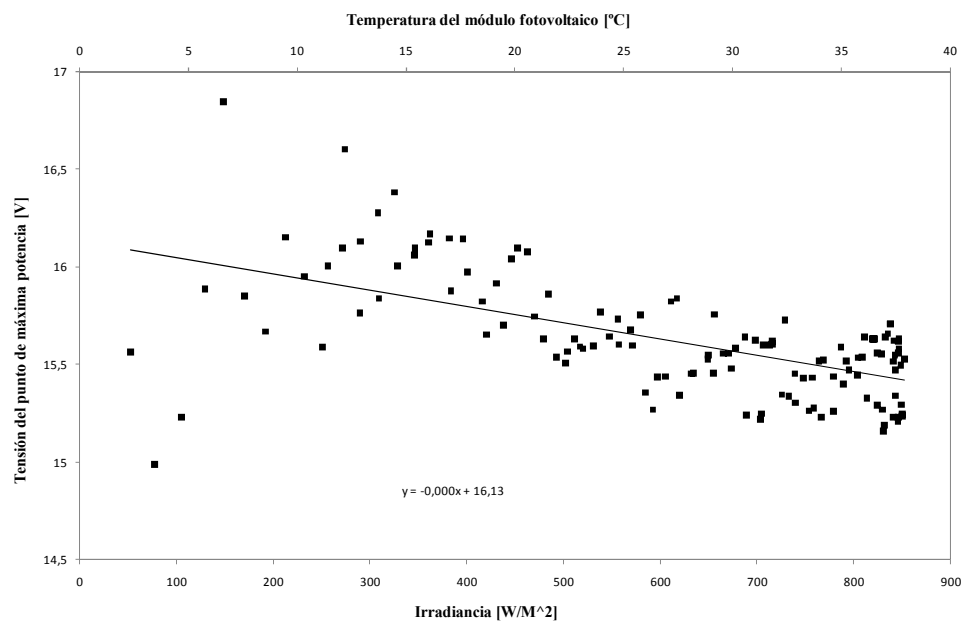
En las gráficas se presentan la evolución de la tensión del punto de máxima potencia en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de invierno** de los módulos de silicio amorfo, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.1.13: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico G en un día de invierno.**



**Ilustración 5.1.14: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico H en un día de invierno.**



**Ilustración 5.1.15: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico K en un día de invierno.**

Los módulos de silicio amorfo en invierno se comportan como en verano en relación a que siguen las grandes diferencias entre el módulo G y los módulos H y K, en cuanto al mayor voltaje y una mayor pendiente en el módulo G con respecto a los módulos H y K. Sin embargo se aprecia que la distribución de datos es más parecida entre el módulo G y el H que son de



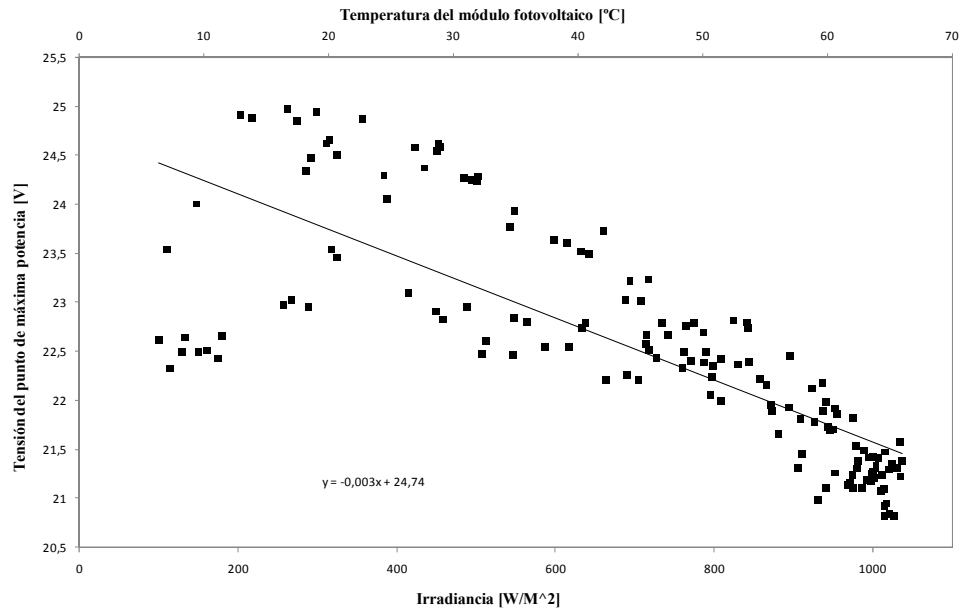
silicio amorfo que con el módulo K que es de triple capa de silicio amorfo, ya que el módulo G y el H tienen una pendiente positiva mientras que el módulo K tiene una pendiente negativa. Por tanto el módulo G y el H tienen en los valores máximos de irradiancia y temperatura los valores máximos de voltaje, y sin embargo en el módulo K tiene los mínimos valores de tensión. El módulo G y el H comienzan en el mínimo de irradiancia y temperatura con el mínimo valor de tensión y suben hasta llegar casi linealmente hasta el máximo valor de tensión, mientras que en el módulo K también comienza en el mínimo de tensión y avanza rápidamente hasta el máximo valor que alcanzará de tensión.

Por tanto en los módulos de silicio amorfo hay una gran diferencia en el comportamiento de los módulos tanto en invierno como en verano como entre ellos. Mientras que el módulo K parece tener un comportamiento similar entre invierno y verano, el módulo G y H cambian drásticamente, ya que ambos de tener en verano una pendiente negativa, pasan a tener en invierno una pendiente positiva. A pesar de ello todos tienen aproximadamente la misma ecuación de ajuste tanto en verano como en invierno, y el mismo rango de voltaje en verano y en invierno. En verano el comportamiento de los módulos es parecido entre el H y el K, sin embargo en invierno son parecido entre el módulo G y el H. De aquí se deduce que los módulos de silicio amorfo son muy variables y el comportamiento se puede basar en el método de fabricación que tengan las distintas marcas.

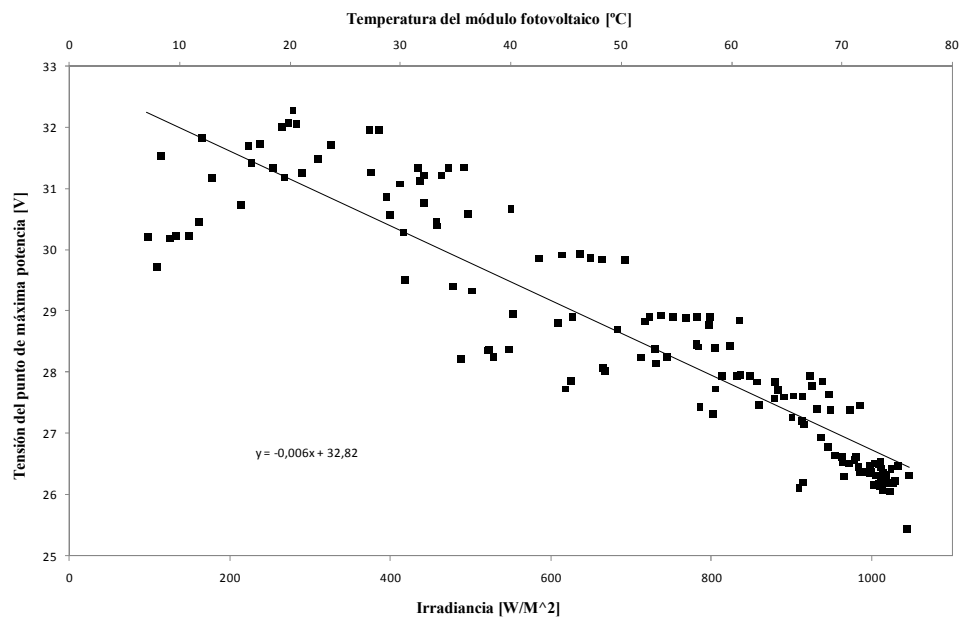
### **RESTO DE MÓDULOS DE CAPA FINA**

Se compararán el resto de los módulos conjuntamente a pesar de no pertenecer a la misma tecnología. El módulo D (ilustraciones 5.1.16 y 5.1.19) es un módulo especial que usa silicio monocristalino con amorfo, el I (ilustraciones 5.1.17 y 5.1.20) es de CIS y el J (ilustraciones 5.1.18 y 5.1.21) de CdTe.

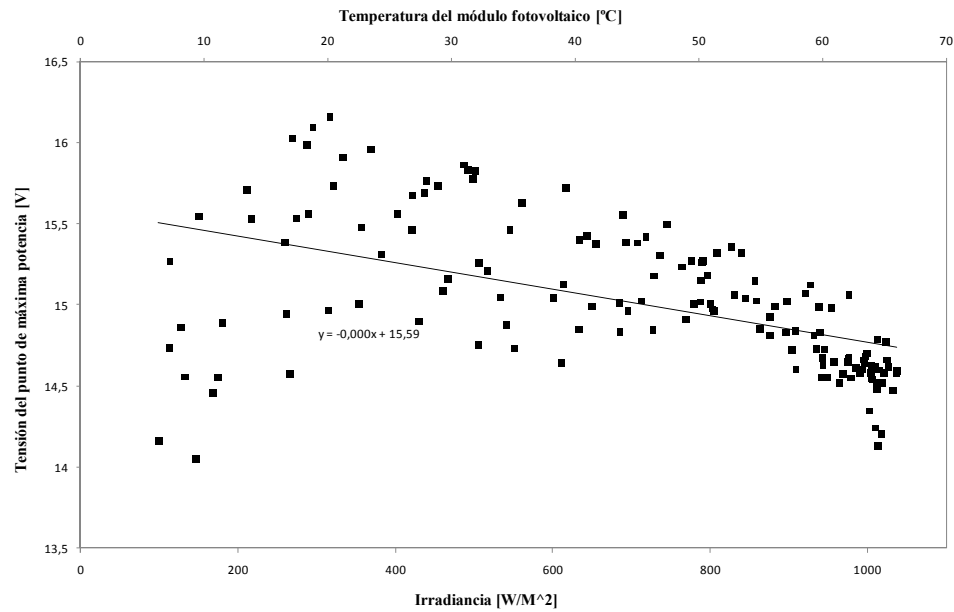
En las gráficas se presentan la evolución de la tensión del punto de máxima potencia en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de verano** de los módulos de capa fina que no son de la tecnología de silicio amorfo, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.1.16:** Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico D en un día de verano.



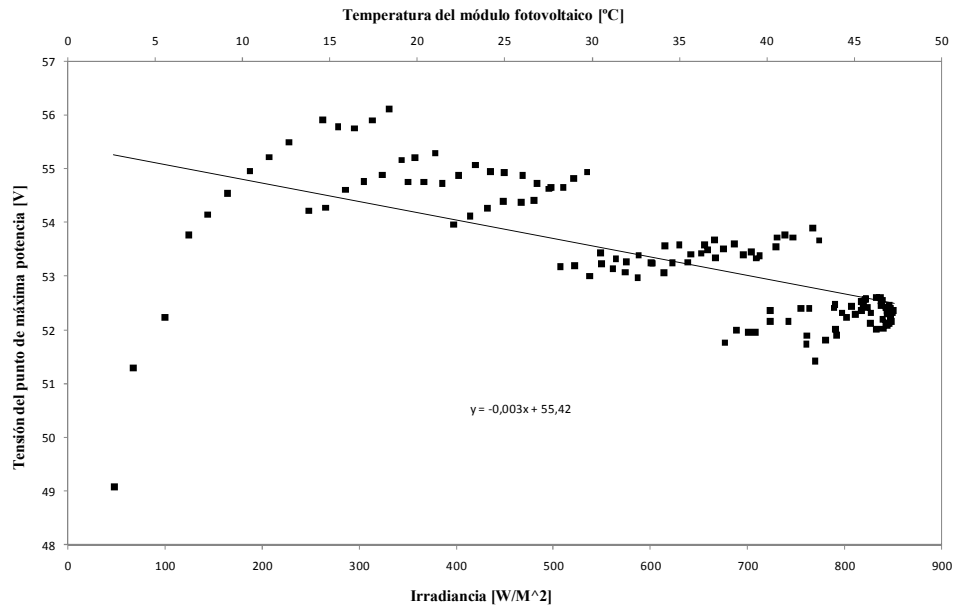
**Ilustración 5.1.17:** Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico I en un día de verano.



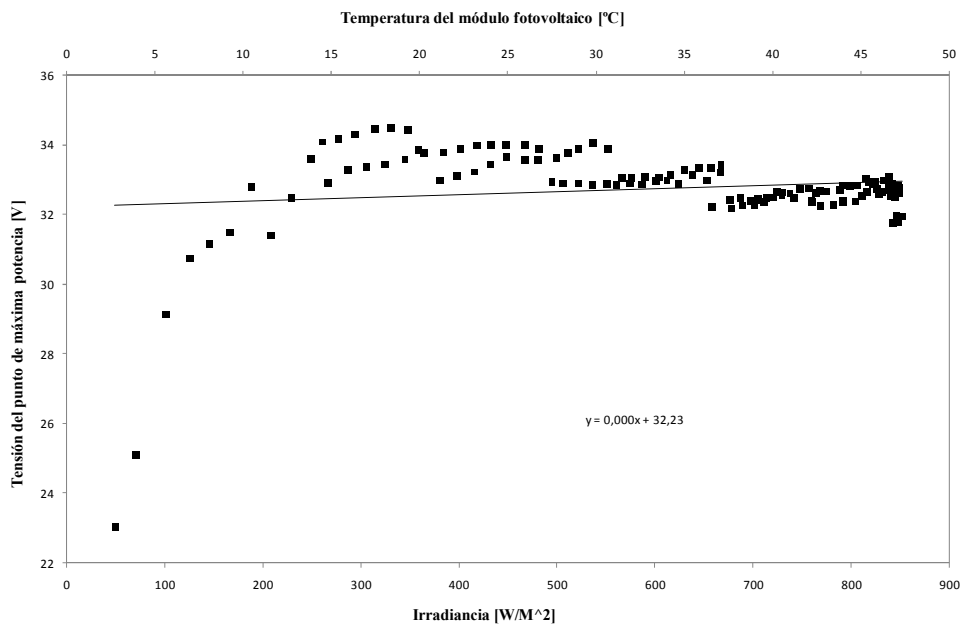
**Ilustración 5.1.18: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico J en un día de verano.**

Los módulos de capa fina aquí observados se comportan de diferente forma debido a su diferente tecnología. Mientras que el módulo J es el que trabaja con mayor voltaje, el I es el que trabaja a menor tensión. La mayor pendiente se observa en el módulo J y la menor en el módulo D. El módulo D e I tienen una distribución similar de datos. Sin embargo los tres tienen en común una mayor concentración de voltajes en su mínimo valor en el máximo valor de irradiancia y temperatura.

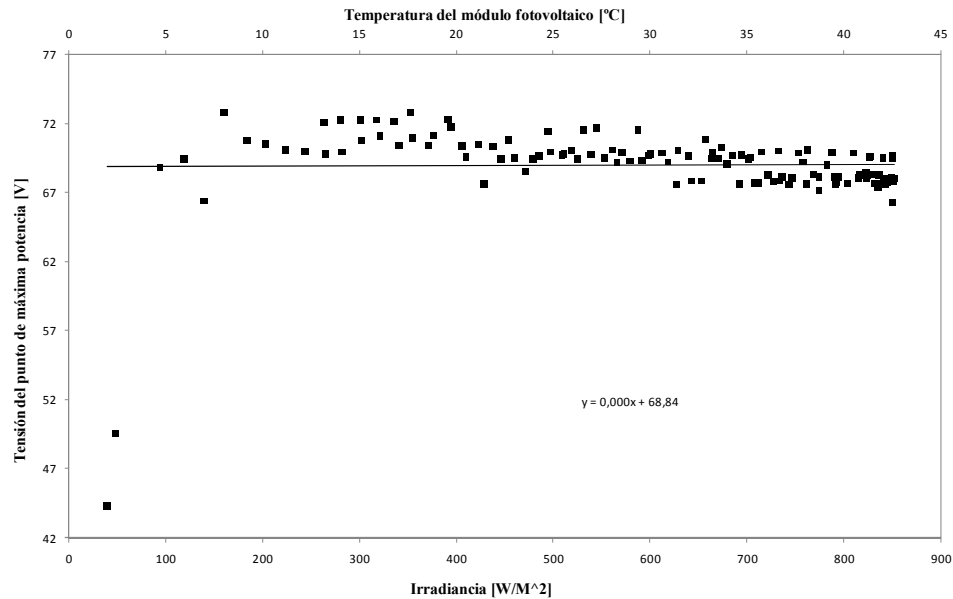
En las gráficas se presentan la evolución de la tensión del punto de máxima potencia en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de invierno** de los módulos de capa fina que no son de la tecnología de silicio amorfo, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.1.19: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico D en un día de invierno.**



**Ilustración 5.1.20: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico I en un día de invierno.**



**Ilustración 5.1.21: Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico J en un día de invierno.**

Estos módulos en invierno también se comportan de diferente manera. El mayor valor de voltaje lo obtiene el módulo J de nuevo, y el menor el módulo I otra vez. En cuanto a la pendiente, la mayor es la del módulo D, mientras que la del módulo I y del J es prácticamente cero, lo que las hace más parecidas en su comportamiento. El módulo J se comporta de forma lineal, sin variación significativa. Los tres módulos comienzan con el valor mínimo de voltaje a mínima temperatura e irradiación, pero el módulo J fugazmente sube al valor máximo de tensión, el módulo D y el I sin embargo suben lentamente al máximo de tensión. Los tres módulos tienen una mayor concentración de datos en el máximo de temperatura e irradiación.

No existe similitud entre estos módulos en cuanto a su comportamiento entre verano e invierno. A pesar de ello los tres módulos mantienen prácticamente los mismos rangos de tensión, pero sus pendientes en invierno disminuyen drásticamente, observándose que en invierno prácticamente tienen una distribución lineal y en verano no. Mantienen en común la mayor concentración de voltajes en su mínimo valor en el máximo valor de irradiación y temperatura. Los tres módulos al pertenecer a distinta tecnología trabajan de manera totalmente diferente.

En cuanto a la diferencia de los módulos de capa fina se observa que el de silicio amorfo no tiene parecido con ningún otro, por tanto se puede llegar a la conclusión que los módulos de capa fina no tiene comportamiento similar en cuanto a la relación de tensión del punto de máxima corriente con relación a la irradiación y a la temperatura.

No existe relación entre módulos cristalinos y capa fina, mientras que los módulos cristalinos trabajan de forma similar entre ellos, los de capa fina no lo hacen. Siendo los más uniformes en su comportamiento los módulos monocristalinos, y los menos uniformes los módulos de silicio amorfo, ya que no hay concordancia entre ellos ni entre su comportamiento tanto en invierno como en verano.

## **5.2 RELACIÓN DE LA CORRIENTE DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA EN FUNCIÓN DE LA IRRADIANCIA Y DE LA TEMPERATURA**

En este apartado se va a realizar un estudio de la relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura para las diferentes tecnologías, tanto para verano como para invierno. Para ello, este análisis se va a efectuar primeramente para los módulos cristalinos (monocristalinos y policristalinos) y posteriormente para los módulos de capa fina (silicio amorfo, CIS y CdTe), finalmente se realizará una conclusión de los datos obtenidos en todas las tecnologías. Cada estudio que se conciba de las diferentes tecnologías se realizaran tanto para un día de verano como para un día de invierno para poder comparar los diferentes comportamientos que tienen los módulos bajo diferentes condiciones de operación.

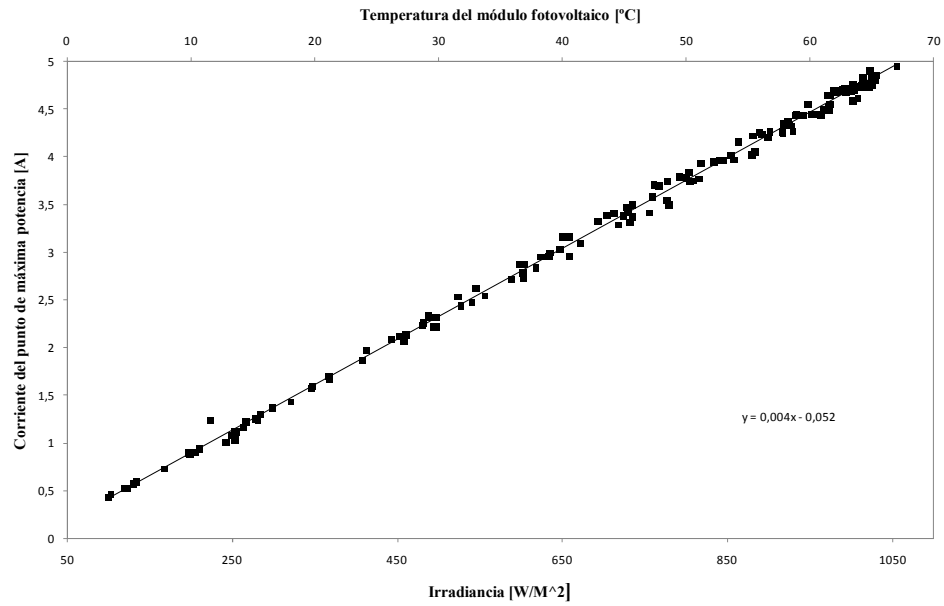
### **MÓDULOS CRISTALINOS**

Se dispone para el estudio de cinco módulos cristalinos, divididos en dos tecnologías (silicio monocristalino y policristalino), que se estudiaran por separado y juntos y en verano e invierno. De este modo se establecerá el comportamiento que tienen los módulos más utilizados actualmente dependiendo de su tecnología y las condiciones ambientales.

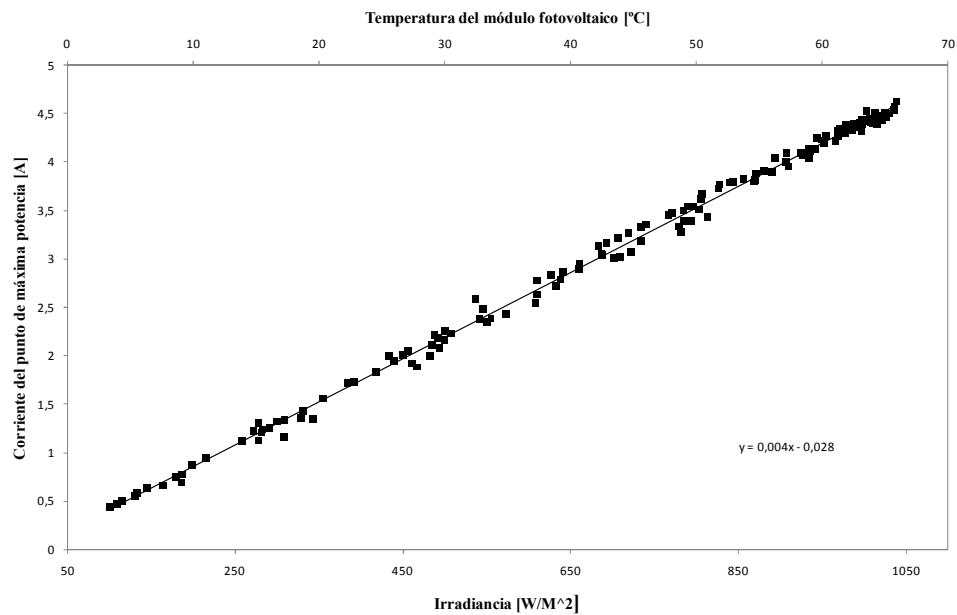
#### **MÓDULOS DE SILICIO MONOCRISTALINO**

Para el silicio monocristalino se tienen tres módulos el A (ilustraciones 5.2.1 y 5.2.4), el B (ilustraciones 5.2.2 y 5.2.5) y el C (ilustraciones 5.2.3).

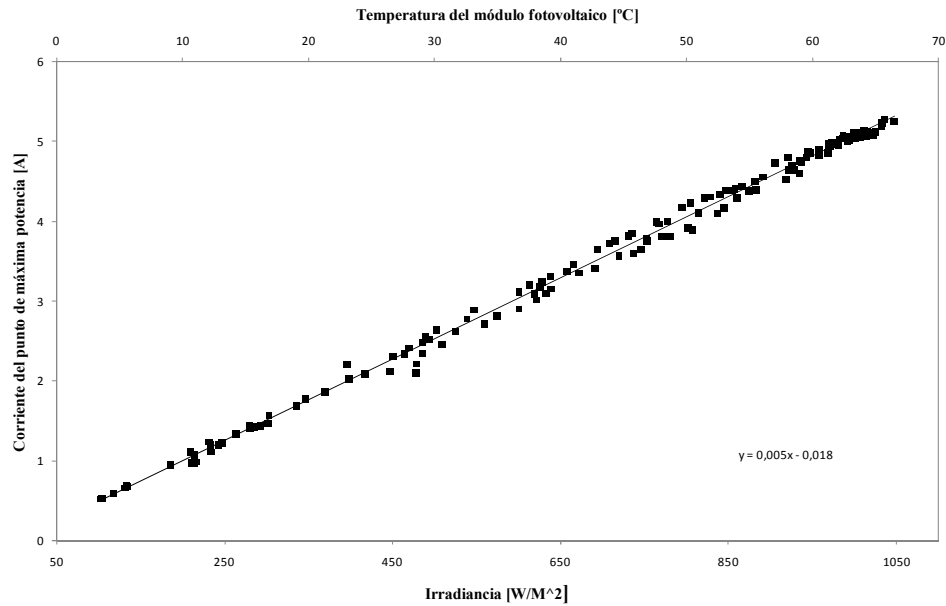
En las gráficas se presentan la evolución de la corriente del punto de máxima potencia en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de verano** de los módulos monocristalinos, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.2.1:** Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico A en un día de verano.



**Ilustración 5.2.2:** Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico B en un día de verano.

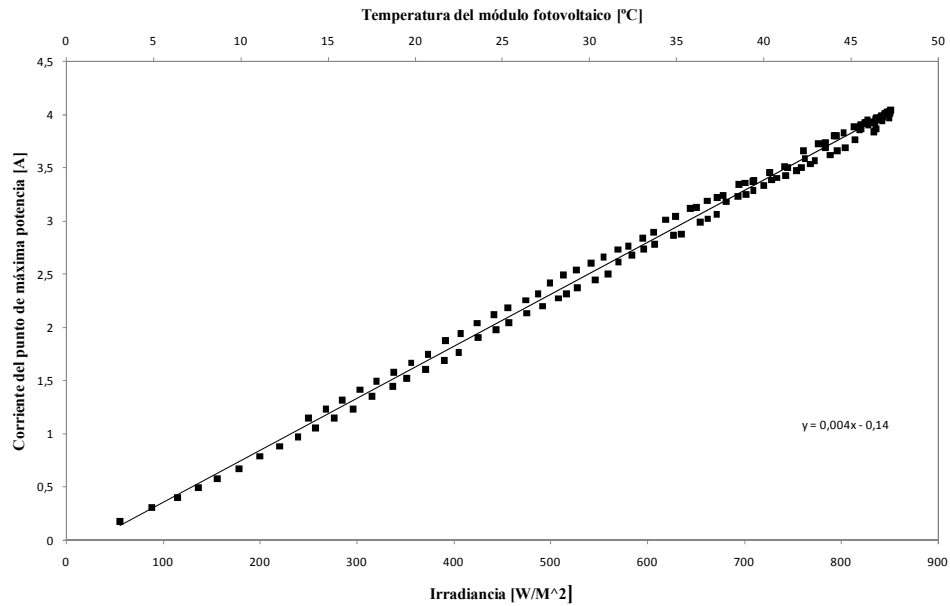


**Ilustración 5.2.3: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico C en un día de verano.**

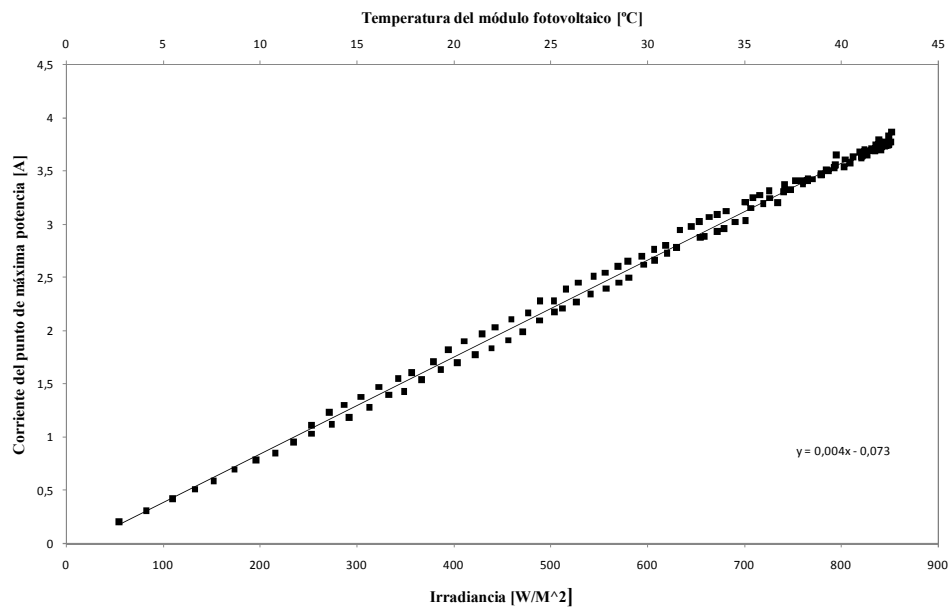
Se puede observar que los tres módulos trabajan de forma similar en cuanto a la relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la temperatura y la irradiancia para los módulos monocristalinos en la época de verano, sin importar la tecnología. Todos los módulos tienen prácticamente la misma ecuación de ajuste, además de trabajar en los mismos rangos de corriente. También se puede apreciar que los datos forman casi una línea recta, además de agruparse un mayor número de datos en los puntos altos de irradiancia y temperatura que corresponden a un mayor valor de corriente.

En las gráficas se presentan la evolución de la corriente del punto de máxima potencia en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de invierno** de los módulos monocristalinos, los resultados que se han obtenido son los siguientes.





**Ilustración 5.2.4:** Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico A en un día de invierno.



**Ilustración 5.2.5:** Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico B en un día de invierno.

Se puede observar que todos los módulos monocristalinos tienen el mismo comportamiento en invierno, ya que tienen prácticamente la misma ecuación de ajuste, además de trabajar en los mismos rangos de corriente. También se aprecia que los valores de corriente en el punto de mínima irradiancia y temperatura están muy distanciados unos de otros, yendo del de menor corriente al de mayor, siendo en el resto de la gráfica más o menos uniforme y comportándose como una línea recta y concentrándose un mayor número de datos

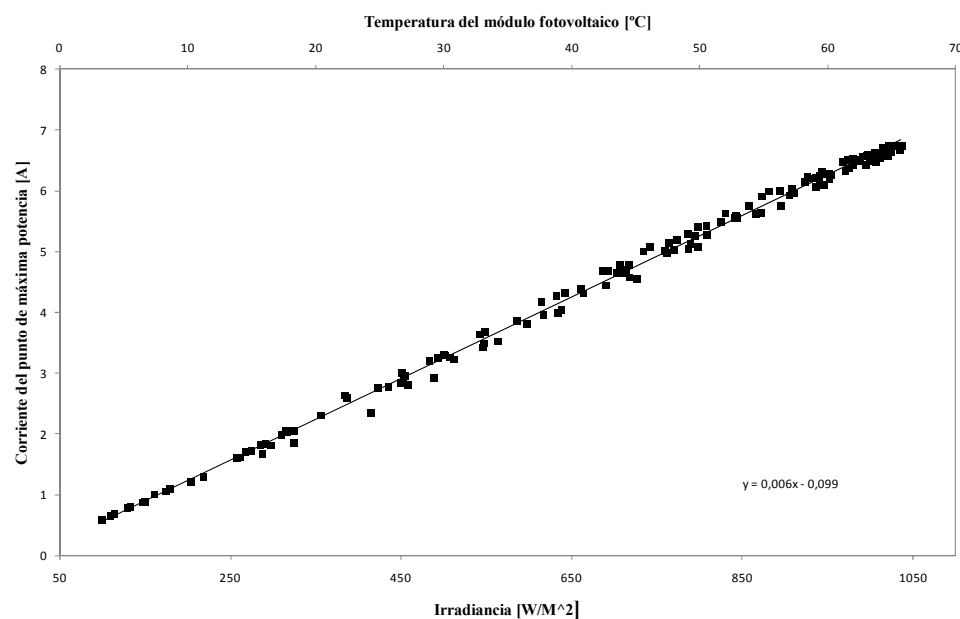
en el punto de mayor irradiancia y temperatura que corresponde con un mayor valor de corriente.

Si se compara el comportamiento de los módulos monocristalinos tanto en verano como en invierno, se observa que en verano la ecuación de ajuste tiene menos pendiente que en invierno, pero el mismo punto de inicio. En cuanto a los valores de corriente, tienen el mismo rango de valores tanto en invierno como en verano. Se aprecia que en invierno los datos obtenidos se comportan más linealmente que en verano. Y en ambas épocas hay mayor concentración de datos en los puntos de máxima irradiancia y temperatura que corresponden a la máxima corriente.

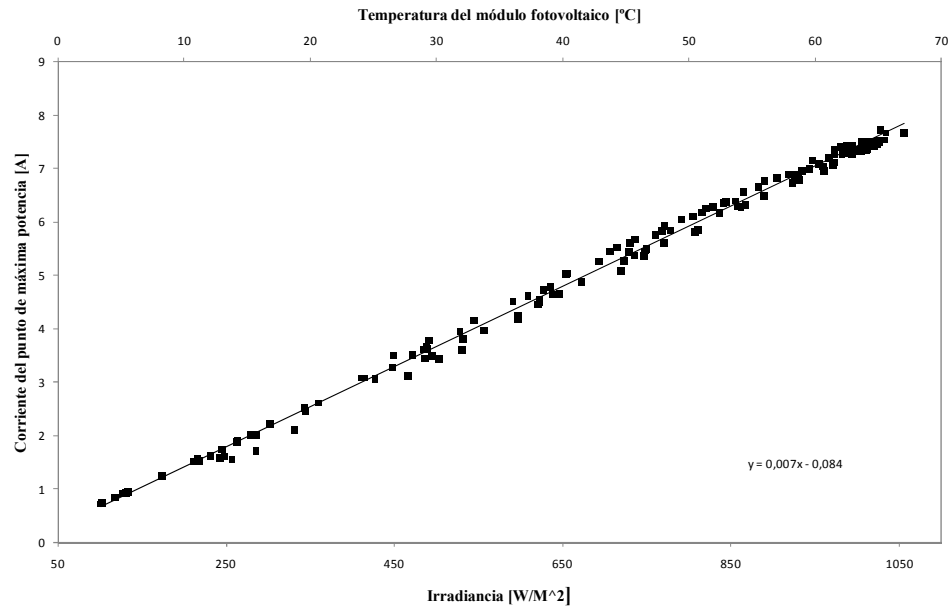
### **MÓDULOS DE SILICIO POLICRISTALINO**

Se tienen dos placas policristalinas la E (ilustraciones 5.2.6 y 5.2.8) y la F (ilustraciones 5.2.7 y 5.2.9).

En las gráficas se presentan la evolución de la corriente del punto de máxima potencia en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de verano** de los módulos policristalinos, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



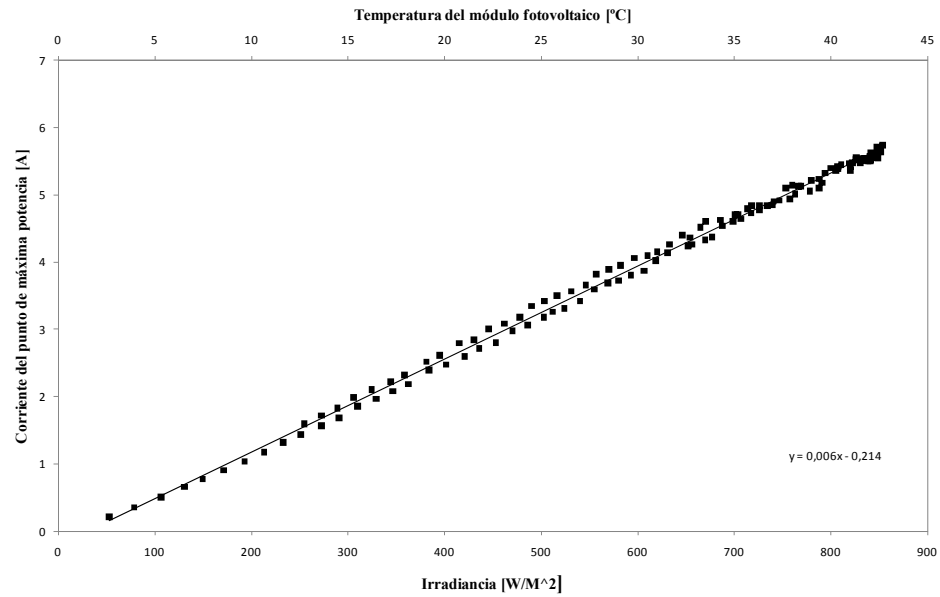
**Ilustración 5.2.6: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico E en un día de verano.**



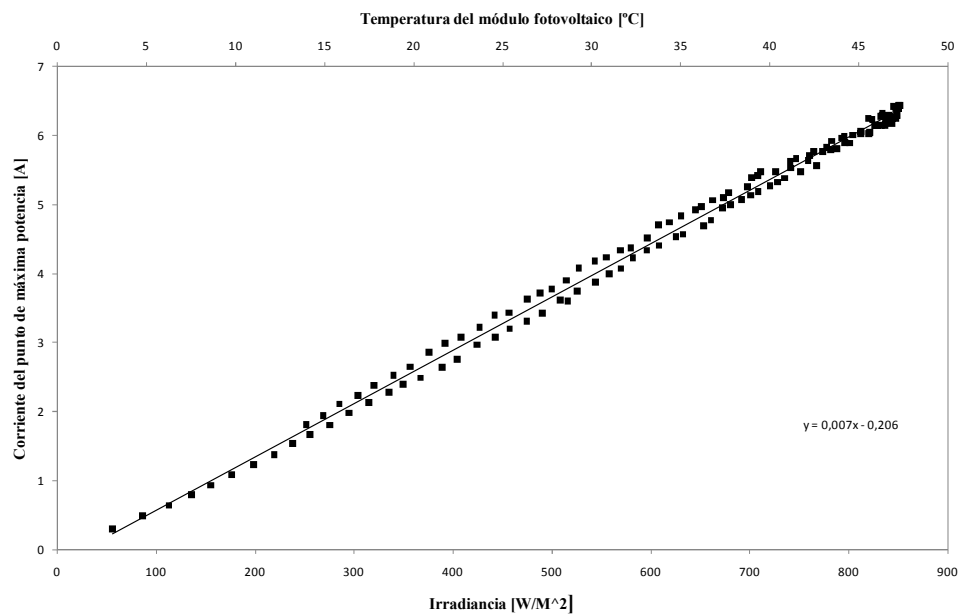
**Ilustración 5.2.7: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico F en un día de verano.**

Se observa en los módulos policristalinos en verano, que la ecuación de ajuste es prácticamente la misma, teniendo una similar pendiente. Ambos módulos trabajan en el mismo rango de corrientes y tienen un comportamiento similar, ya que trabajan de forma lineal, teniendo una gran acumulación de valores en los valores máximos de temperatura e irradiancia, correspondiéndose con los valores máximos de corriente.

En las gráficas se presentan la evolución de la corriente del punto de máxima potencia en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de invierno** de los módulos policristalinos, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.2.8: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiación y de la temperatura del módulo fotovoltaico E en un día de invierno.**



**Ilustración 5.2.9: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiación y de la temperatura del módulo fotovoltaico F en un día de invierno.**

En los módulos policristalinos en invierno se observa que trabajan de forma muy similar, ya que tienen prácticamente la misma ecuación de ajuste y de forma lineal. Ambos módulos tienen el mismo rango de corrientes y una mayor acumulación de valores en la máxima irradiación y temperatura correspondiéndose con el mayor valor de corriente.

Los módulos policristalinos tienen un comportamiento similar tanto en verano como en invierno comportándose de forma lineal en ambos casos. La pendiente de la ecuación de ajuste es igual tanto para verano como para invierno, pero el punto de inicio de la curva tiene un rango mayor en invierno que en verano. En verano los valores de corriente son un poco mayores que en invierno. Tanto en verano como en invierno ambos módulos tienen una mayor concentración de datos en el máximo de irradiancia y temperatura correspondiéndose con el máximo de corriente.

Si se comparan los módulos cristalinos en conjunto se observa que tanto los módulos monocristalinos como los policristalinos tienen un funcionamiento muy parecido tanto en verano como en invierno, comportándose de forma casi lineal, sobre todo en invierno, para ambas tecnologías. Los módulos policristalinos tienen una mayor pendiente que los módulos monocristalinos, además de trabajar a mayores valores de corriente, aunque ambos tienen una distribución similar de rango, habiendo una mayor concentración en el máximo de irradiancia y temperatura que corresponde con el máximo de corriente.

Por tanto se deduce que todos los módulos cristalinos trabajan de la misma forma, pero los módulos policristalinos tienen mayores rangos de corriente.

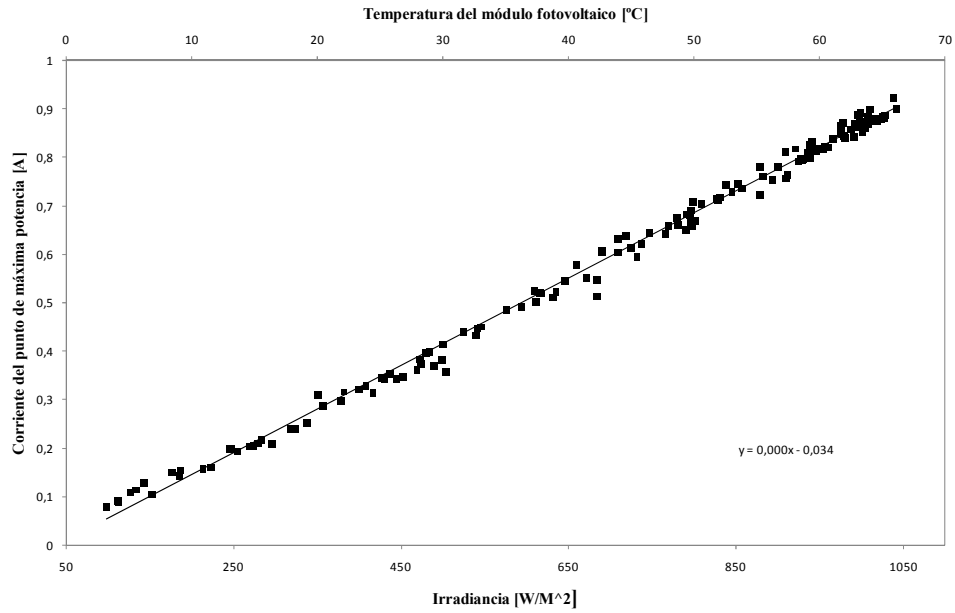
## **MÓDULOS DE CAPA FINA**

Se tiene para el estudio seis placas de capa fina, en donde tres de ellas son de silicio amorfo y las otras tres de diferentes tecnologías (CIS, CdTe, y una mezcla de silicio amorfo y monocristalino). Se observarán los cambios tanto en invierno como en verano y de las distintas tecnologías. De este modo se comprenderá el comportamiento de los módulos fotovoltaicos que más están evolucionando actualmente.

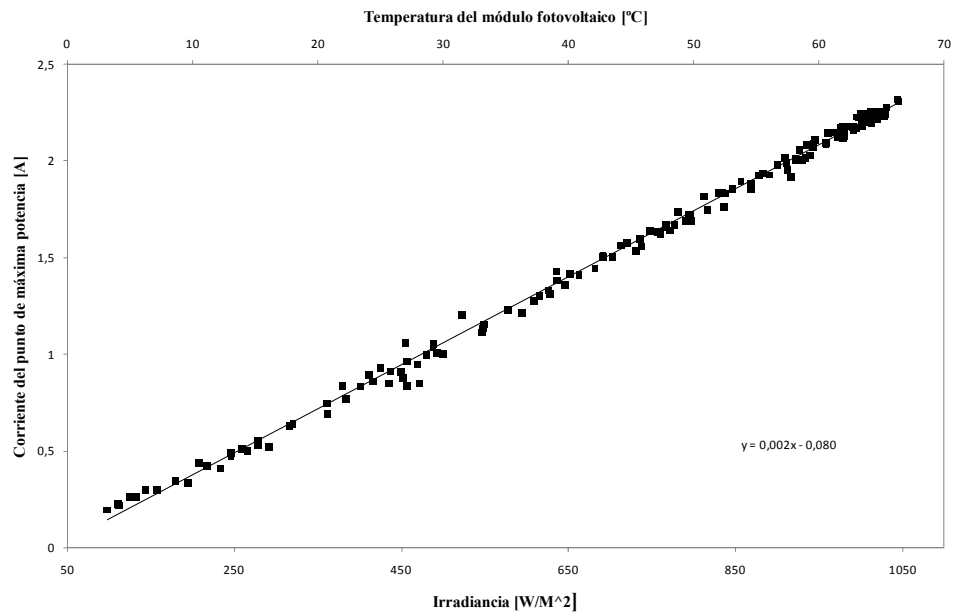
### **MODULOS DE SILICIO AMORFO**

De silicio amorfo se tienen tres placas, la G (ilustraciones 5.2.10 y 5.2.13), la H (ilustraciones 5.2.11 y 5.2.14) y la K (ilustraciones 5.2.12 y 5.2.15).

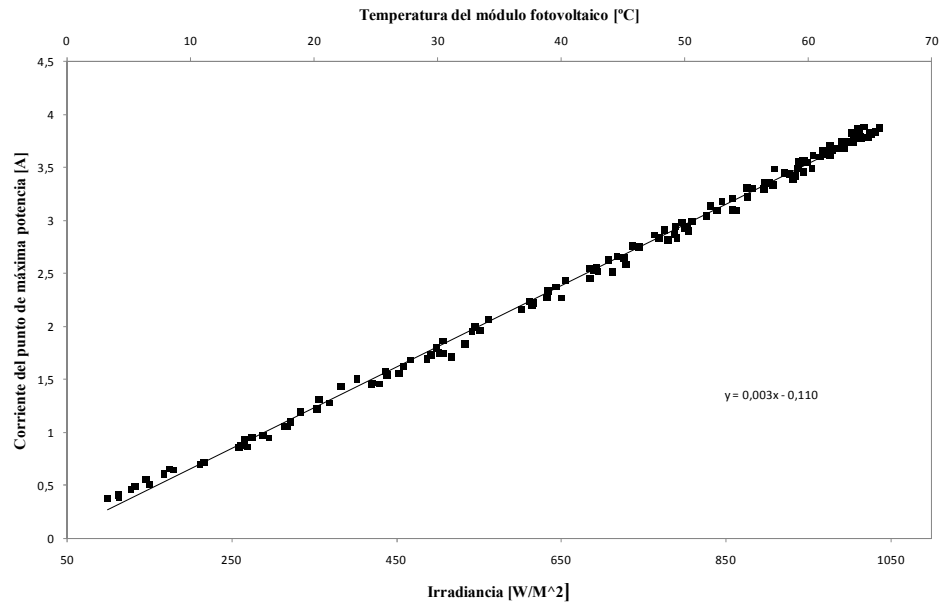
En las gráficas se presentan la evolución de la corriente del punto de máxima potencia en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de verano** de los módulos de silicio amorfo, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.2.10: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico G en un día de verano.**



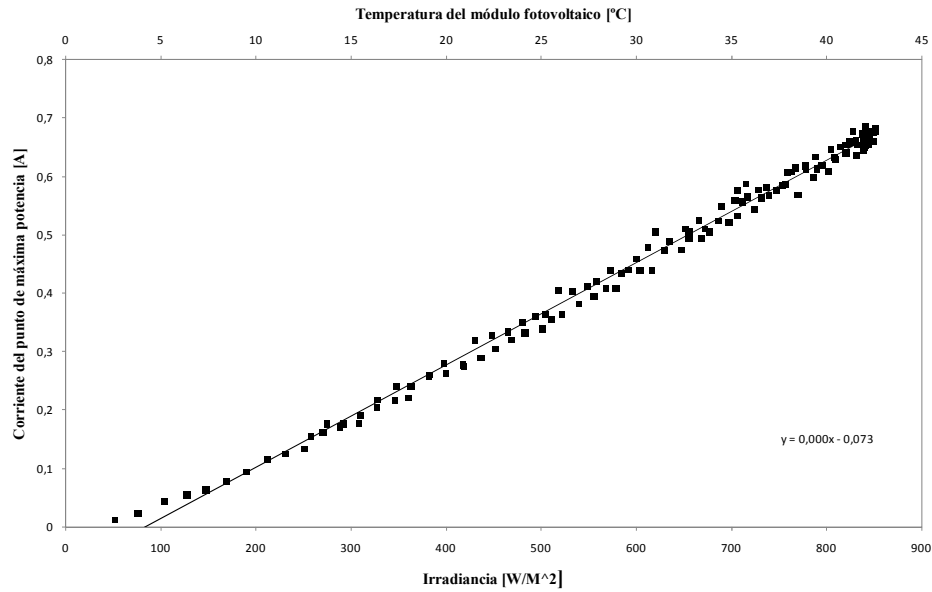
**Ilustración 5.2.11: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico H en un día de verano.**



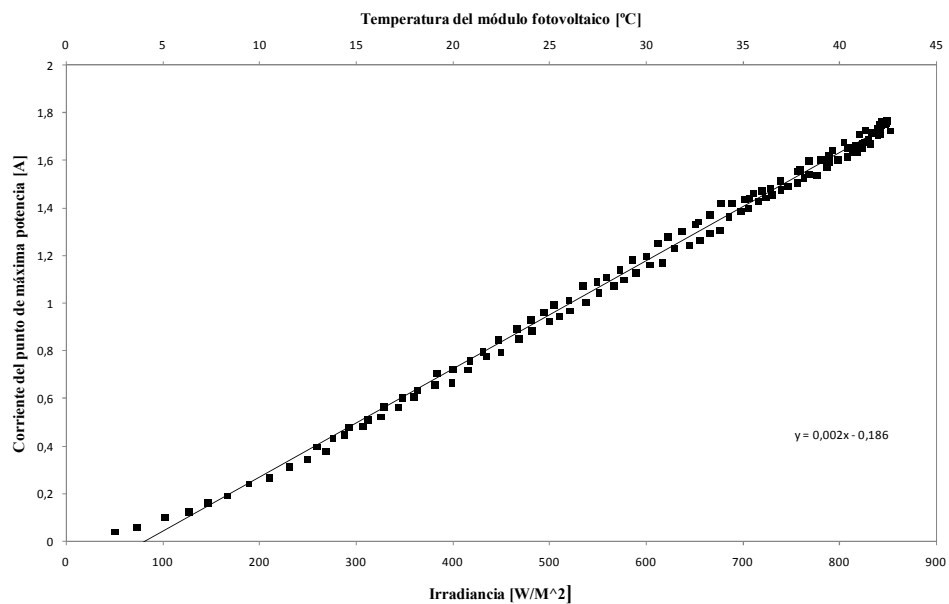
**Ilustración 5.2.12: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico K en un día de verano.**

Se observa en los módulos de silicio amorfo en verano, que la ecuación de ajuste es prácticamente la misma, teniendo una similar pendiente y comportándose de forma lineal, sin embargo el punto de inicio de las gráficas varían bastante, teniendo un valor mucho más alto el módulo K que el módulo H o el K. El módulo K trabaja en rangos más altos de corriente y el módulo K a valores más bajos de corriente. Todos los módulos tienen una gran acumulación de datos en los valores máximos de temperatura e irradiancia, correspondiéndose con los valores máximos de corriente.

En las gráficas se presentan la evolución de la corriente del punto de máxima potencia en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de invierno** de los módulos de silicio amorfo, los resultados que se han obtenido son los siguientes.

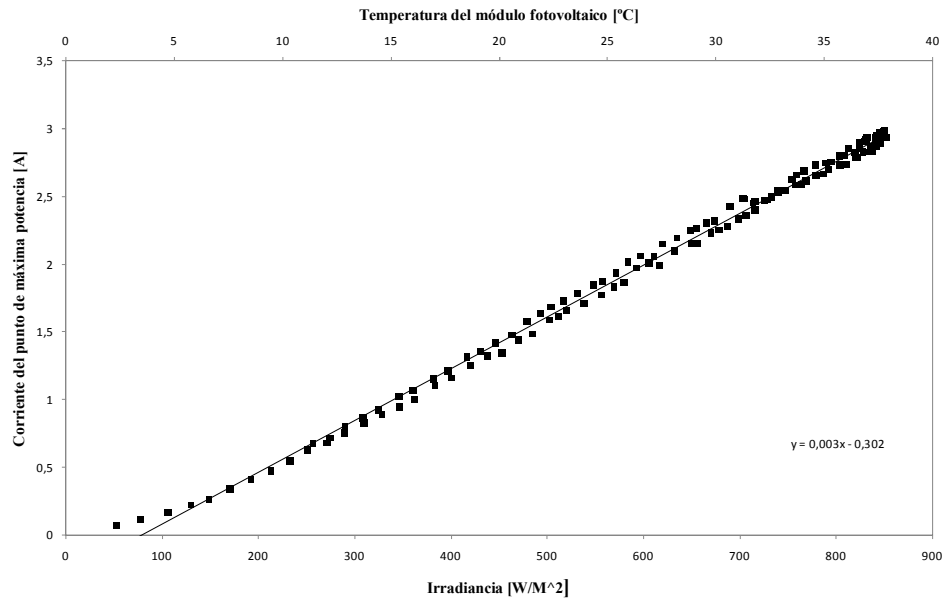


**Ilustración 5.2.13: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico G en un día de invierno.**



**Ilustración 5.2.14: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico H en un día de invierno.**





**Ilustración 5.2.15: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico K en un día de invierno.**

Se observa en los módulos de silicio amorfo en invierno que la ecuación de ajuste varía bastante, siendo el módulo K el que tiene una mayor pendiente y un valor más alto de inicio de la curva, y siendo el módulo G, sin embargo, el que trabaja con menor pendiente y punto de inicio. Sin embargo los tres módulos trabajan de forma lineal, siendo el módulo G el que tiene más variación de rango de datos. El mayor rango de corriente lo tiene el módulo K y el menor el módulo G. Todos los módulos tienen una gran acumulación de valores en los valores máximos de temperatura e irradiancia, correspondiéndose con los valores máximos de corriente.

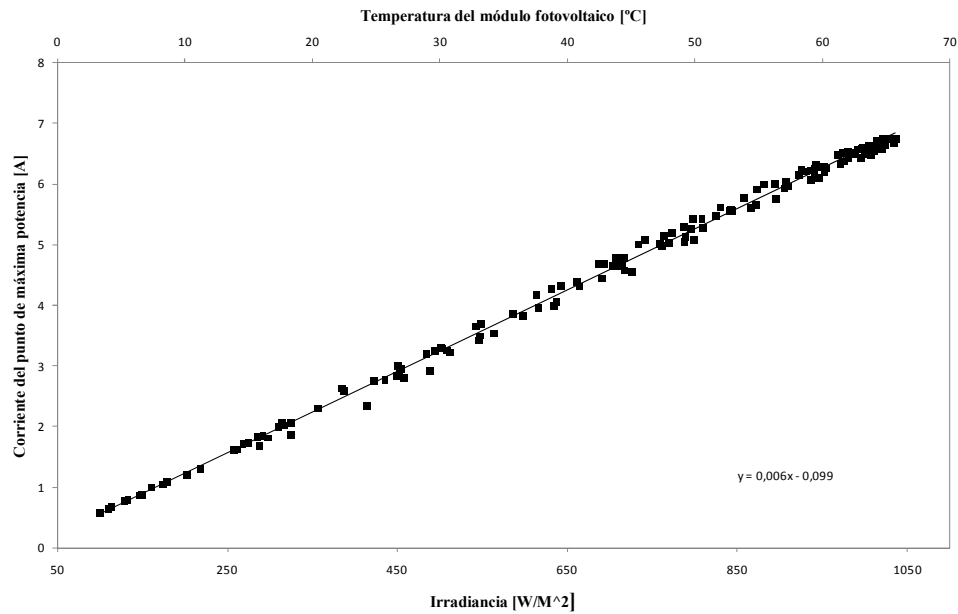
En cuanto a los módulos de silicio amorfo se puede deducir, que tienen prácticamente el mismo comportamiento en verano que en invierno, aunque el rango de corrientes es mayor en verano que en invierno y en invierno el comportamiento es más lineal que en verano. Sin embargo los módulos de silicio amorfo varían su comportamiento entre sí en cuanto a rangos de valores pero no en comportamiento.

### **RESTO DE MÓDULOS DE CAPA FINA**

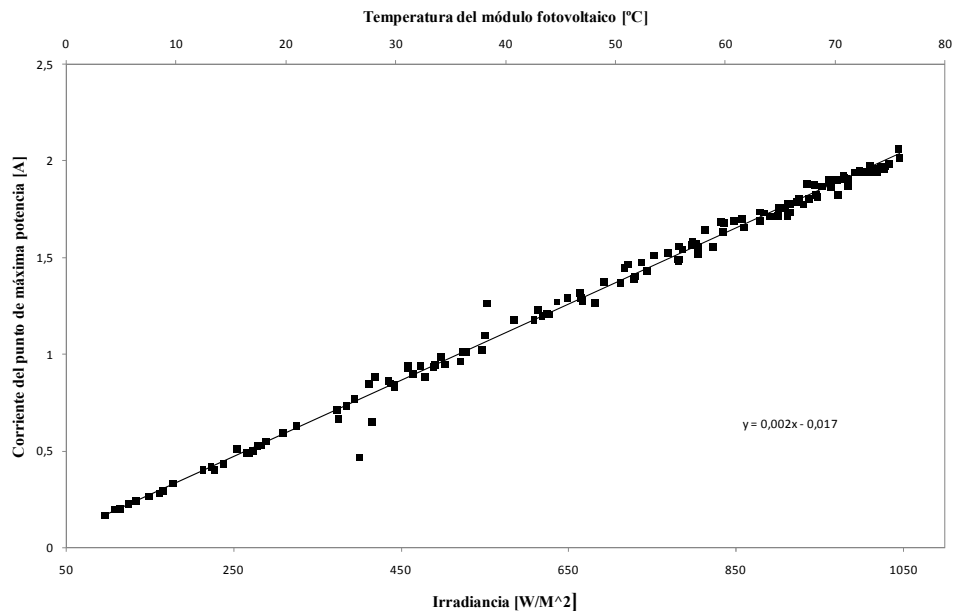
Se compararán el resto de los módulos conjuntamente a pesar de no pertenecer a la misma familia. El módulo D (ilustraciones 5.2.16 y 5.2.19) es un módulo especial que une silicio monocristalino con amorfo, el I (ilustraciones 5.2.17 y 5.2.20) es de CIS y el J (ilustraciones 5.2.18 y 5.2.21) de CdTe.

En las gráficas se presentan la evolución de la corriente del punto de máxima potencia en función de la temperatura y la irradiancia en un día típico de verano de los módulos de capa

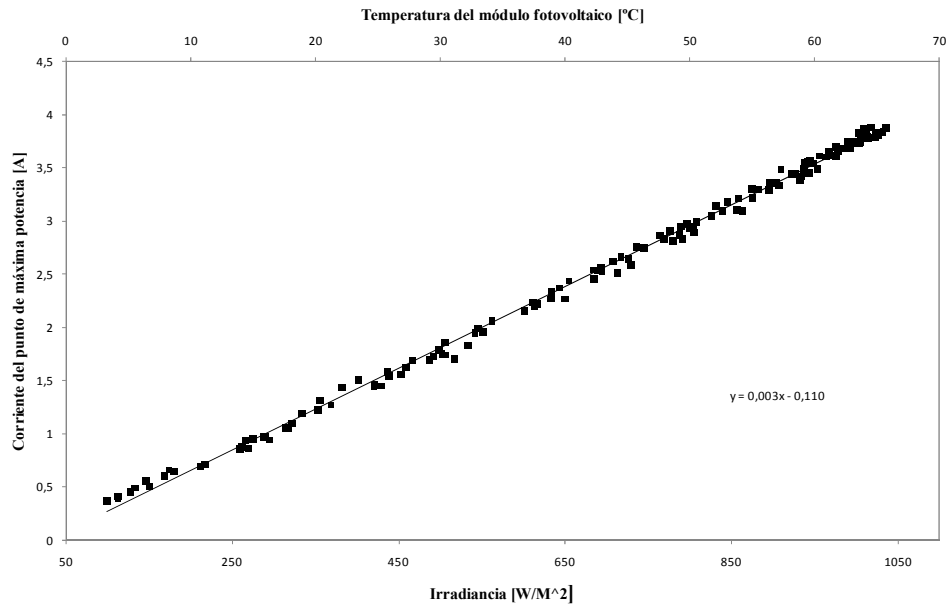
fin a que no son de la tecnología de silicio amorfo, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.2.16: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico D en un día de verano.**



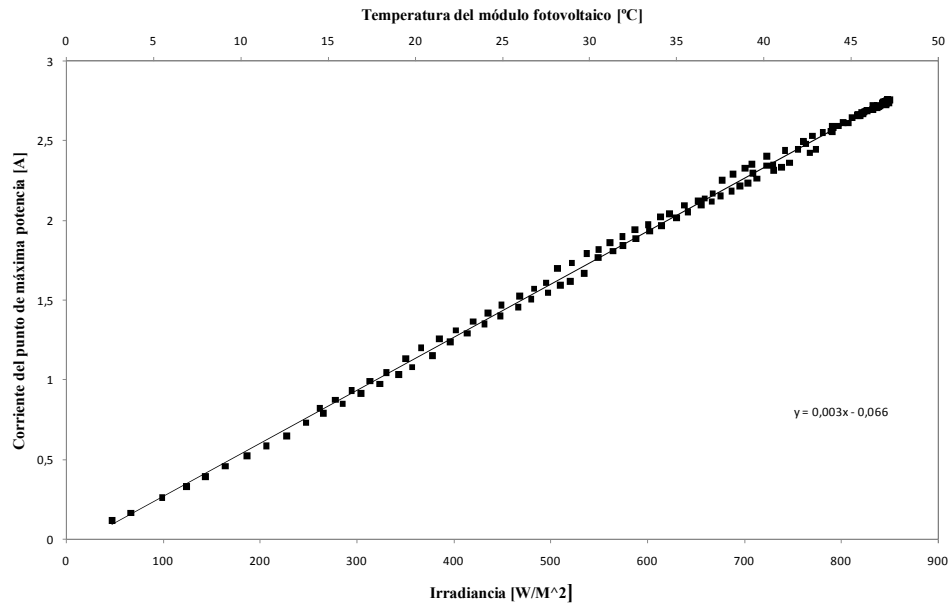
**Ilustración 5.2.17: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico I en un día de verano.**



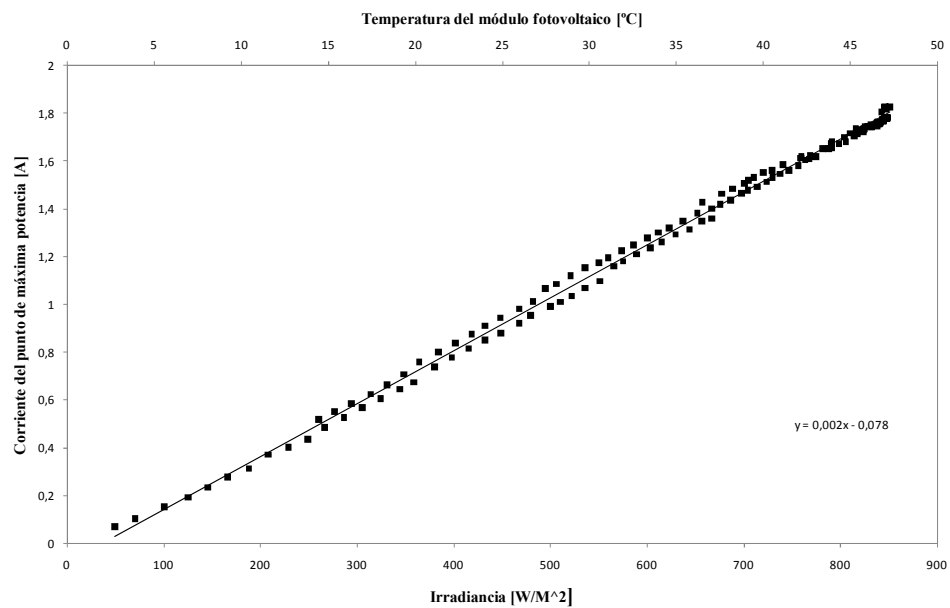
**Ilustración 5.2.18: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico J en un día de verano.**

En los módulos de capa fina que no son de silicio amorfo se observa que el comportamiento es idéntico en cuanto a su forma lineal y la mayor concentración de datos en el punto de máxima irradiancia y temperatura correspondiéndose con el máximo valor de corriente. Sin embargo trabajan a diferentes rangos de valores, siendo el módulo D el que tiene mayores valores de corriente y mayor pendiente y el módulo I el que tiene menores.

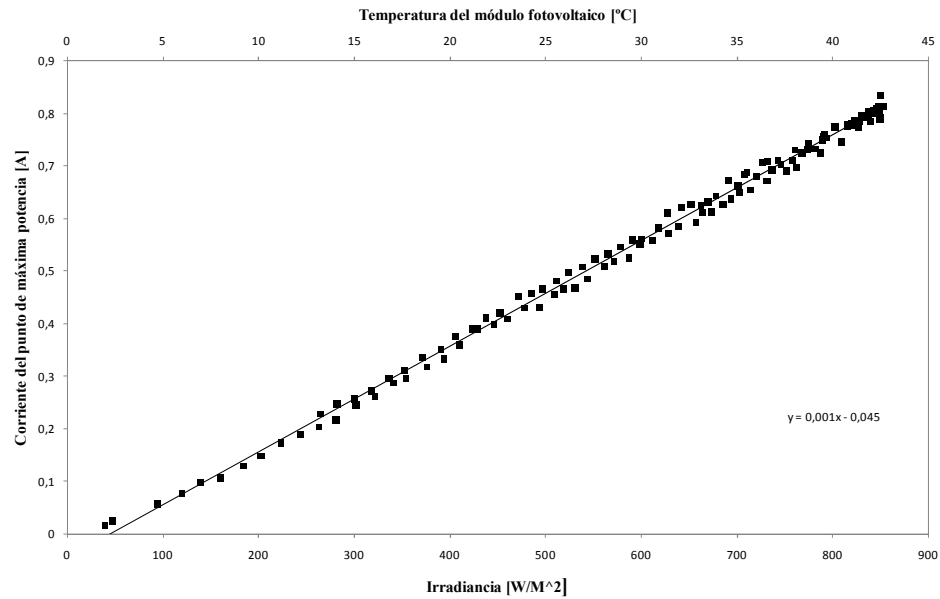
En las gráficas se presentan la evolución de la corriente del punto de máxima potencia en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de invierno** de los módulos de capa fina que no pertenecen a la tecnología de silicio amorfo, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.2.19: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico D en un día de invierno.**



**Ilustración 5.2.20: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico I en un día de invierno.**



**Ilustración 5.2.21: Relación de la corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico J en un día de invierno.**

Los módulos de capa fina que no son de silicio amorfo, tienen un comportamiento similar en cuanto a la forma de los datos que se comportan de forma lineal, aunque el módulo J es menos ideal que los módulos D e I. El módulo D es el que tiene un mayor valor de pendiente y de rango de corrientes, mientras que el módulo J es el que tiene menores valores de pendiente. Todos los módulos tienen una mayor concentración de datos en el punto de máxima irradiancia y temperatura correspondiéndose con el máximo valor de corriente.

Se puede deducir que los módulos de capa fina que no son de silicio amorfo se comportan de forma similar tanto en verano como en invierno en cuanto a la forma de distribución de datos, ya que se sitúan linealmente, con una mayor concentración de datos en los valores máximos de irradiancia y temperatura correspondientes con la máxima corriente. Sin embargo en verano el módulo G es el que se comporta de forma menos lineal y en invierno es el módulo J el que lo hace. En verano se tienen mayores rangos de corriente, siendo el módulo G el que más alto rango tiene. La pendiente también es mayor en verano que en invierno, volviendo el módulo G a ser el que mayor pendiente obtiene.

En cuanto a los módulos de capa fina se deduce que se comportan similarmente sin importar su tecnología, en cuanto a la distribución de los datos que en todos los casos es de forma lineal. Los módulos de silicio amorfo son los que tienen un menor rango de corriente y una menor pendiente tanto en verano como en invierno, pero sin embargo son los que se comportan de forma más uniforme tanto en verano como en invierno.

Por último se deduce que en la relación de corriente del punto de máxima potencia con respecto a la irradiancia y a la temperatura, todos los módulos sin importar su tecnología se

comportan de forma lineal con una mayor concentración de datos en los puntos de máxima temperatura e irradiancia correspondientes al máximo valor de corriente. Sin embargo, como es lógico, trabajan a diferentes rangos de corriente, siendo los módulos cristalinos, y específicamente los módulos policristalinos, los que trabajan a mayor rango de corriente tanto en verano como en invierno, y también son estos los que mayor pendiente en la ecuación de ajuste presentan. Los que menor rango de corriente y valor de pendiente tienen, son los módulos de silicio amorfo.

### **5.3 RELACIÓN DE LA POTENCIA MÁXIMA EN FUNCIÓN DE LA IRRADIANCIA Y DE LA TEMPERATURA**

En este apartado se va a realizar un estudio de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura para las diferentes tecnologías, tanto para verano como para invierno. Para ello, este análisis se va a efectuar primeramente para los módulos cristalinos (monocristalinos y policristalinos) y posteriormente para los módulos de capa fina (silicio amorfo, CIS y CdTe), finalmente se realizará una conclusión de los datos obtenidos en todas las tecnologías. Cada estudio que se haga de las diferentes tecnologías se realizarán tanto para un día de verano como para un día de invierno para poder comparar los diferentes comportamientos que tienen los módulos bajo diferentes condiciones de operación.

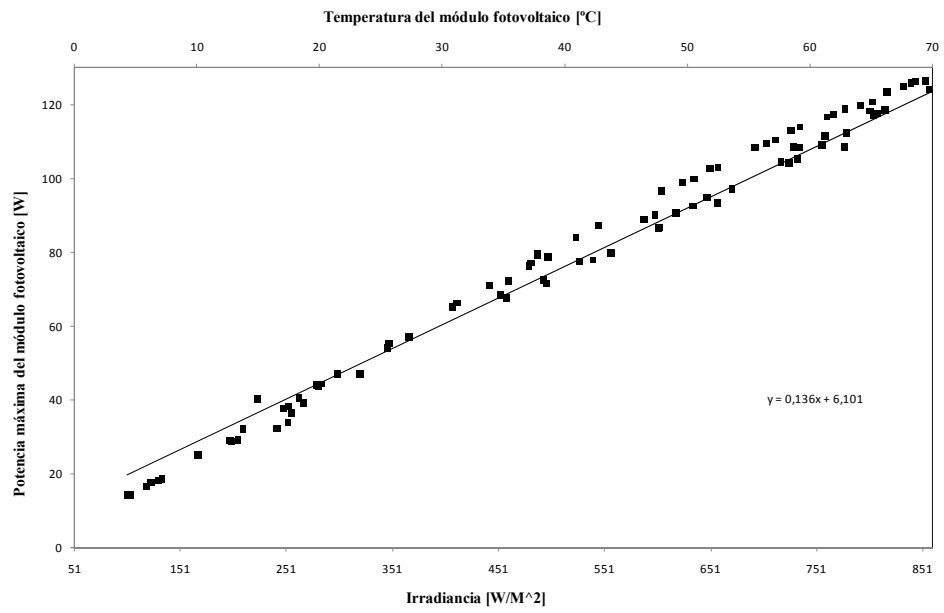
#### **MÓDULOS CRISTALINOS**

Se disponen de cinco módulos cristalinos, divididos en dos tecnologías (silicio monocristalino y policristalino), que se estudiarán por separado y juntos y en verano e invierno. De este modo se establecerá el comportamiento que tienen los módulos más utilizados actualmente dependiendo de su tecnología y las condiciones ambientales.

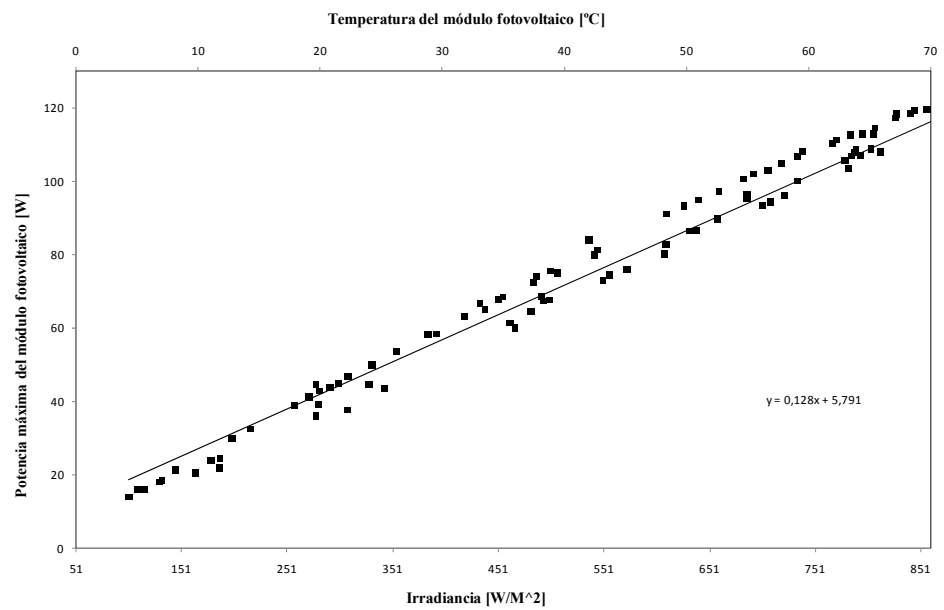
#### **MÓDULOS DE SILICIO MONOCRISTALINO**

Para el silicio monocristalino se tienen tres módulos, el A (ilustraciones 5.3.1 y 5.3.4), el B (ilustraciones 5.3.2 y 5.3.5) y el C (ilustraciones 5.3.3).

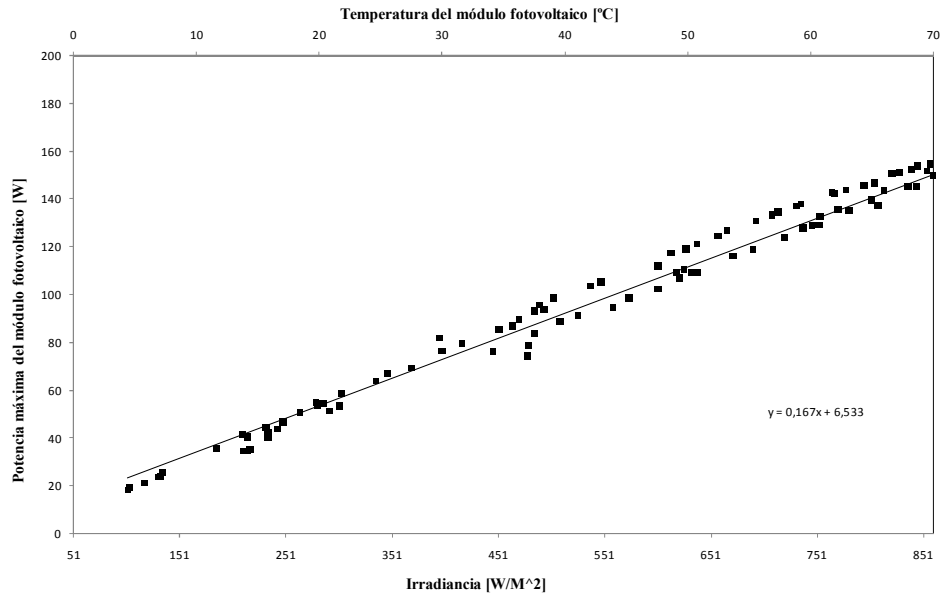
En las gráficas se presentan la evolución potencia máxima en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de verano** de los módulos monocristalinos, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.3.1: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico A en un día de verano.**



**Ilustración 5.3.2: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico B en un día de verano.**

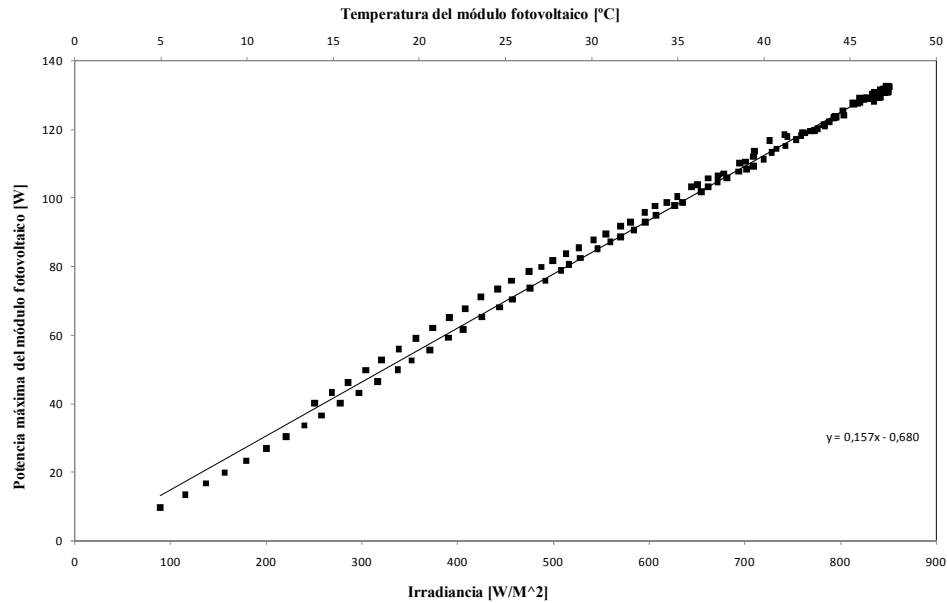


**Ilustración 5.3.3: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico C en un día de verano.**

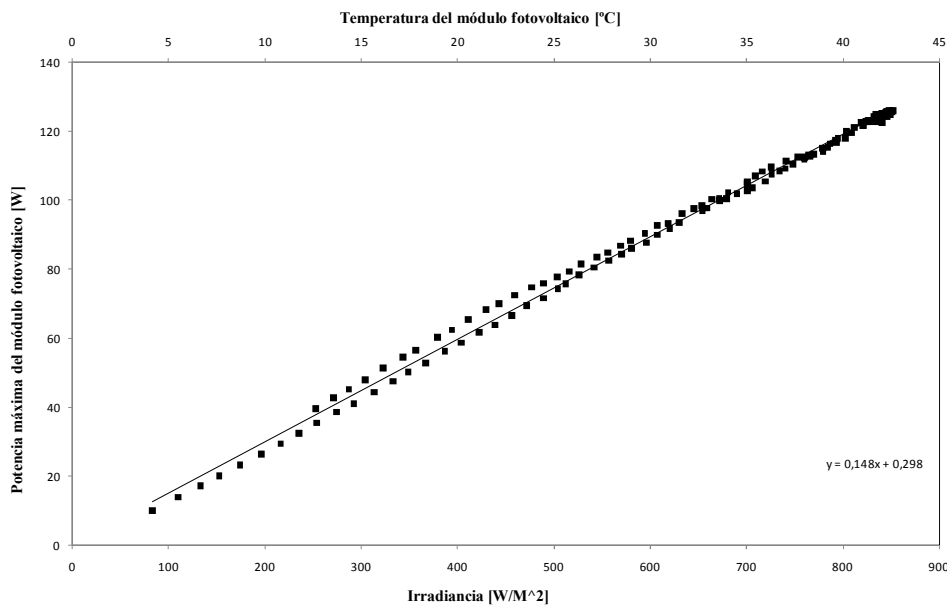
Se puede observar que los tres módulos trabajan de forma similar en cuanto a la relación de la potencia máxima en función de la temperatura y la irradiancia, para los módulos monocristalinos en la época de verano, sin importar la tecnología. Todos los módulos tienen prácticamente la misma ecuación de ajuste. Los módulos A y B trabajan en los mismos rangos de potencia, sin embargo el módulo C trabaja en rangos superiores. También se puede apreciar que los datos forman casi una línea recta, además de agruparse un mayor número de datos en los puntos altos de irradiancia y temperatura correspondiéndose con el mayor valor de potencia.

En las gráficas se presentan la evolución potencia máxima en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de invierno** de los módulos monocristalinos, los resultados que se han obtenido son los siguientes.





**Ilustración 5.3.4:** Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico A en un día de invierno.



**Ilustración 5.3.5:** Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico B en un día de invierno.

Se puede observar que todos los módulos monocristalinos tienen el mismo comportamiento en invierno, ya que tienen prácticamente la misma ecuación de ajuste, además de trabajar en los mismos rangos de potencia. También se aprecia que los valores de potencia en el punto de mínima irradiancia y temperatura están muy distanciados unos de otros, yendo del de menor potencia al de mayor, siendo en el resto de la gráfica más o menos uniforme y comportándose como una línea recta y concentrándose un mayor número de datos

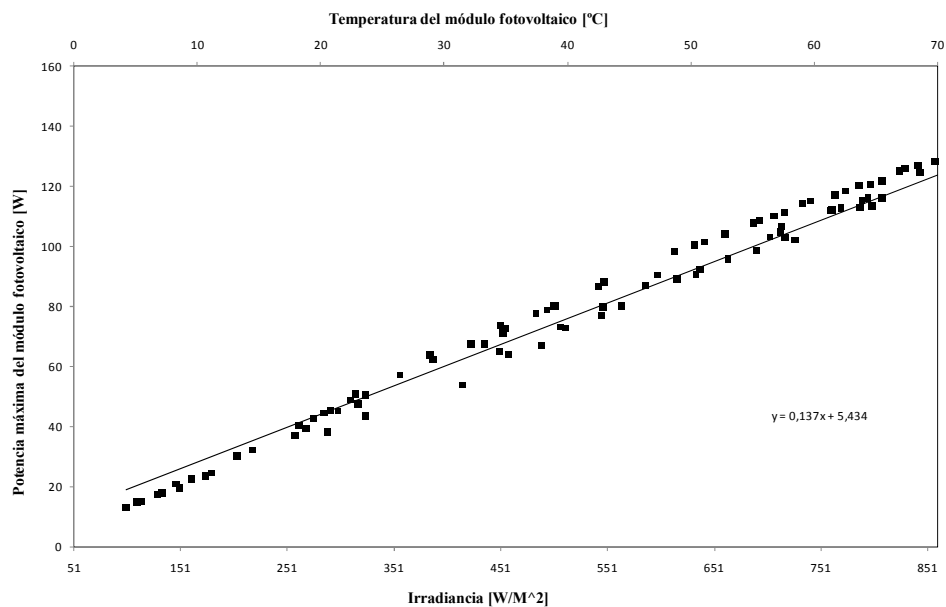
en el punto de mayor irradiancia y temperatura que corresponde con un mayor valor de potencia.

Si se compara el comportamiento de los módulos monocristalinos tanto en verano como en invierno, se observa que en verano la ecuación de ajuste tiene un punto de inicio superior que en invierno, pero sin embargo el valor de pendiente se mantiene constante tanto en invierno como en verano. En cuanto a los valores de potencia, tienen aproximadamente el mismo rango de valores tanto en invierno como en verano, siendo un poco superior en invierno. Se aprecia que en invierno los datos obtenidos se comportan más linealmente que en verano. Y en ambas épocas hay mayor concentración de datos en los puntos de máxima irradiancia y temperatura que corresponden a la máxima potencia.

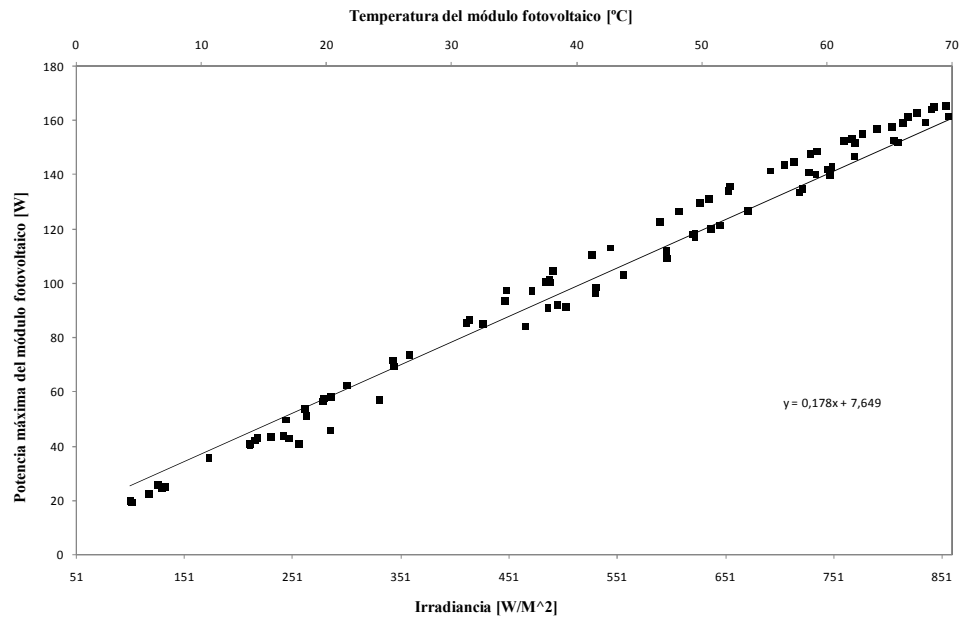
### **MÓDULOS DE SILICIO POLICRISTALINO**

Se tienen dos placas policristalinas la E (ilustraciones 5.3.6 y 5.3.8) y la F (ilustraciones 5.3.7 y 5.3.9).

En las gráficas se presentan la evolución potencia máxima en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de verano** de los módulos policristalinos, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



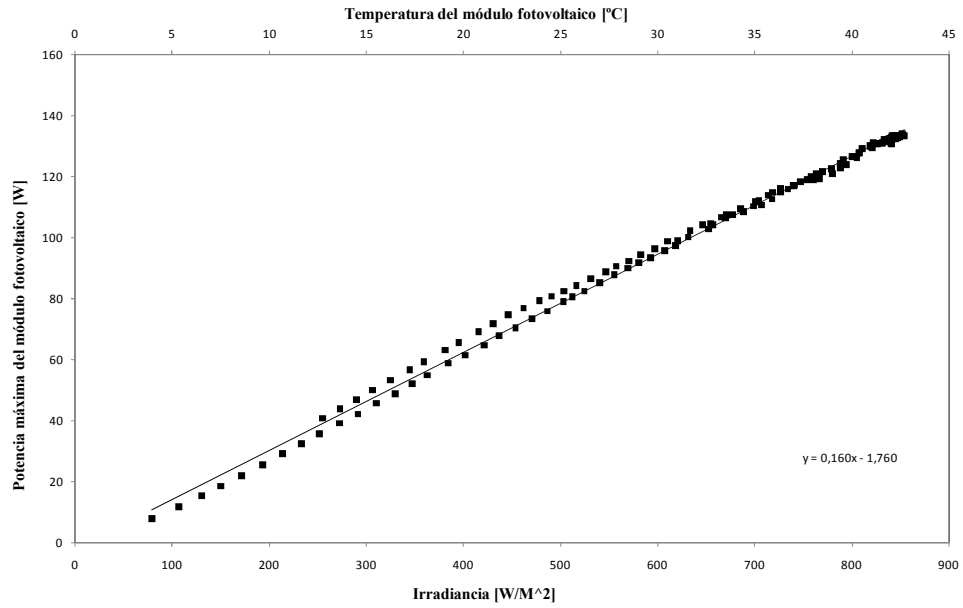
**Ilustración 5.3.6: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico E en un día de verano.**



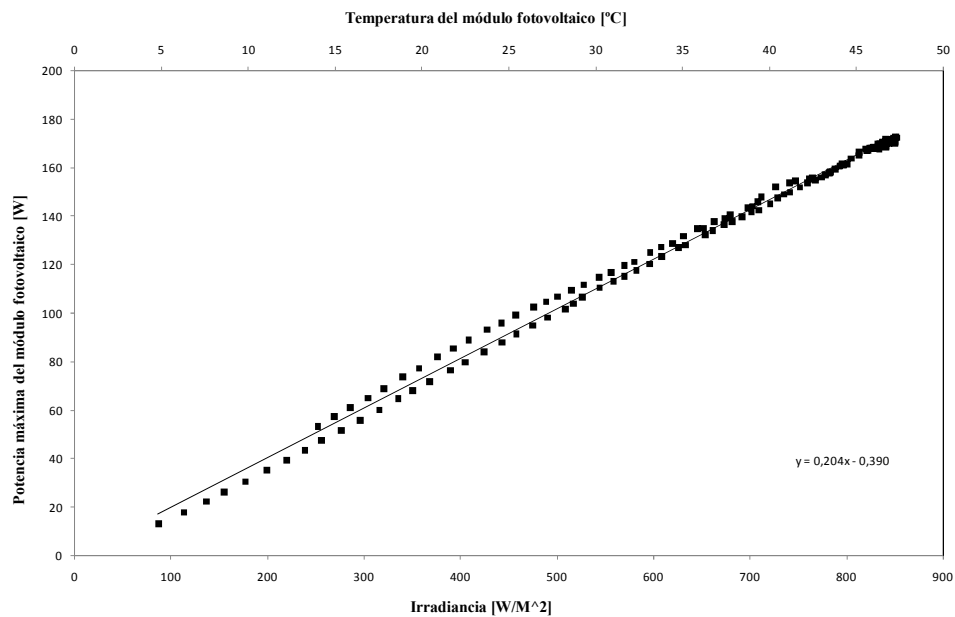
**Ilustración 5.3.7: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico F en un día de verano.**

Se observa en los módulos policristalinos en verano, que la ecuación de ajuste es prácticamente la misma, teniendo similar pendiente. El módulo F trabaja a rangos un poco superiores de potencia con respecto al módulo E. Pero ambos módulos tienen un comportamiento similar, ya que trabajan de forma lineal, teniendo una gran acumulación de valores en los valores máximos de temperatura e irradiancia, correspondiéndose con los valores máximos de potencia.

En las gráficas se presentan la evolución potencia máxima en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de invierno** de los módulos policristalinos, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.3.8: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico E en un día de invierno.**



**Ilustración 5.3.9: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico F en un día de invierno.**

En los módulos policristalinos en invierno se observa que trabajan de forma muy similar, ya que tienen prácticamente la misma ecuación de ajuste y su distribución de datos es de forma lineal. El módulo F tiene un rango de potencia superior al módulo E, y ambos tienen una mayor acumulación de valores en la máxima irradiancia y temperatura correspondiéndose con el mayor valor de potencia.

Los módulos policristalinos tienen un comportamiento similar tanto en verano como en invierno, comportándose de forma lineal en ambos casos. La pendiente de la ecuación de ajuste es igual tanto para verano como para invierno, pero el punto de inicio de la curva es un valor más alto en verano que en invierno. En verano los valores de potencia son un poco inferiores que en invierno. Tanto en verano como en invierno, ambos módulos tienen una mayor concentración de datos en el máximo de irradiancia y temperatura correspondiéndose con el máximo de potencia.

Si se comparan los módulos cristalinos en conjunto se observa que tanto los módulos monocristalinos como los policristalinos, tienen un funcionamiento muy parecido tanto en verano como en invierno, comportándose de forma casi lineal, sobre todo en invierno, para ambas tecnologías. Los módulos policristalinos tienen una mayor pendiente que los módulos monocristalinos, además de trabajar a mayor valor de potencia, aunque ambos tienen una distribución similar de rango, habiendo una mayor concentración en el máximo de irradiancia y temperatura que corresponde con el máximo de potencia.

Por tanto se deduce que todos los módulos cristalinos trabajan de la misma forma, pero los módulos policristalinos tienen mayores rangos de potencia.

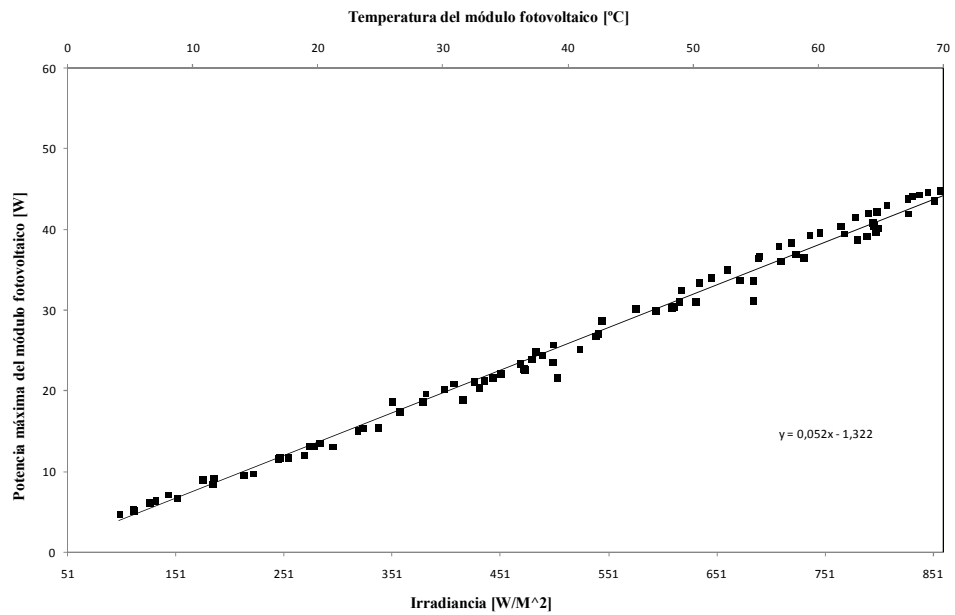
## **MÓDULOS DE CAPA FINA**

Se tienen seis placas de capa fina, en donde tres de ellas son de silicio amorfo y las otras tres de diferentes tecnologías (CIS, CdTe, y una mezcla de silicio amorfo y monocristalino). Se observarán los cambios tanto en invierno como en verano y de las distintas tecnologías. De este modo se comprenderá el comportamiento de los módulos fotovoltaicos que más están evolucionando actualmente.

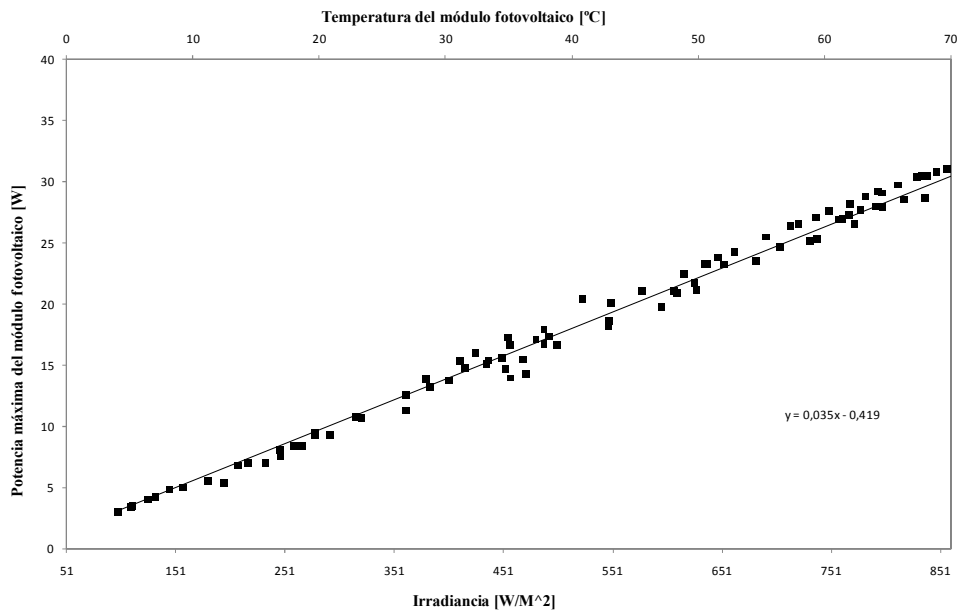
## **MÓDULOS DE SILICIO AMORFO**

De silicio amorfo se tienen tres placas, la G (ilustraciones 5.3.10 y 5.3.13), la H (ilustraciones 5.3.11 y 5.3.14) y la K (ilustraciones 5.3.12 y 5.3.15).

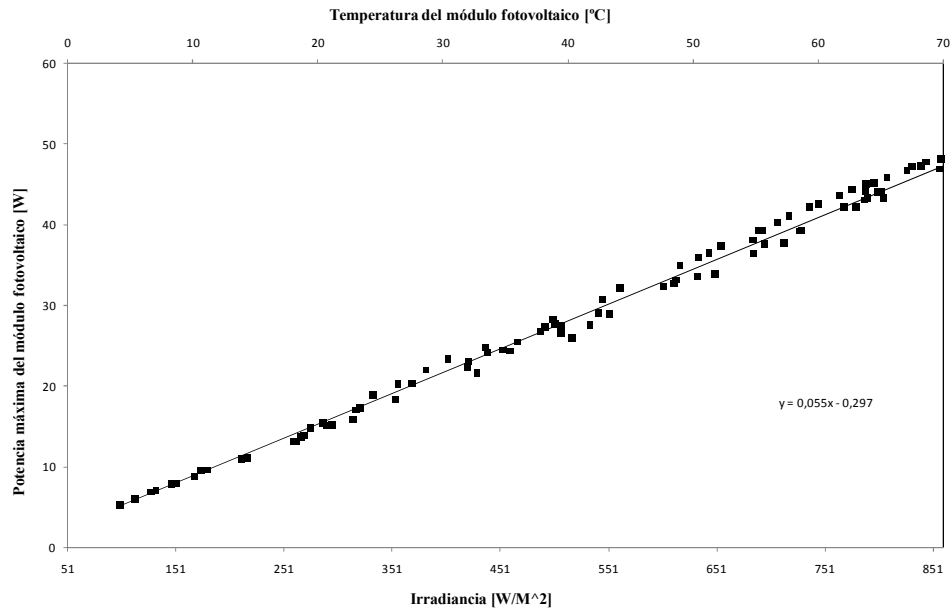
En las gráficas se presentan la evolución potencia máxima en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de verano** de los módulos de silicio amorfo, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.3.10: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico G en un día de verano.**



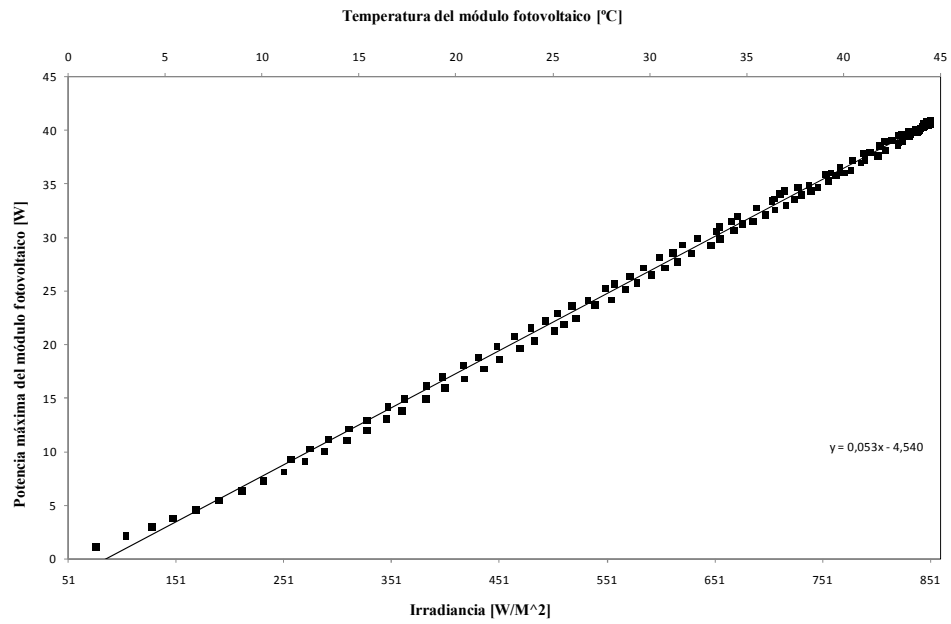
**Ilustración 5.3.11: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico H en un día de verano.**



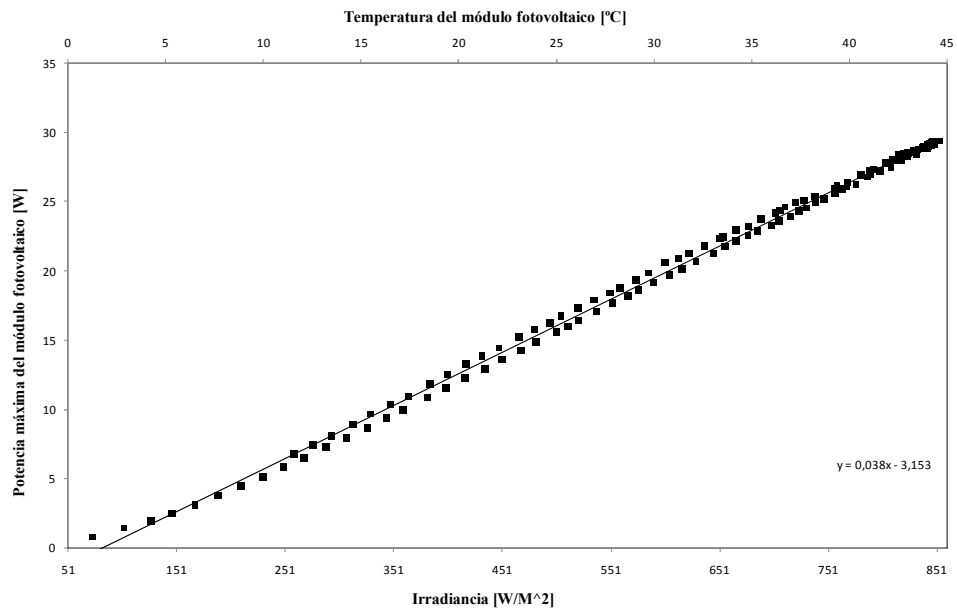
**Ilustración 5.3.12: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico K en un día de verano.**

Se observa en los módulos de silicio amorfo en verano que la ecuación de ajuste es prácticamente la misma, teniendo similar pendiente y comportándose de forma lineal, sin embargo el punto de inicio de las gráficas varían bastante teniendo un valor mucho más alto el módulo G que el módulo H o el K. El módulo H trabaja en rangos inferiores de potencia con respecto a los otros dos módulos. Todos los módulos tienen una gran acumulación de valores en los valores máximos de temperatura e irradiancia, correspondiéndose con los valores máximos de potencia.

En las gráficas se presentan la evolución potencia máxima en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de invierno** de los módulos de silicio amorfo, los resultados que se han obtenido son los siguientes.

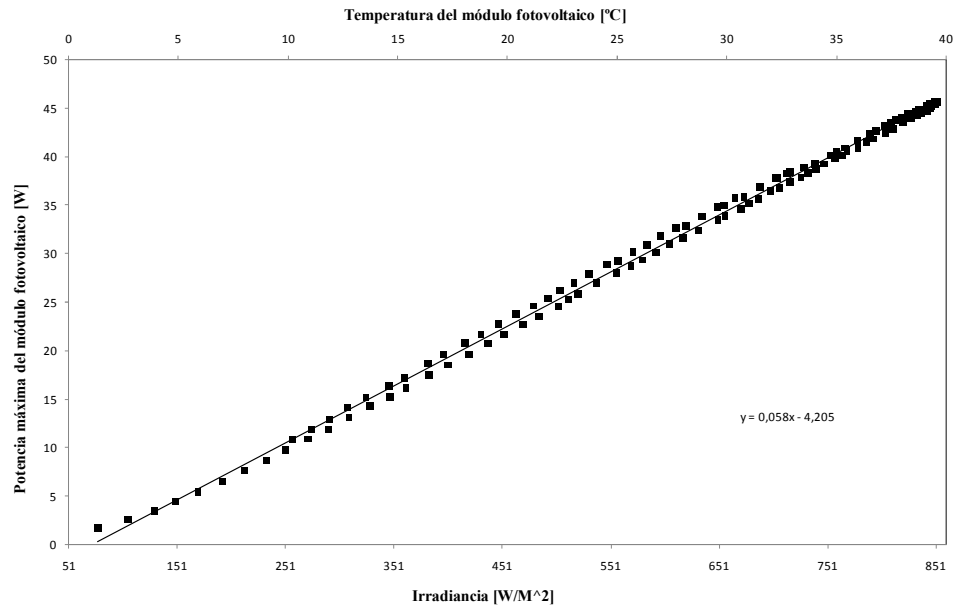


**Ilustración 5.3.13: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico G en un día de invierno.**



**Ilustración 5.3.14: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico H en un día de invierno.**





**Ilustración 5.3.15: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico K en un día de invierno.**

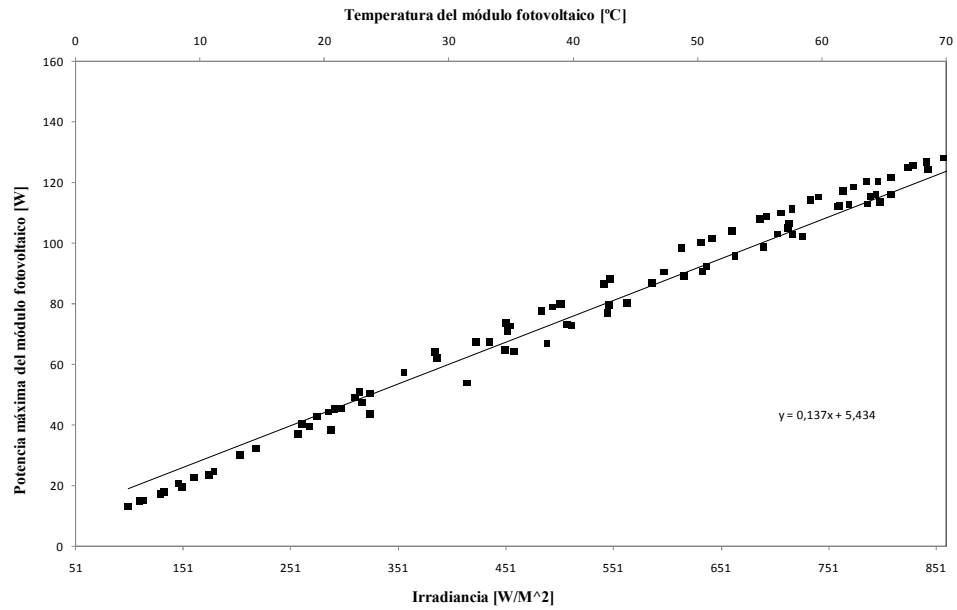
Se observa en los módulos de silicio amorfo en invierno que la ecuación de ajuste es prácticamente idéntica para todos los módulos, además los tres módulos trabajan de forma lineal. El mayor rango de potencia lo tiene el módulo K y el menor el módulo H. Todos los módulos tienen una gran acumulación de valores en los valores máximos de temperatura e irradiancia, correspondiéndose con los valores máximos de potencia.

En cuanto a los módulos de silicio amorfo se puede deducir que tienen prácticamente el mismo comportamiento en verano que en invierno, aunque el rango de potencia es mayor en verano que en invierno y en invierno el comportamiento es más lineal que en verano. Sin embargo los módulos de silicio amorfo varían su comportamiento entre sí en cuanto a rangos de valores pero no en comportamiento

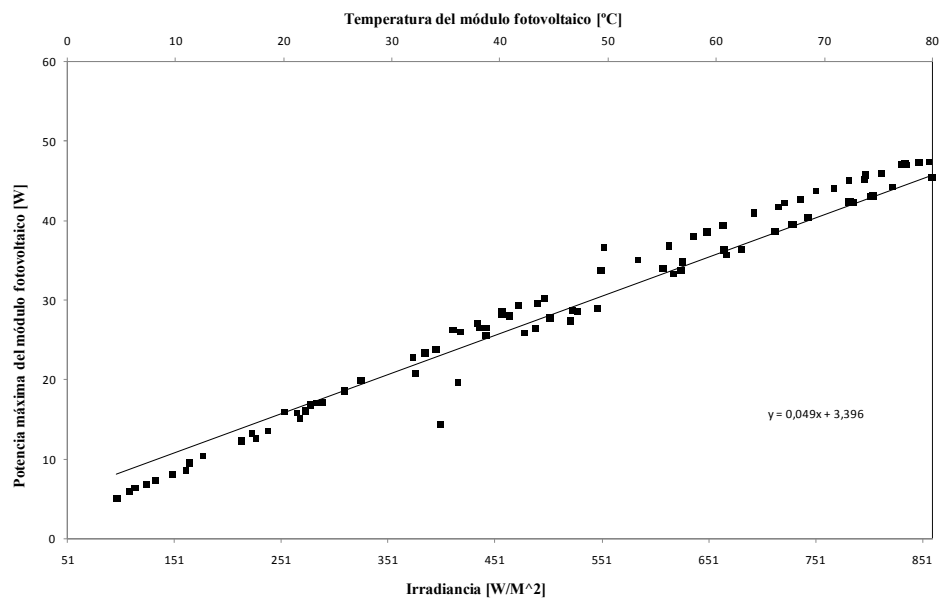
### **RESTO DE MÓDULOS DE CAPA FINA**

Se compararán el resto de los módulos conjuntamente a pesar de no pertenecer a la misma familia. El módulo D (ilustraciones 5.3.16 y 5.3.19) es un módulo especial que une silicio monocristalino con amorfo, el I (ilustraciones 5.3.17 y 5.3.20) es de CIS y el J (ilustraciones 5.3.18 y 5.3.21) de CdTe.

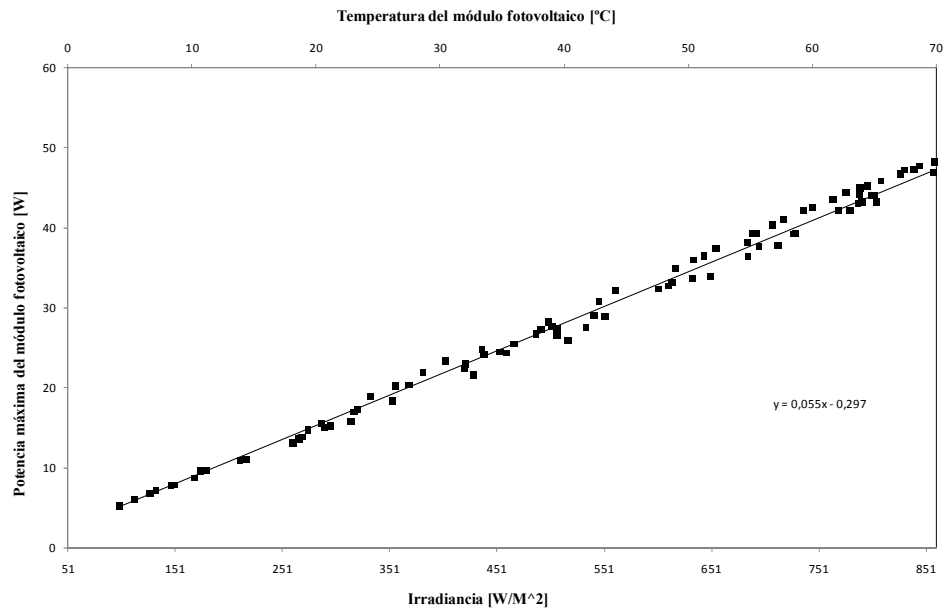
En las gráficas se presentan la evolución potencia máxima en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de verano** de los módulos de capa fina que no pertenecen a la tecnología de silicio amorfo, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.3.16:** Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico D en un día de verano.



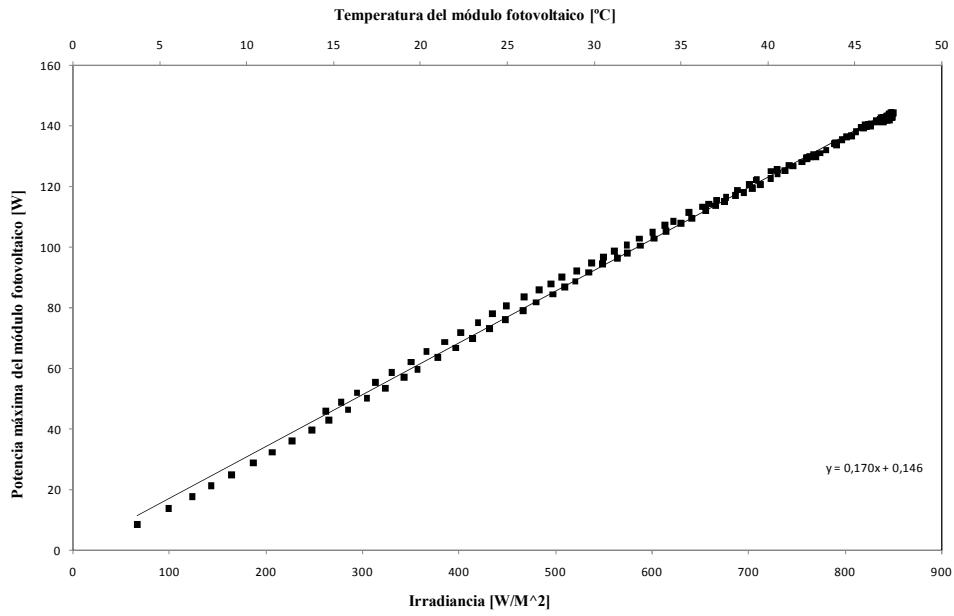
**Ilustración 5.3.17:** Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico I en un día de verano.



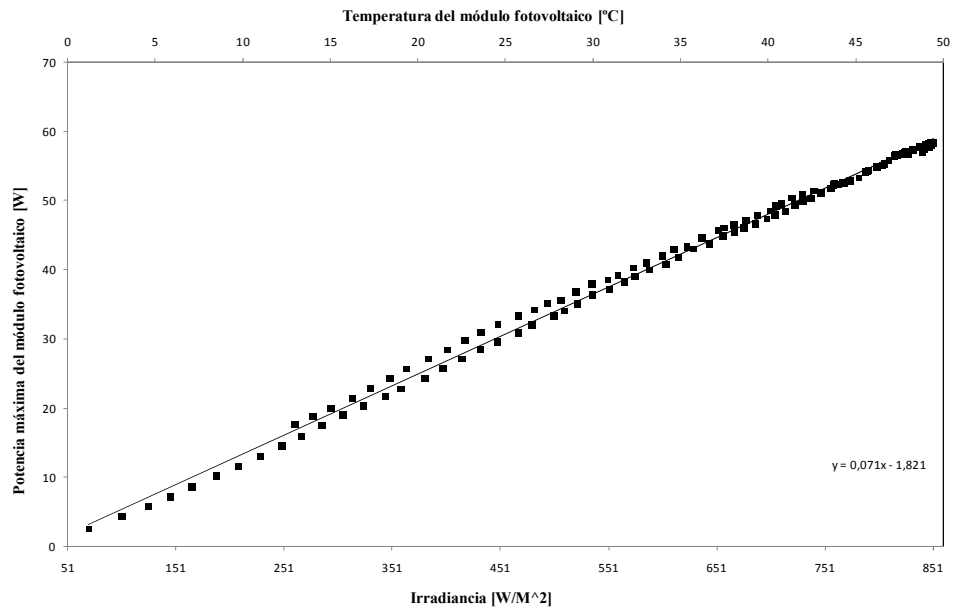
**Ilustración 5.3.18: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico J en un día de verano.**

En los módulos de capa fina que no son de silicio amorfo se observa que el comportamiento es idéntico en cuanto a su forma lineal, siendo el módulo J el más lineal de todos es, y la mayor concentración de datos en el punto de máxima irradiancia y temperatura correspondiéndose con el máximo valor de potencia. Sin embargo trabajan a diferentes rangos de valores, siendo el módulo D el que tiene mayores valores de potencia y mayor pendiente y punto de inicio.

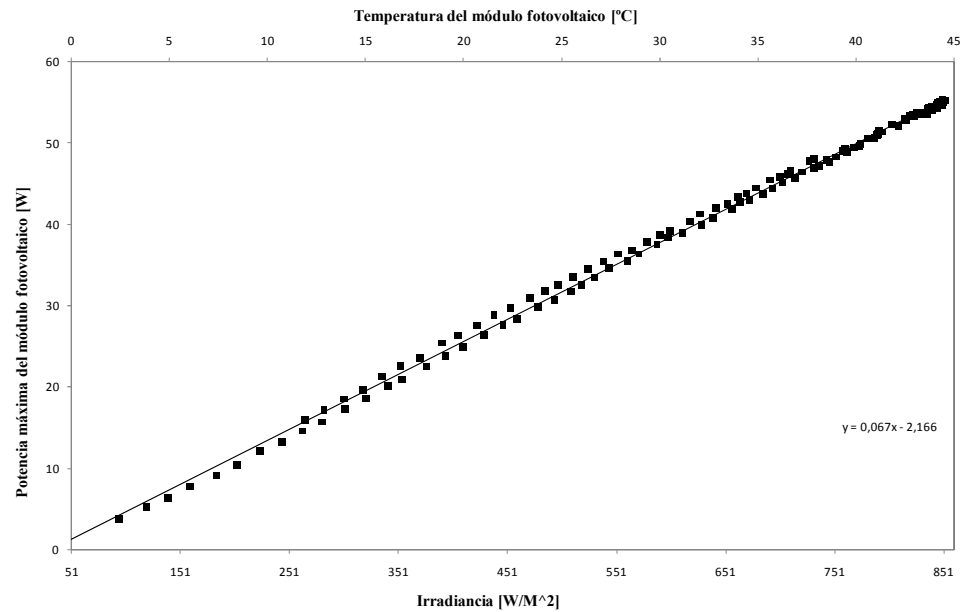
En las gráficas se presentan la evolución potencia máxima en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de invierno** de los módulos de capa fina que no pertenecen a la tecnología de silicio amorfo, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.3.19:** Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico D en un día de invierno.



**Ilustración 5.3.20:** Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico I en un día de invierno.



**Ilustración 5.3.21: Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico J en un día de invierno.**

Los módulos de capa fina que no son de silicio amorfo tienen un comportamiento similar en cuanto a la distribución de los datos, que se comportan de forma lineal. El módulo D es el que tiene un mayor valor de pendiente y de rango de potencia, mientras que el módulo J es el que tiene menores valores. Todos los módulos tienen una mayor concentración de datos en el punto de máxima irradiancia y temperatura correspondiéndose con los mayores valores de potencia.

Se puede deducir que los módulos de capa fina que no son de silicio amorfo se comportan de forma similar tanto en verano como en invierno en cuanto a la forma de distribución de datos, ya que se sitúan linealmente, siendo mucho más lineales en invierno que en verano, con una mayor concentración de datos en los valores máximos de irradiancia y temperatura correspondientes con la máxima potencia, siendo menos notable en verano que en invierno. Tanto en invierno como en verano se tienen los mismos rangos de potencia y pendiente, siendo el módulo G el que más alto los tiene.

En cuanto a los módulos de capa fina se deduce que se comportan similarmente sin importar su tecnología, en cuanto a la distribución de los datos que en todos los casos es de forma lineal, y en los rangos de potencia, siendo mayores los módulos de capa fina que no son de silicio amorfo.

Por último se deduce que en la relación de potencia máxima con respecto a la irradiancia y a la temperatura, todos los módulos sin importar su tecnología, se comportan de forma lineal, con una mayor concentración de datos en los puntos de máxima temperatura e irradiancia correspondientes al máximo valor de potencia. Sin embargo como es lógico,

trabajan a diferentes rangos de valores, siendo los módulos cristalinos, y específicamente los módulos policristalinos, los que trabajan a mayor rango de potencia, tanto en verano como en invierno, y también son estos los que mayor pendiente en la ecuación de ajuste presentan. Los que menor rango de potencia y valor de pendiente tienen son los módulos de silicio amorfo.

## **5.4 RELACIÓN DE LA TENSIÓN DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA Y DE CIRCUITO ABIERTO EN FUNCIÓN DE LA IRRADIANCIA Y DE LA TEMPERATURA**

En este apartado se va a realizar un estudio de la relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura para las diferentes tecnologías, tanto para verano como para invierno. Para ello, este análisis se va a efectuar primeramente para los módulos cristalinos (monocristalinos y policristalinos) y posteriormente para los módulos de capa fina (silicio amorfo, CIS y CdTe), finalmente se realizará una conclusión de los datos obtenidos en todas las tecnologías. Cada estudio que se haga de las diferentes tecnologías se realizarán tanto para un día de verano como para un día de invierno para poder comparar los diferentes comportamientos que tienen los módulos bajo diferentes condiciones de operación.

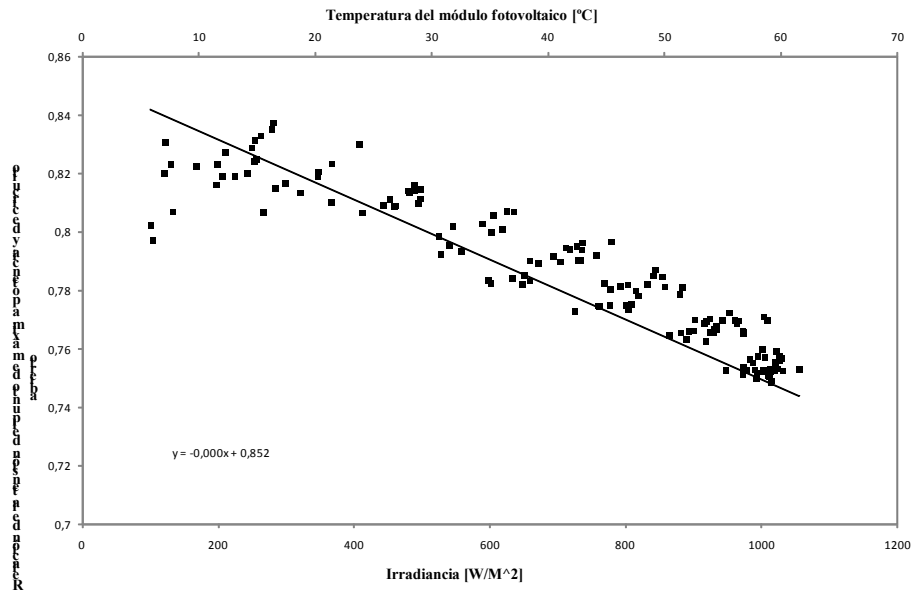
### **MÓDULOS CRISTALINOS**

Se disponen de cinco módulos cristalinos, divididos en dos tecnologías (silicio monocristalino y policristalino), que se estudiarán por separado y juntos y en verano e invierno. De este modo se establecerá el comportamiento que tienen los módulos más utilizados actualmente dependiendo de su tecnología y las condiciones ambientales.

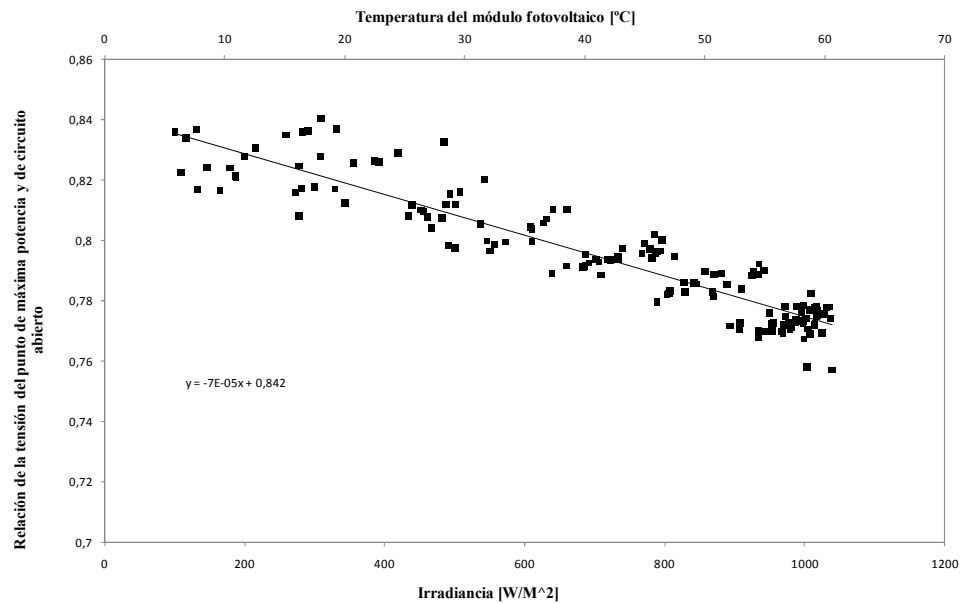
#### **MÓDULOS DE SILICIO MONOCRISTALINO**

Para el silicio monocristalino se tienen tres módulos el A (ilustraciones 5.4.1 y 5.4.4), el B (ilustraciones 5.4.2 y 5.4.5) y el C (ilustraciones 5.4.3).

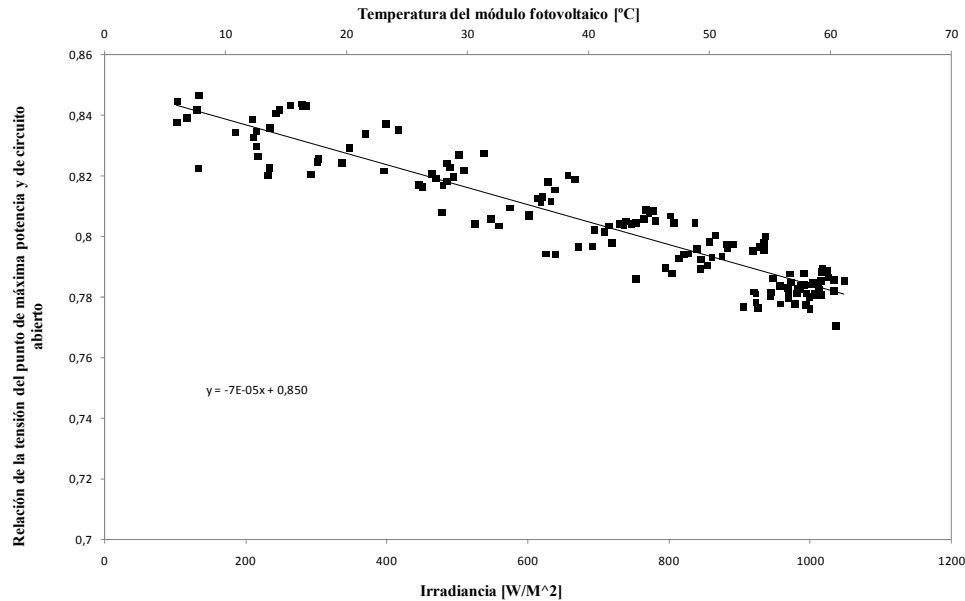
En las gráficas se presentan la evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de verano** de los módulos monocristalinos, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.4.1: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico A en un día de verano.**



**Ilustración 5.4.2: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico B en un día de verano.**

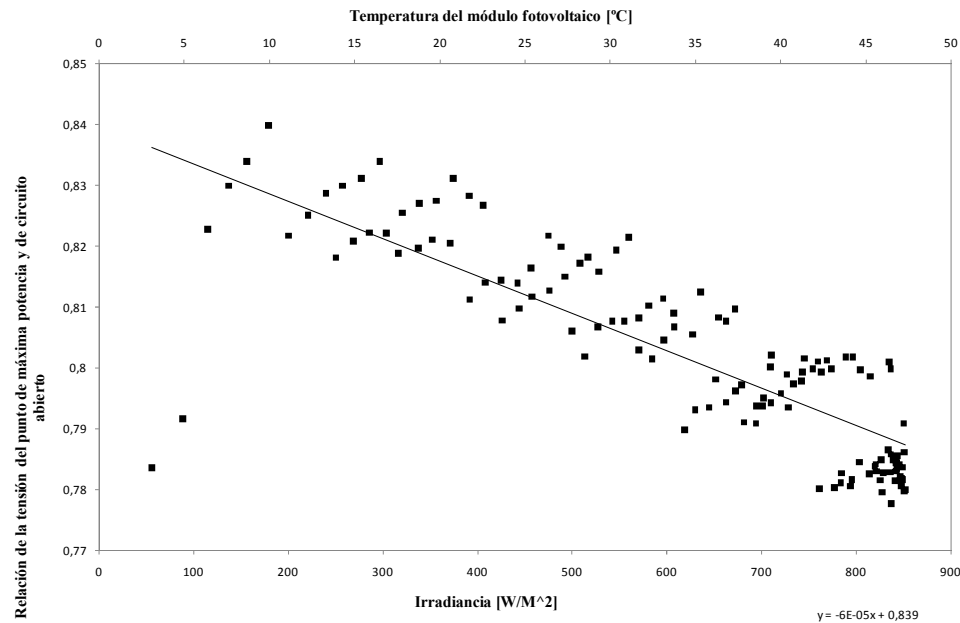


**Ilustración 5.4.3: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico C en un día de verano.**

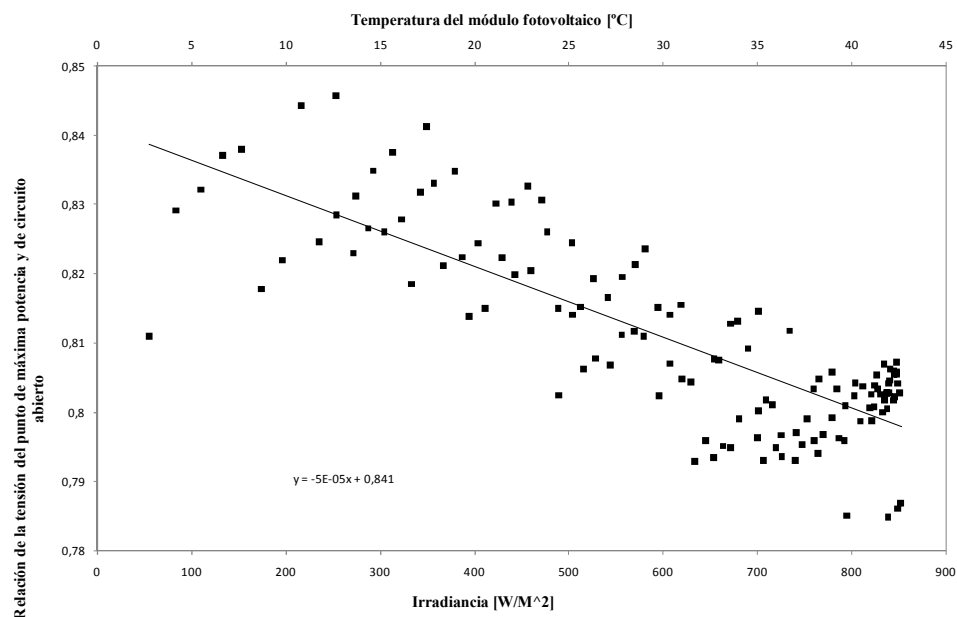
Se puede observar que en verano todos los módulos monocristalinos tienen el mismo comportamiento con respecto a la evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la temperatura y de la irradiancia sin importar la tecnología. Todos los módulos tienen la misma ecuación de ajuste, además de trabajar en los mismos rangos de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto. También se puede apreciar que gran parte de los datos están bastante uniformemente distribuidos, sin tener puntos muy distanciados, además de agruparse un mayor número de datos en los puntos altos de irradiancia y temperatura correspondiéndose con un menor valor de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto.

En las gráficas se presentan la evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de invierno** de los módulos monocristalinos, los resultados que se han obtenido son los siguientes.





**Ilustración 5.4.4: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico A en un día de invierno.**



**Ilustración 5.4.5: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico B en un día de invierno.**

Se puede observar que todos los módulos monocristalinos tienen el mismo comportamiento en invierno, ya que tienen prácticamente la misma ecuación de ajuste, además de trabajar en los mismos rangos de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto. También se aprecia que los valores de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en el punto de mínima irradiancia y

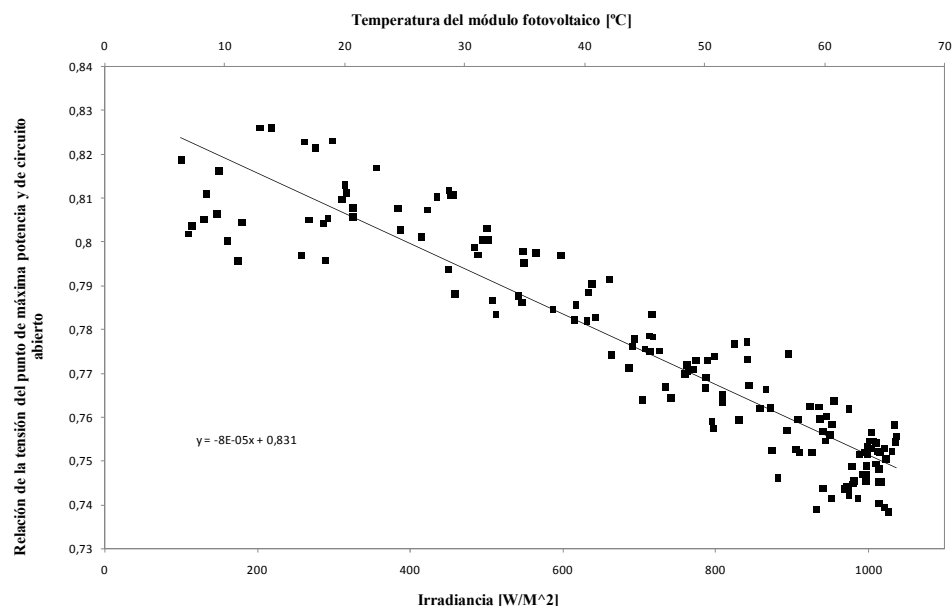
temperatura están muy distanciados unos de otros yendo del de menor evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto al de mayor, siendo en el resto de la gráfica más o menos uniforme y concentrándose un mayor número de datos en el punto de mayor irradiancia y temperatura que corresponde con un menor valor de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto.

Si se compara el comportamiento de los módulos monocristalinos tanto en verano como en invierno, se observa que en invierno la ecuación de ajuste tiene menos pendiente que en verano, pero prácticamente el mismo punto de inicio. En cuanto a los valores de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto, tienen el mismo rango de valores tanto en invierno como en verano. Se aprecia que en verano los datos obtenidos están más próximos entre sí, por lo que en invierno los datos obtenidos son más variables. Y la mayor diferencia que se puede observar es en el punto de mínima irradiancia y temperatura que en invierno los datos varían mucho mientras que en verano se mantienen constantes.

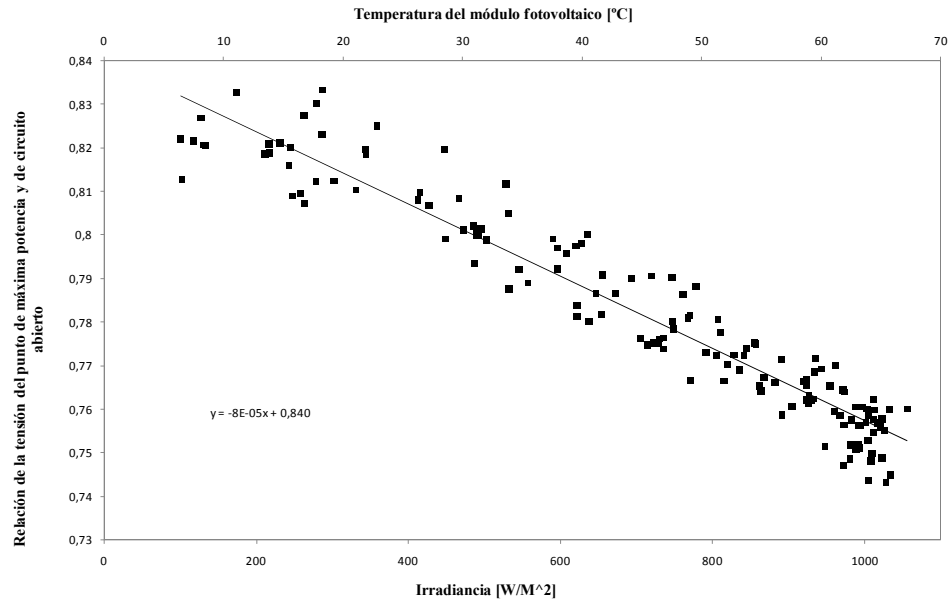
### MÓDULOS DE SILICIO POLICRISTALINO

Se tienen dos placas policristalinas la E (ilustraciones 5.4.6 y 5.4.8) y la F (ilustraciones 5.4.7 y 5.4.9).

En las gráficas se presentan la evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de verano** de los módulos policristalinos, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



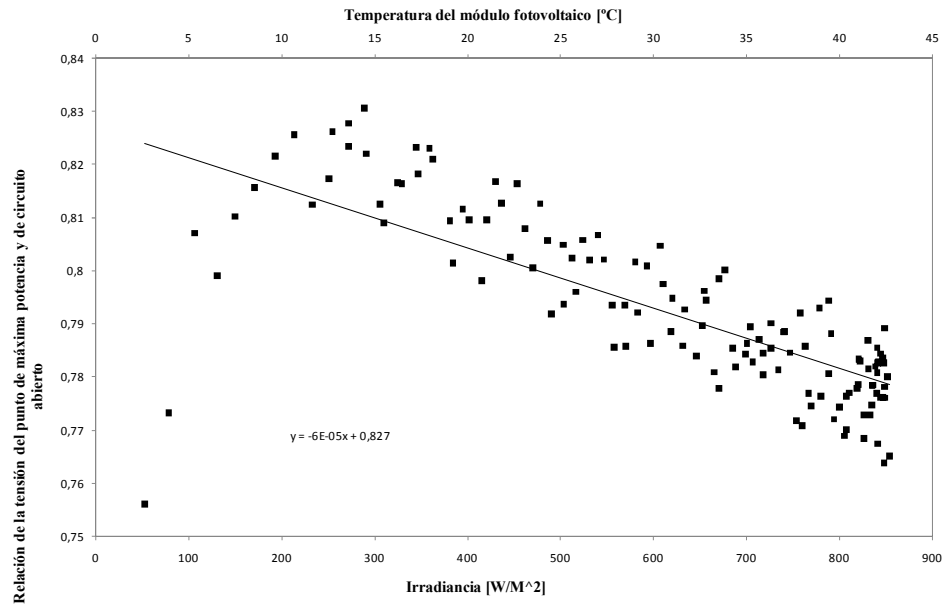
**Ilustración 5.4.6: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico E en un día de verano.**



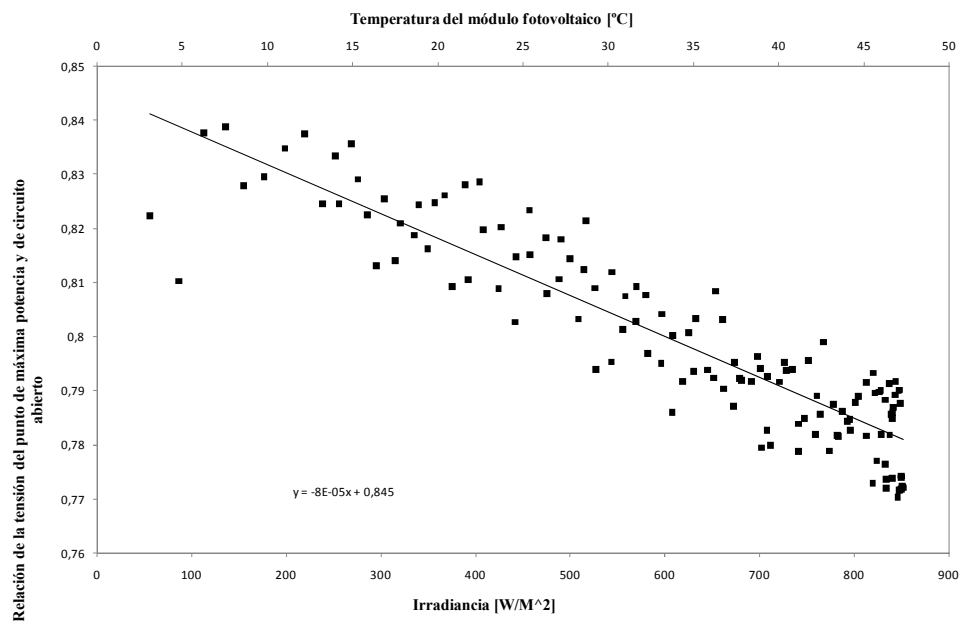
**Ilustración 5.4.7: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico F en un día de verano.**

Se observa en los módulos policristalinos en verano que la ecuación de ajuste es prácticamente la misma, teniendo la misma pendiente y además trabajan en los mismos rangos de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto. El comportamiento en ambos módulos es similar, teniendo una gran acumulación de valores en los valores máximos de temperatura e irradiancia, correspondiéndose con los valores mínimos de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto.

En las gráficas se presentan la evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de invierno** de los módulos policristalinos, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.4.8: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico E en un día de invierno.**



**Ilustración 5.4.9: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico F en un día de invierno.**

En los módulos policristalinos en invierno se observa que trabajan de forma similar, pero hay una gran diferencia en la ecuación de ajuste, teniendo mayor pendiente el módulo F. Ambos módulos trabajan en el mismo rango de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto. Todos los módulos tienen una mayor acumulación de valores en

la máxima irradiancia y temperatura correspondiéndose con el menor valor de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto y ambos módulos en el mínimo de temperatura e irradiancia tienen valores muy bajos de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto, pero rápidamente suben para situarse en el máximo valor de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto, sobre todo el módulo E.

Los módulos policristalinos tienen un comportamiento diferente en verano y en invierno, en cuanto a la distribución de los datos. Tanto en verano como en invierno ambos módulos tienen una mayor concentración de datos en el máximo de irradiancia y temperatura correspondiéndose con el mínimo de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto. En invierno los datos comienzan en el mínimo de irradiancia y de temperatura que corresponden con el mínimo de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto pero rápidamente suben al máximo, mientras que en verano comienzan directamente en el máximo. Tanto en invierno como en verano los módulos trabajan en el mismo rango de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto.

Si se comparan los módulos cristalinos en conjunto, se observa que ambos módulos varían su comportamiento de verano a invierno, comportándose de forma más lineal en verano. Los módulos monocristalinos tienen menor pendiente que los módulos policristalinos. Ambos módulos trabajan en los mismos valores de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto. En cuanto a la distribución de datos, hay una mayor concentración en el máximo de irradiancia y temperatura que corresponde con el mínimo de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto para ambas tecnologías.

Por tanto deducimos que todos los módulos cristalinos trabajan aproximadamente con los mismos rangos de valores, y de forma más lineal en verano que en invierno.

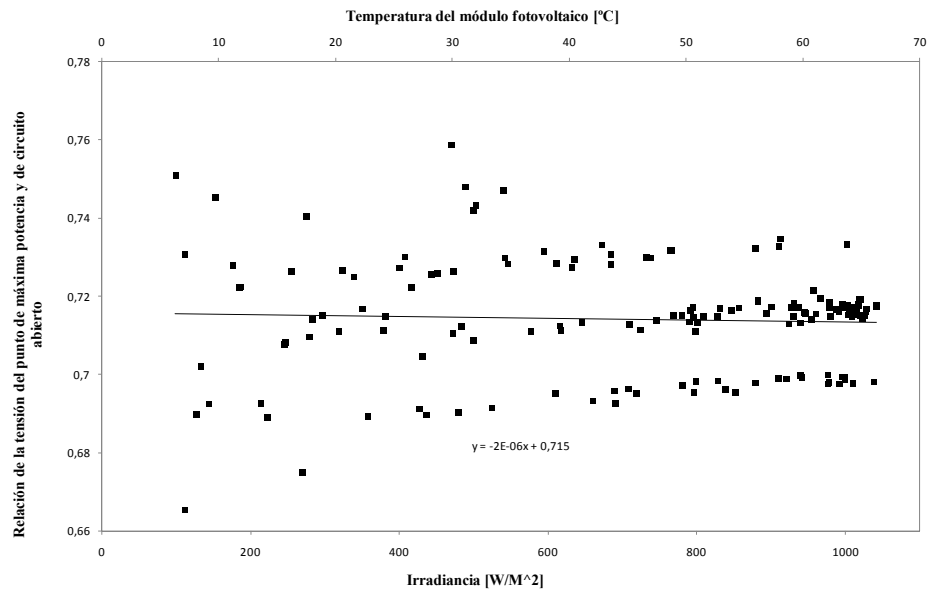
## **MÓDULOS DE CAPA FINA**

Se tienen seis placas de capa fina, en donde tres de ellas son de silicio amorfo y las otras tres de diferentes tecnologías (CIS, CdTe, y una mezcla de silicio amorfo y monocristalino). Se observarán los cambios tanto en invierno como en verano y de las distintas tecnologías. De este modo se comprenderá el comportamiento de los módulos fotovoltaicos que más están evolucionando actualmente.

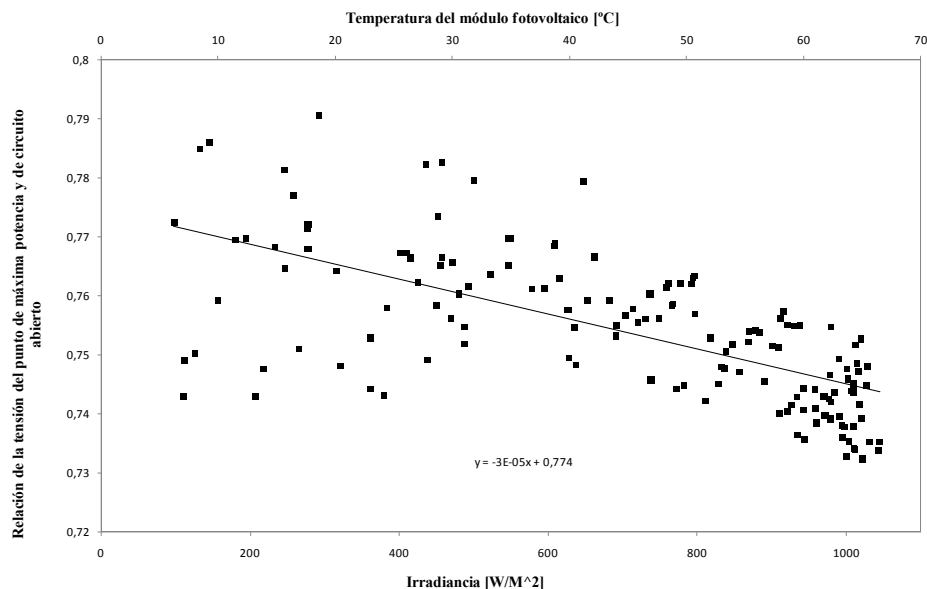
## **MÓDULOS DE SILICIO AMORFO**

De silicio amorfo se tienen tres placas, la G (ilustraciones 5.4.10 y 5.4.13), la H (ilustraciones 5.4.11 y 5.4.14) y la K (ilustraciones 5.4.12 y 5.4.15).

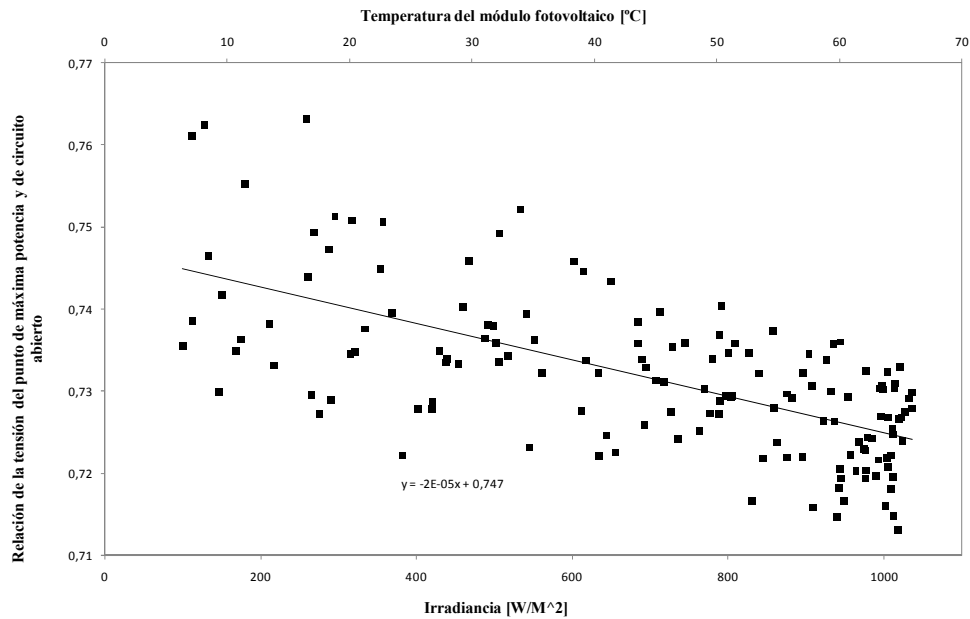
En las gráficas se presentan la evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de verano** de los módulos de silicio amorfo, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.4.10: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico G en un día de verano.**



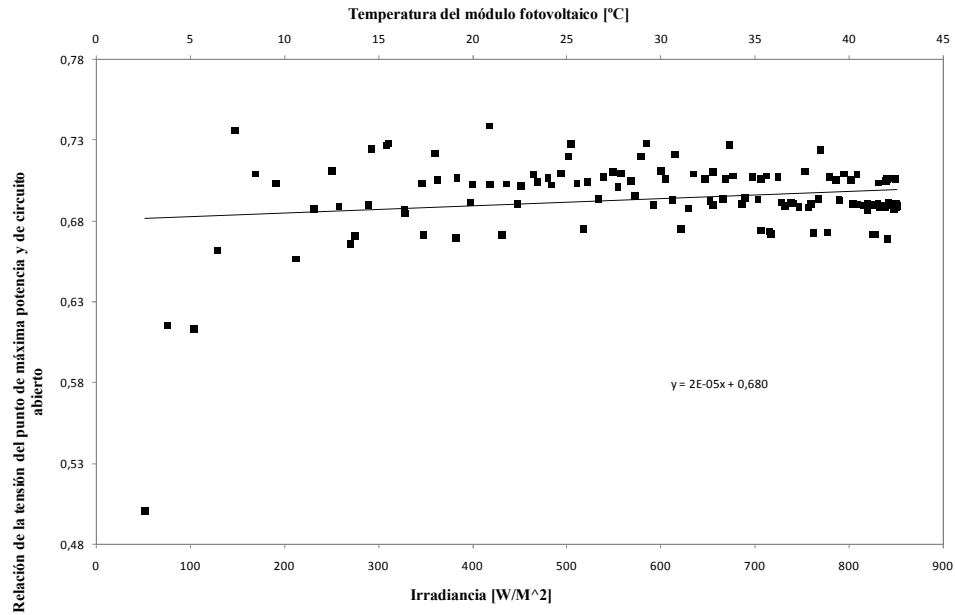
**Ilustración 5.4.11: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico H en un día de verano.**



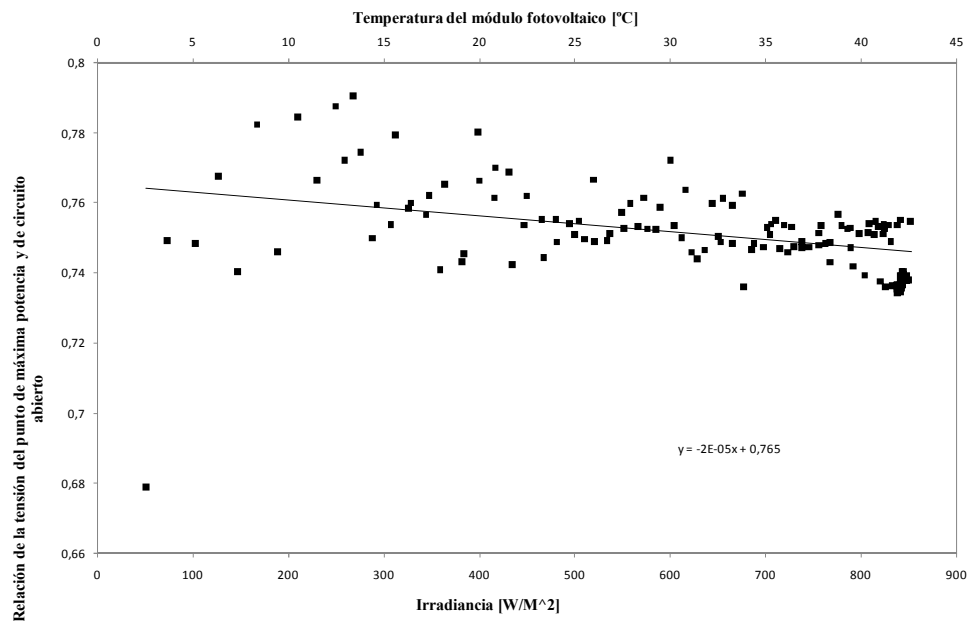
**Ilustración 5.4.12: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico K en un día de verano.**

Los módulos de silicio amorfo en verano son bastante similares entre sí en cuanto a la ecuación de ajuste en donde los tres módulos tienen prácticamente la misma pendiente y punto de inicio. El módulo G tiene un rango menor de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto, que los otros dos módulos. Los tres módulos en el punto de máxima irradiancia y temperatura tienen un mayor número de puntos de mínima evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto. En cuanto a la distribución de puntos, el módulo G se diferencia de los otros dos módulos debido a la mayor variabilidad de rango de sus datos.

En las gráficas se presentan la evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de invierno** de los módulos de silicio amorfo, los resultados que se han obtenido son los siguientes.

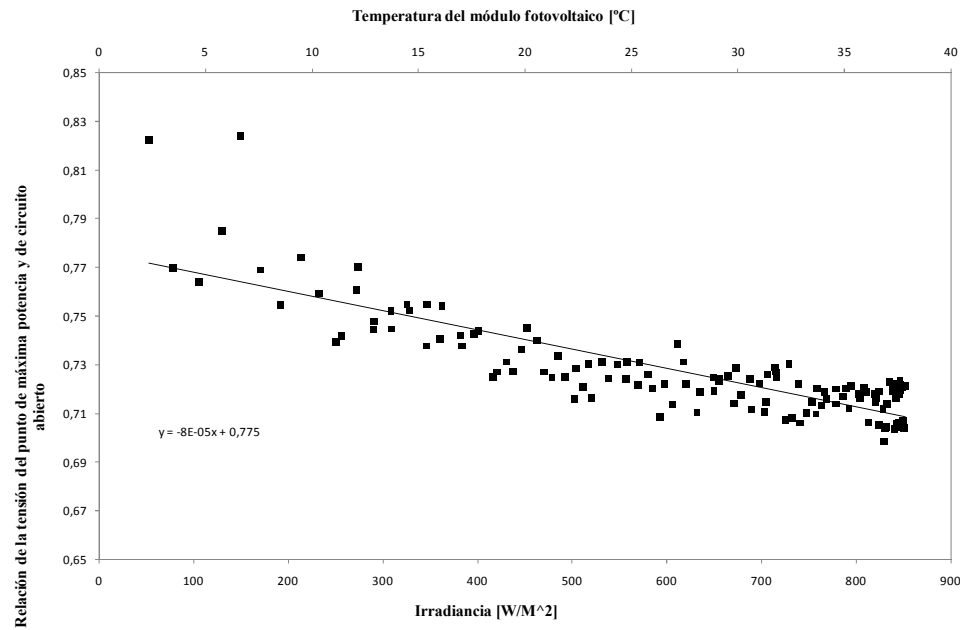


**Ilustración 5.4.13: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico G en un día de invierno.**



**Ilustración 5.4.14: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico H en un día de invierno.**





**Ilustración 5.4.15: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico K en un día de invierno.**

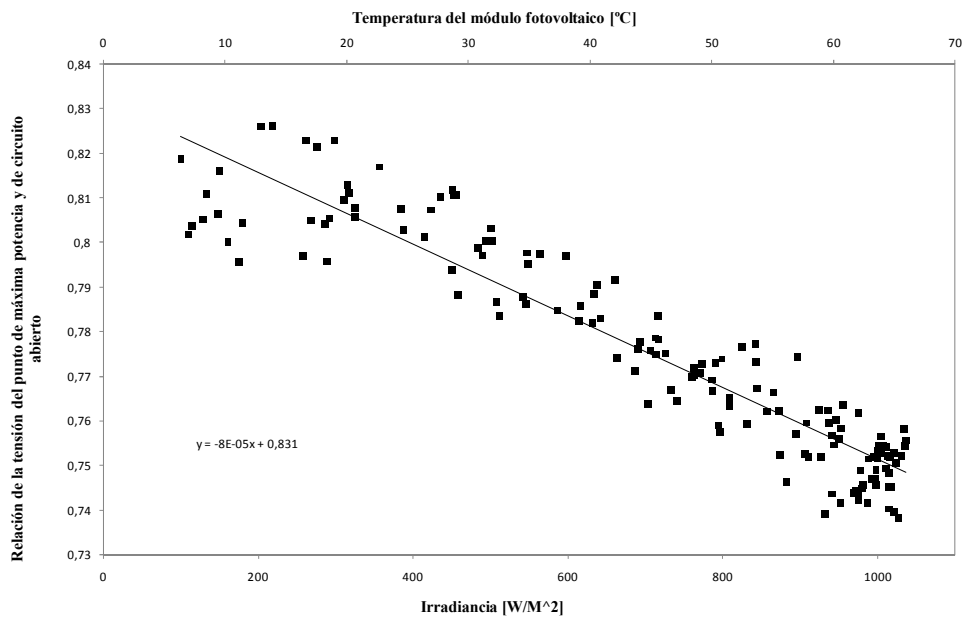
Los módulos de silicio amorfo en invierno se comportan de forma diferente entre sí en cuanto a la distribución de los datos, mientras que el módulo K comienza en el mínimo de irradiancia y temperatura con el máximo de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto, y va bajando de rango, los módulos G y H comienzan en el mínimo de irradiancia y temperatura con el mínimo de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto, y rápidamente suben al máximo para continuar progresivamente bajando de rango. Los tres módulos tienen una mayor concentración de datos en el máximo de irradiancia y temperatura que en el módulo K y H pertenecen al mínimo de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto y en el módulo G permanece casi constante. El módulo H es el que posee mayor pendiente, mientras que el módulo G posee el menor rango de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto.

Por tanto en los módulos de silicio amorfo hay una gran diferencia en el comportamiento de los módulos, tanto en invierno como en verano como entre ellos, en invierno se comportan de una forma más lineal que en verano. El módulo G no tiene parecido con los módulos I y H en cuanto a distribución de datos. Los tres módulos tienen un rango mayor de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en verano que en invierno. Todos los módulos menos el K tienen la misma ecuación de ajuste tanto en verano como en invierno, mientras que el módulo K tiene mayor pendiente en invierno que en verano. De aquí se deduce que los módulos de silicio amorfo son muy variables y el comportamiento se puede basar en el método de fabricación que tengan las distintas marcas.

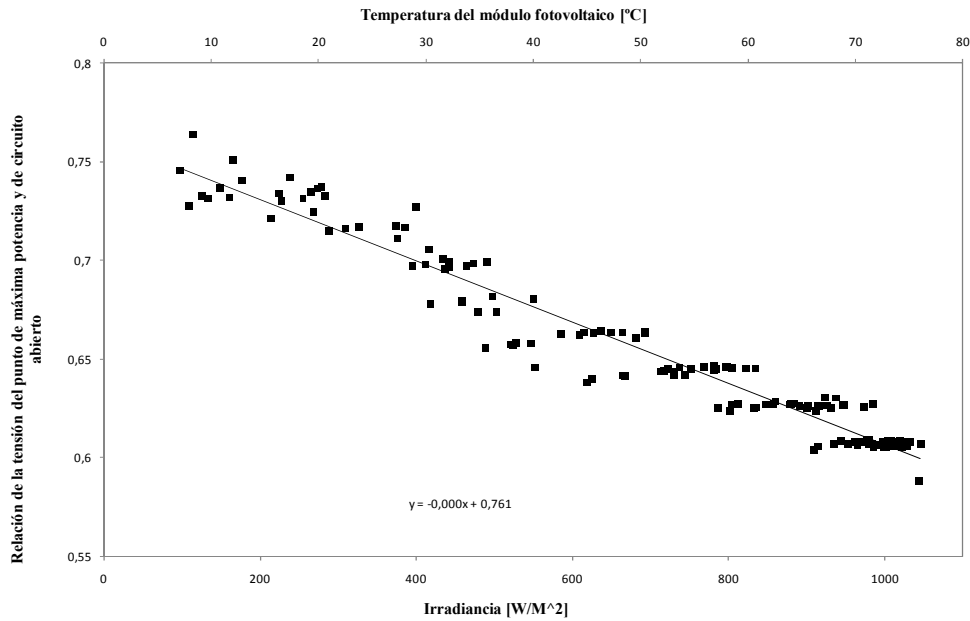
## RESTO DE MÓDULOS DE CAPA FINA

Se compararán el resto de los módulos conjuntamente a pesar de no pertenecer a la misma familia. El modulo D (ilustraciones 5.4.16 y 5.4.19) es un módulo especial que une silicio monocristalino con amorfo, el I (ilustraciones 5.4.17 y 5.4.20) es de CIS y el J (ilustraciones 5.4.18 y 5.4.21) de CdTe.

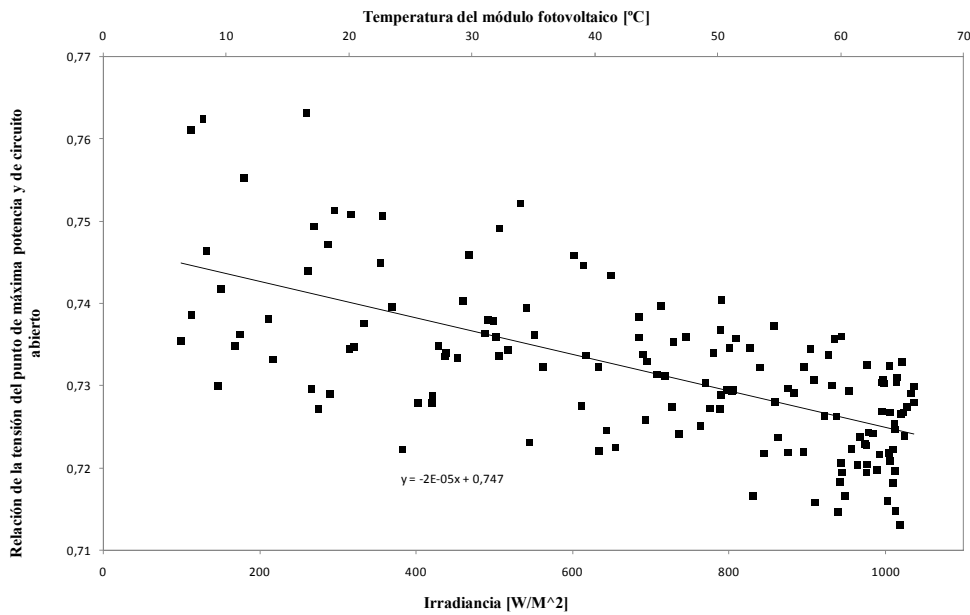
En las gráficas se presentan la evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de verano** de los módulos de capa fina que no son de la tecnología de silicio amorfo, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.4.16: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico D en un día de verano.**



**Ilustración 5.4.17: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico I en un día de verano.**

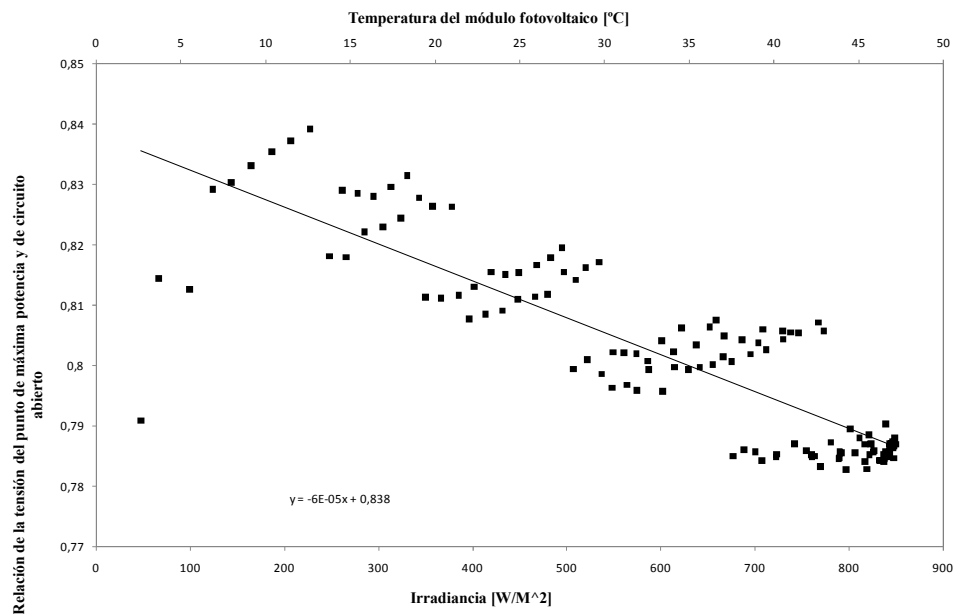


**Ilustración 5.4.18: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico J en un día de verano.**

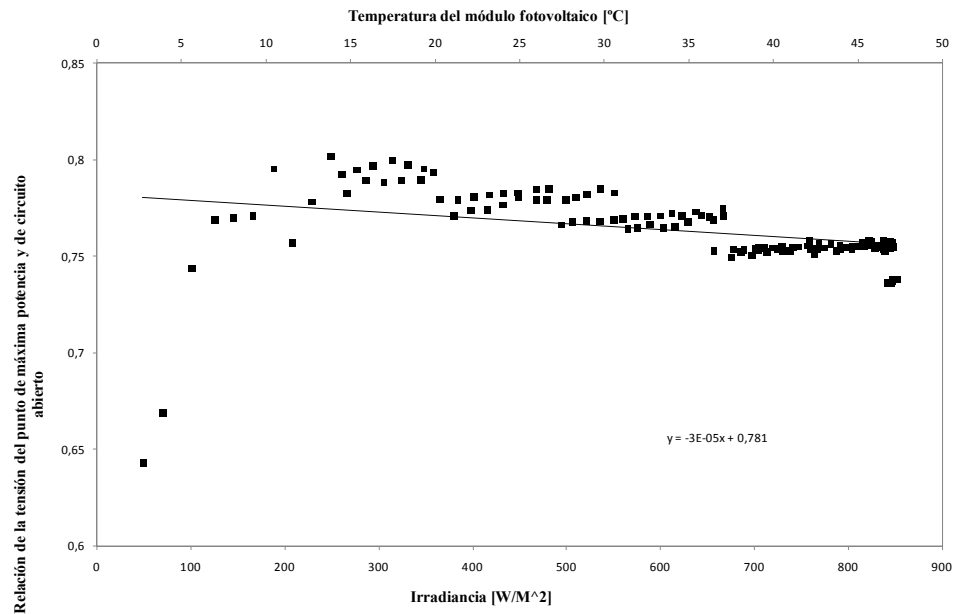
Los módulos de capa fina aquí observados se comportan de diferente forma debido a su diferente tecnología. El módulo D e I tienen una distribución similar de datos, al trabajar casi de forma lineal, mientras que el módulo J no lo hace. Los tres módulos tienen en común una

mayor concentración de datos en el punto de máximo valor de irradiancia y temperatura que corresponde con la mínima evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto. La ecuación de ajuste y la distribución de rangos es diferente para cada módulo, siendo el módulo I el que menor valor alcanza.

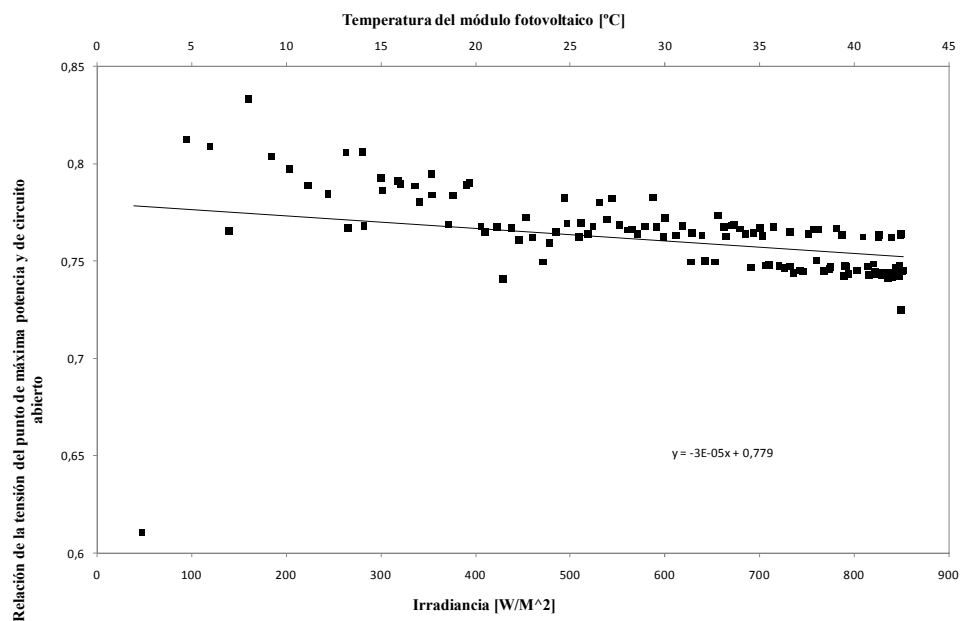
En las gráficas se presentan la evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la temperatura y la irradiancia en un **día típico de invierno** de los módulos de capa fina que no son de la tecnología de silicio amorfo, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.4.19: Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico D en un día de invierno.**



**Ilustración 5.4.20:** Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico I en un día de invierno.



**Ilustración 5.4.21:** Relación de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en función de la irradiancia y de la temperatura del módulo fotovoltaico J en un día de invierno.

En invierno los módulos J e I se comportan de forma similar al presentar la misma ecuación de ajuste y los mismos rangos de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto, además de comportarse de forma casi lineal. Mientras que el

módulo D pose un poco más de rango de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto y una mayor pendiente, además de tener más variabilidad en su distribución de datos. Los tres módulos tienen en común que empiezan en el mínimo de temperatura e irradiancia con un menor valor de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto, aunque rápidamente suben al máximo. Los tres módulos también tienen una mayor concentración de datos en el máximo de irradiancia y temperatura que corresponde con el mínimo de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto.

No existe similitud entre estos módulos en cuanto a su comportamiento entre verano e invierno. A pesar de ello los tres módulos mantienen prácticamente los mismos rangos de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto, pero sus pendientes en invierno disminuyen drásticamente, observándose que en invierno prácticamente tienen una distribución lineal y en verano no. Mantienen en común la mayor concentración de evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto en su mínimo valor en el máximo valor de irradiancia y temperatura. Los tres módulos al pertenecer a distinta tecnología trabajan de manera totalmente diferente, siendo similares en invierno el comportamiento del módulo J e I.

En cuanto a la diferencia de los módulos de capa fina se observa que el de silicio amorfo no tiene parecido con ningún otro, por tanto se puede llegar a la conclusión de que los módulos de capa fina no tiene comportamiento similar en cuanto a la evolución de la tensión del punto de máxima potencia y de circuito abierto con relación a la irradiancia y a la temperatura.

No existe relación entre módulos cristalinos y de capa fina, mientras que los módulos cristalinos trabajan de forma similar entre ellos, los de capa fina no lo hacen. Siendo los más uniformes en su comportamiento los módulos monocristalinos y los menos uniformes los módulos de silicio amorfo, ya que no hay concordancia entre ellos ni entre su comportamiento tanto en invierno como en verano.

## **5.5 RELACIÓN DE LA TENSIÓN DE MÁXIMA POTENCIA EN FUNCIÓN DE LA TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO**

En este apartado se va a realizar un estudio de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto para las diferentes tecnologías, tanto para verano como para invierno. Para ello, este análisis se va a efectuar primeramente para los módulos cristalinos (monocristalinos y policristalinos) y posteriormente para los módulos de capa fina (silicio amorfo, CIS y CdTe), finalmente se realizará una conclusión de los datos obtenidos en todas las tecnologías. Cada estudio que se haga de las diferentes tecnologías se realizaran

tanto para un día de verano como para un día de invierno para poder comparar los diferentes comportamientos que tienen los módulos bajo diferentes condiciones de operación.

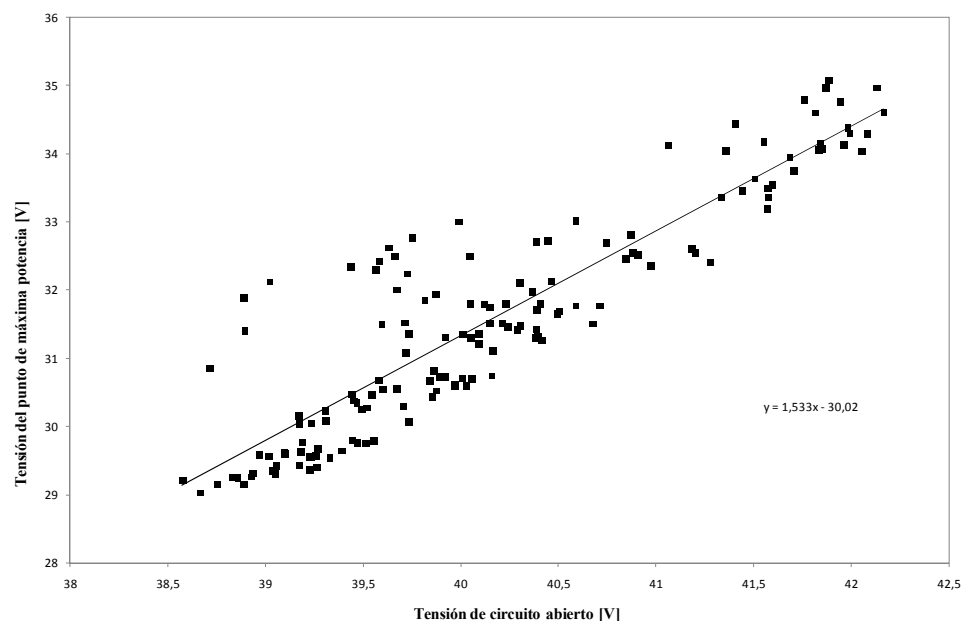
## MÓDULOS CRISTALINOS

Se disponen de cinco módulos cristalinos, divididos en dos tecnologías (silicio monocristalino y policristalino), que se estudiarán por separado y juntos y en verano e invierno. De este modo se establecerá el comportamiento que tienen los módulos más utilizados actualmente dependiendo de su tecnología y las condiciones ambientales.

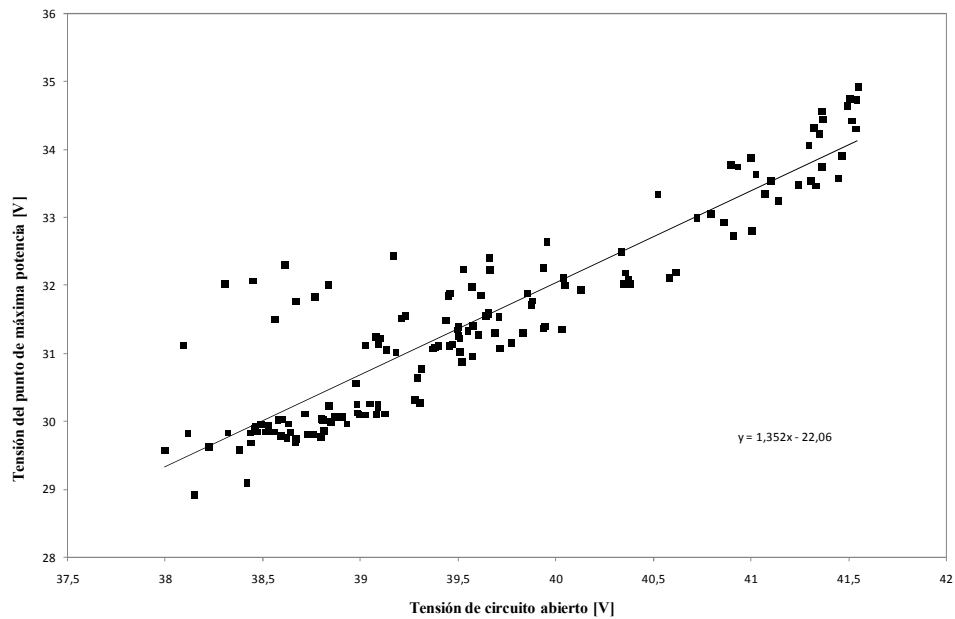
### MÓDULOS DE SILICIO MONOCRISTALINO

Para el silicio monocristalino se tienen tres módulos el A (ilustraciones 5.5.1 y 5.5.4), el B (ilustraciones 5.5.2 y 5.5.5) y el C (ilustraciones 5.5.3).

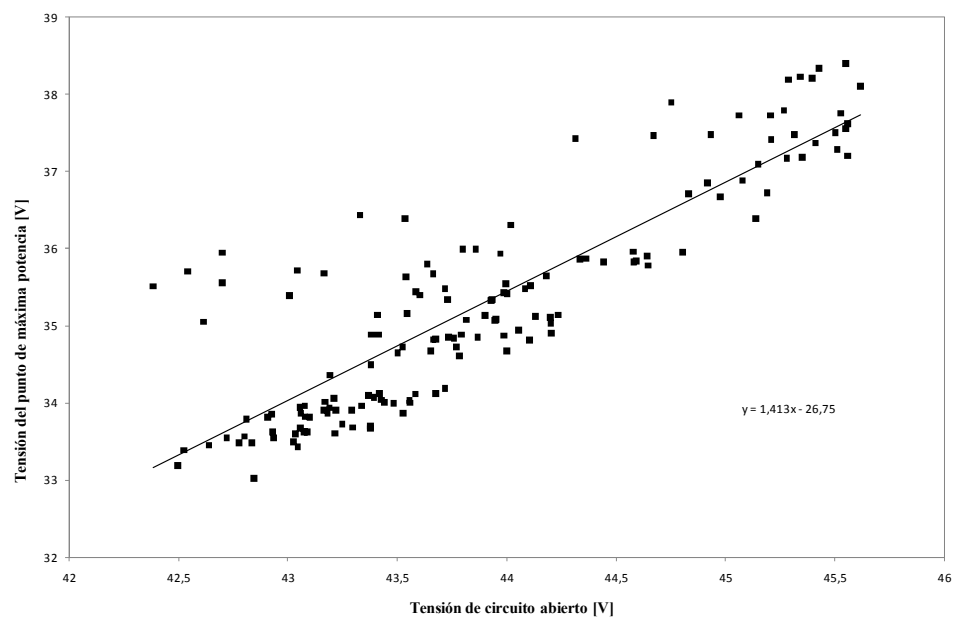
En las gráficas se presentan la evolución de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto en un **día típico de verano** de los módulos monocristalinos, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.5.1: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico A en un día de verano.**



**Ilustración 5.5.2: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico B en un día de verano.**



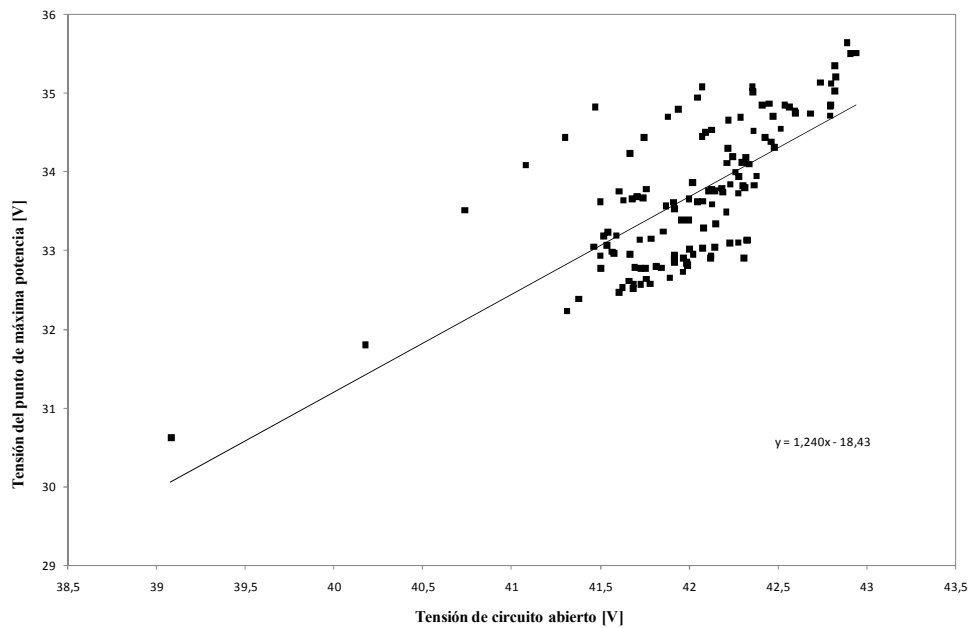
**Ilustración 5.5.3: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico C en un día de verano.**

Se puede observar que en verano todos los módulos monocristalinos tienen el mismo comportamiento con respecto a la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto sin importar la tecnología. Todos los módulos tienen prácticamente la misma ecuación de ajuste, además de trabajar en los mismos rangos de tensión de máxima potencia y de tensión de circuito abierto, trabajando el módulo C en rangos un poco superiores al resto de los módulos. También se puede apreciar que se agrupan un mayor número de datos en los

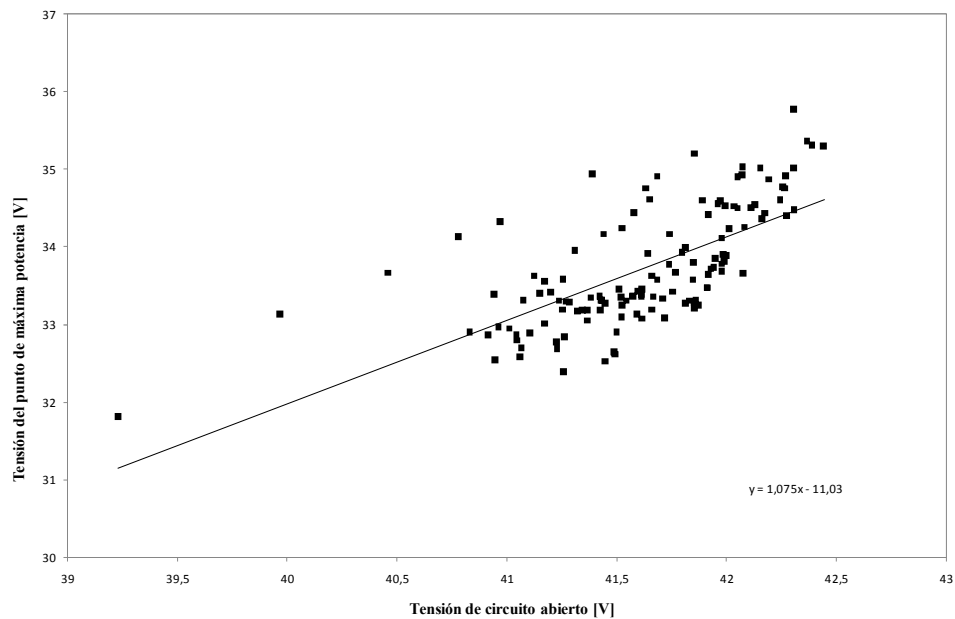


puntos de mínima tensión de circuito abierto que corresponde con el mínimo valor de tensión de potencia máxima.

En las gráficas se presentan la evolución de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto en un **día típico de invierno** de los módulos monocristalinos, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.5.4: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico A en un día de invierno.**



**Ilustración 5.5.5: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico B en un día de invierno.**

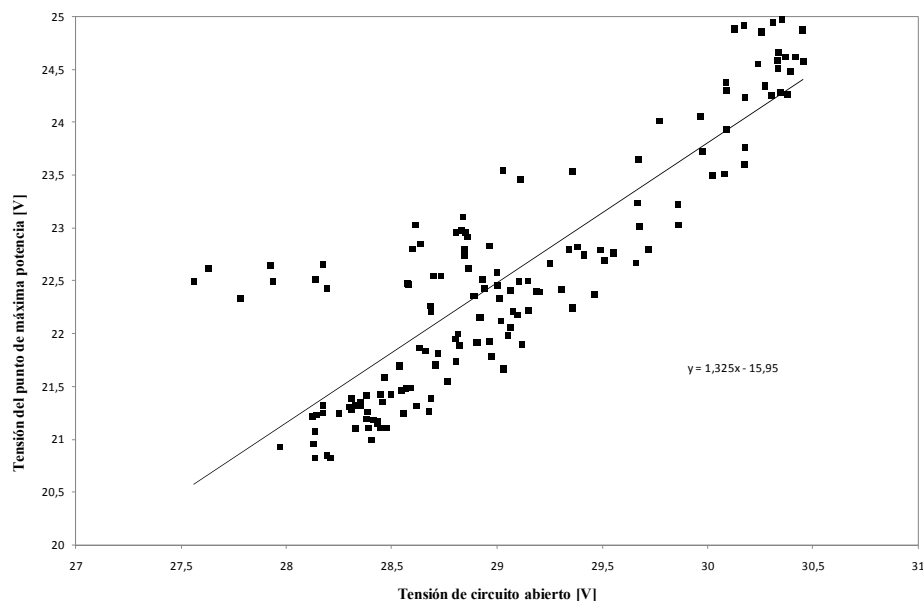
Se puede observar que todos los módulos monocristalinos tienen el mismo comportamiento en invierno, ya que tienen prácticamente la misma ecuación de ajuste, además de trabajar en los mismos rangos de tensión. También se aprecia que los datos están concentrados en el máximo de tensión de circuito abierto que corresponde con el máximo de tensión de máxima potencia, habiendo en el mínimo unos pocos datos dispersos.

Si se compara el comportamiento de los módulos monocristalinos tanto en verano como en invierno, se observa que la distribución de datos es totalmente diferente entre las dos épocas del año. Mientras que en verano los datos se distribuyen de forma más o menos equitativa a lo largo del gráfico, en invierno se concentran en muy pocos valores, habiendo unos pocos datos dispersos. En verano hay mayor concentración de datos en el mínimo de tensión circuito abierto que corresponde con el mínimo de tensión de máxima potencia y en invierno se distribuyen en el máximo de tensión. En invierno el rango de tensión es superior que en verano, y sin embargo su pendiente es inferior que en verano. Se puede declarar que los módulos monocristalinos difieren mucho de su comportamiento en invierno y verano para la evolución de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto.

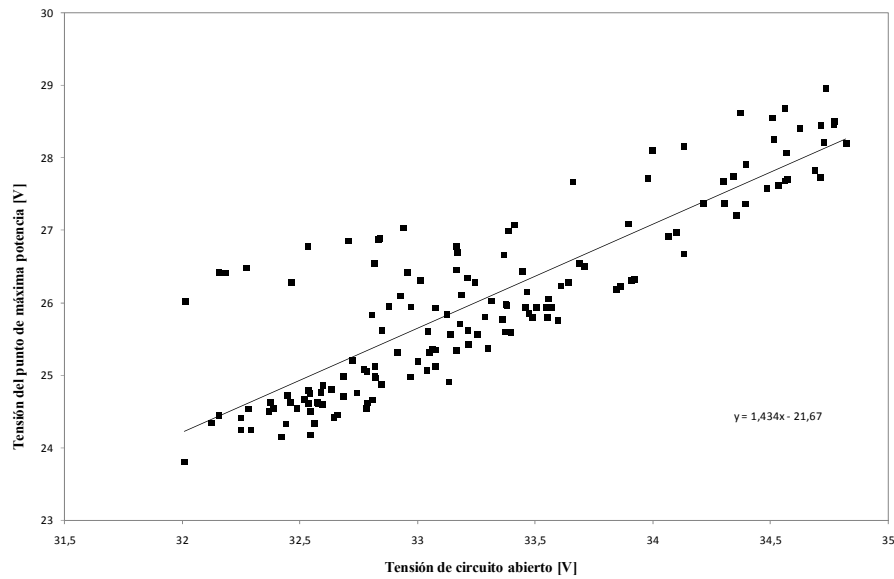
### **MÓDULOS DE SILICIO POLICRISTALINO**

Se tienen dos placas policristalinas la E (ilustraciones 5.5.6 y 5.5.8) y la F (ilustraciones 5.5.7 y 5.5.9).

En las gráficas se presentan la evolución de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto en un **día típico de verano** de los módulos policristalinos, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



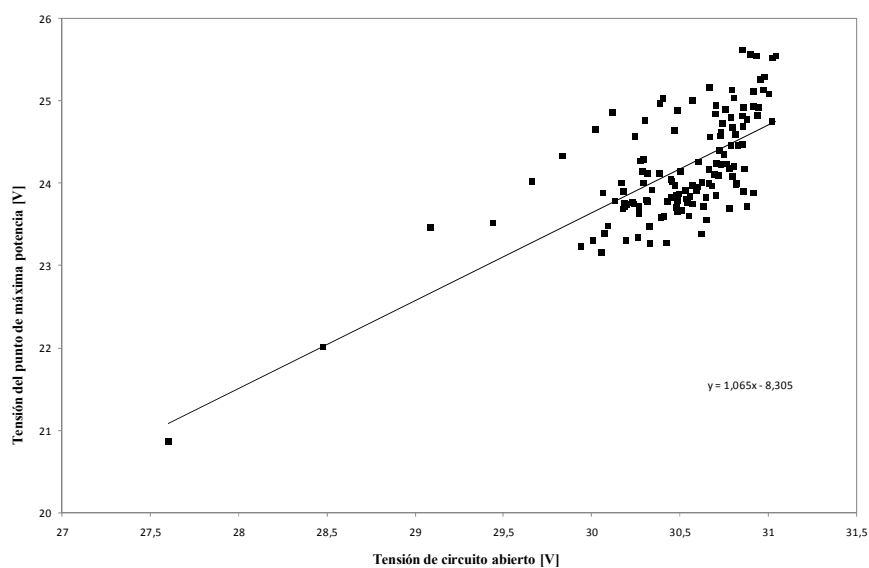
**Ilustración 5.5.6: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico E en un día de verano.**



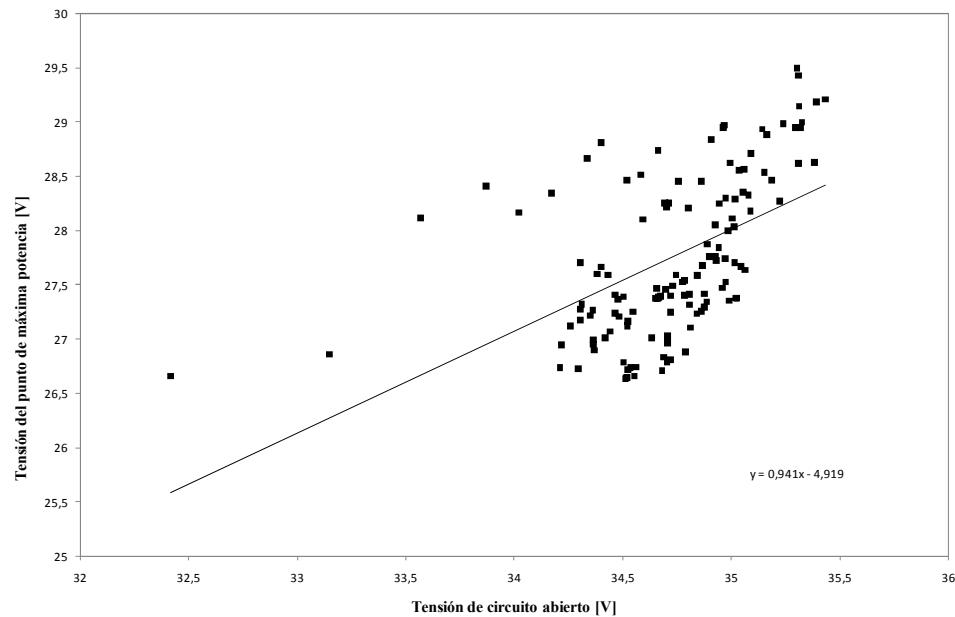
**Ilustración 5.5.7: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico F en un día de verano.**

Se observa en los módulos policristalinos en verano que la ecuación de ajuste es prácticamente la misma, teniendo casi la misma pendiente. El módulo F trabaja a rangos superiores de tensión que el módulo E. La distribución de datos es idéntica habiendo una mayor concentración de datos en el mínimo de tensión de circuito abierto que corresponde con el mínimo de tensión del punto de máxima potencia.

En las gráficas se presentan la evolución de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto en un **día típico de invierno** de los módulos policristalinos, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.5.8: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico E en un día de invierno.**



**Ilustración 5.5.9: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico F en un día de invierno.**

En los módulos policristalinos en invierno se observa que la distribución de datos es equivalente teniendo una mayor concentración de datos en el máximo de tensión de circuito abierto que corresponde con el máximo de tensión de máxima potencia, además en el mínimo de tensión de circuito abierto hay unos pocos datos muy equidistantes entre si. El módulo F tiene un mayor rango de tensiones que el módulo E, además de tener una ecuación de ajuste inferior al módulo E.

Si se compara el comportamiento de los módulos policristalinos tanto en verano como en invierno, se observa que la distribución de datos es totalmente diferente entre las dos épocas del año. Mientras que en verano los datos se distribuyen de forma más o menos equitativa a lo largo del gráfico, en invierno se concentran en muy pocos valores, habiendo unos pocos datos dispersos. En verano hay mayor concentración de datos en el mínimo de tensión circuito abierto que corresponde con el mínimo de tensión de máxima potencia y en invierno se distribuyen en el máximo de tensión. El rango de tensión es similar tanto para verano como para invierno y sin embargo su pendiente es inferior en invierno que en verano. Se puede declarar que los módulos policristalinos difieren mucho de su comportamiento en invierno y verano para la evolución de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto.

Si se comparan los módulos cristalinos en conjunto se observa que tanto los módulos monocristalinos como los policristalinos tienen un comportamiento diferente en verano e invierno pero sin embargo se comportan de forma similar entre si, si se trabaja en verano o invierno. Los módulos policristalinos tienen menor rango de valores de tensión y menor recta de ajuste que los monocristalinos.

Por tanto deducimos que todos los módulos cristalinos trabajan de la misma forma si trabajan en las mismas condiciones ambientales, pero en diferentes condiciones ambientales el comportamiento de los módulos difiere. También se nota que los módulos monocristalinos tienen mayores valores de voltaje.

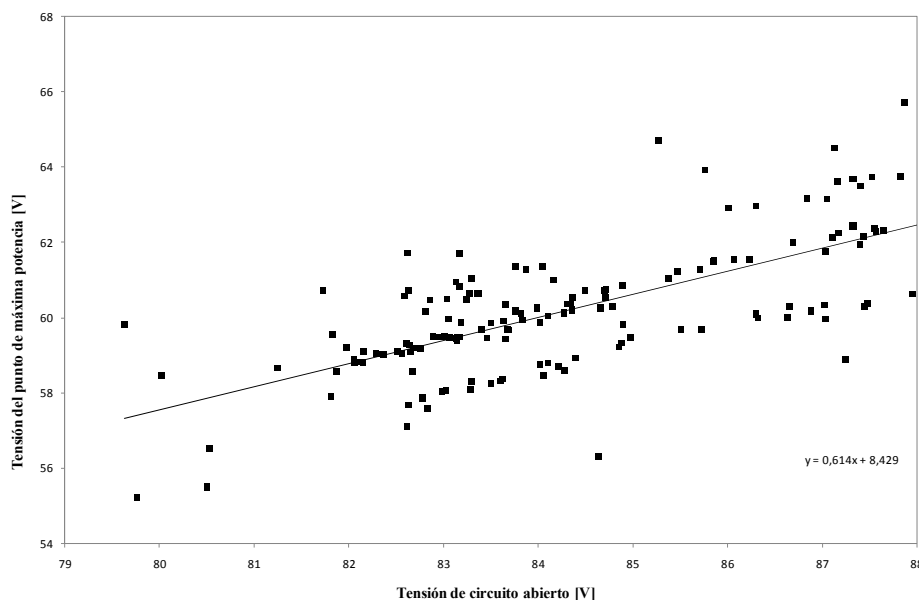
## MÓDULOS DE CAPA FINA

Se tienen seis placas de capa fina, en donde tres de ellas son de silicio amorfo y las otras tres de diferentes tecnologías (CIS, CdTe, y una mezcla de silicio amorfo y monocristalino). Se observaran los cambios tanto en invierno como en verano y de las distintas tecnologías. De este modo se comprenderá el comportamiento de los módulos fotovoltaicos que más están evolucionando actualmente.

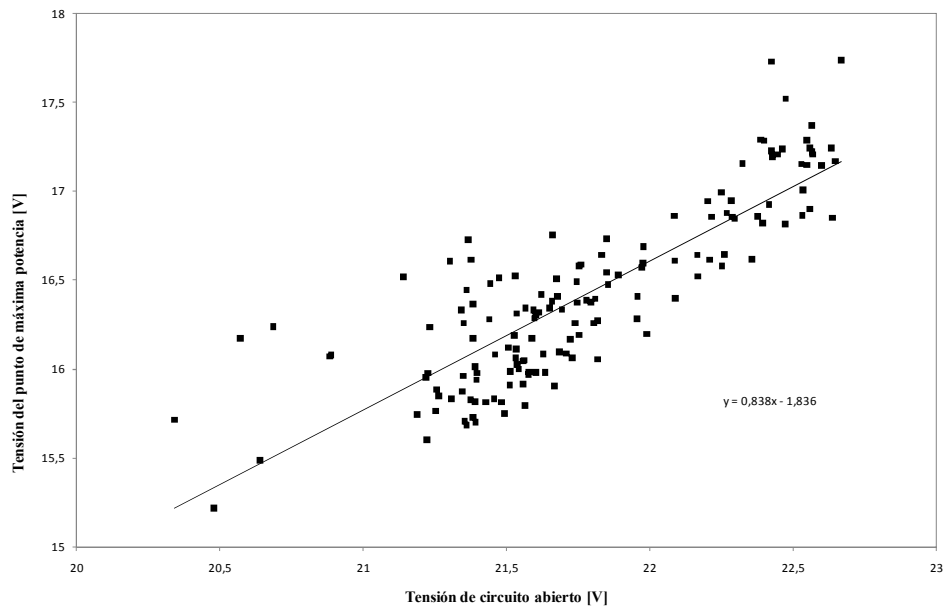
## MÓDULOS DE SILICIO AMORFO

De silicio amorfo se tienen tres placas, la G (ilustraciones 5.5.10 y 5.5.13), la H (ilustraciones 5.5.11 y 5.5.14) y la K (ilustraciones 5.5.12 y 5.5.15).

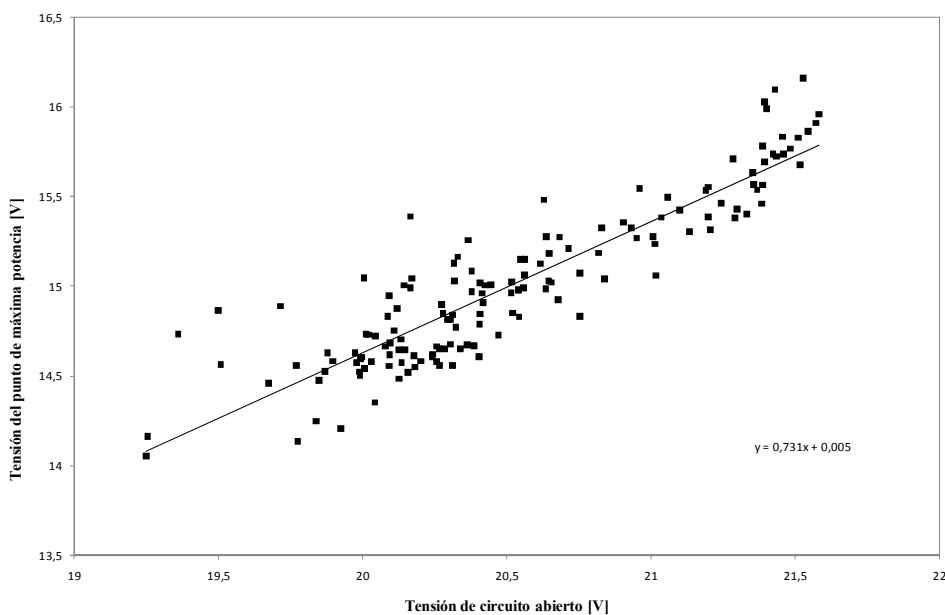
En las gráficas se presentan la evolución de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto en un **día típico de verano** de los módulos de silicio amorfo, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.5.10: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico G en un día de verano.**



**Ilustración 5.5.11: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico H en un día de verano.**

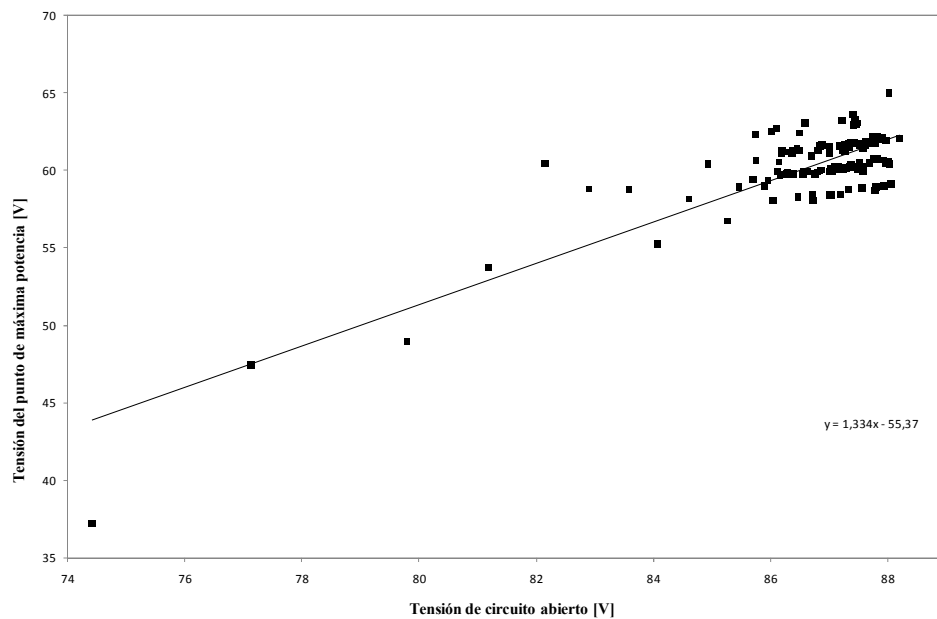


**Ilustración 5.5.12: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico K en un día de verano.**

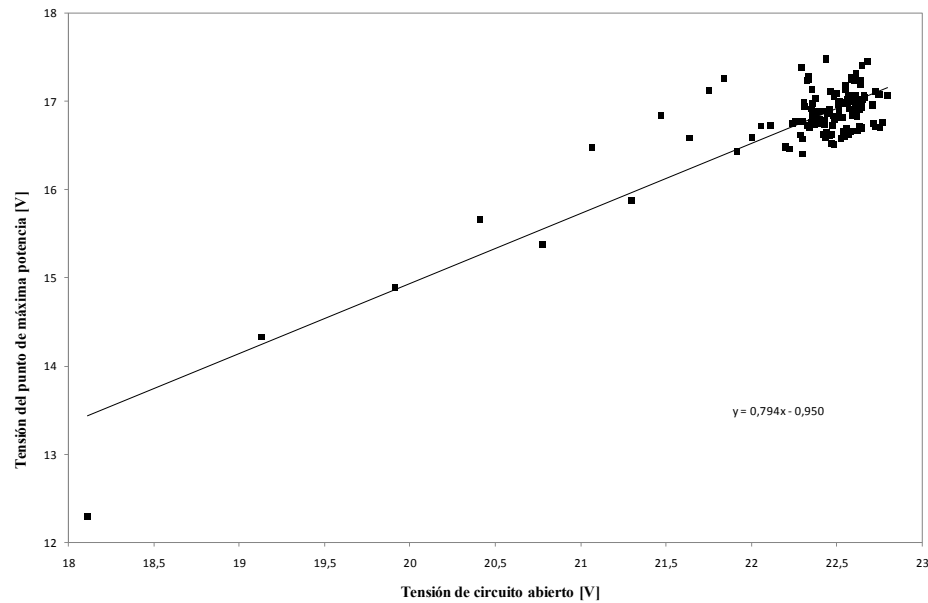
Los módulos de silicio amorfo en verano son diferentes entre si, como se observa entre el módulo G y el módulo H y el K. Mientras que los módulos H y K se comportan prácticamente de forma similar, con los mismos rangos de tensión y de ecuación de ajuste. El módulo G tiene aproximadamente el cuádruple de valor de tensión que los otros dos módulos, además de tener mayor punto de inicio. Causa de ello es que la distribución de valores de los módulos H y K sea practicamente idéntica y la del módulo G similar pero con diferencias. Los tres módulos

en el punto de medio de tensión de circuito abierto tienen un mayor número de puntos de media tensión de máxima potencia, aunque en el módulo G es menos significativo. La diferencia entre los módulos no tiene mayor explicación que el modo de fabricación de la marca, ya que el K es de triple capa de silicio y sin embargo trabaja igual que el H que es de silicio amorfo al igual que el K, y en las hojas características de los módulos no hay ninguna explicación de estas diferencias.

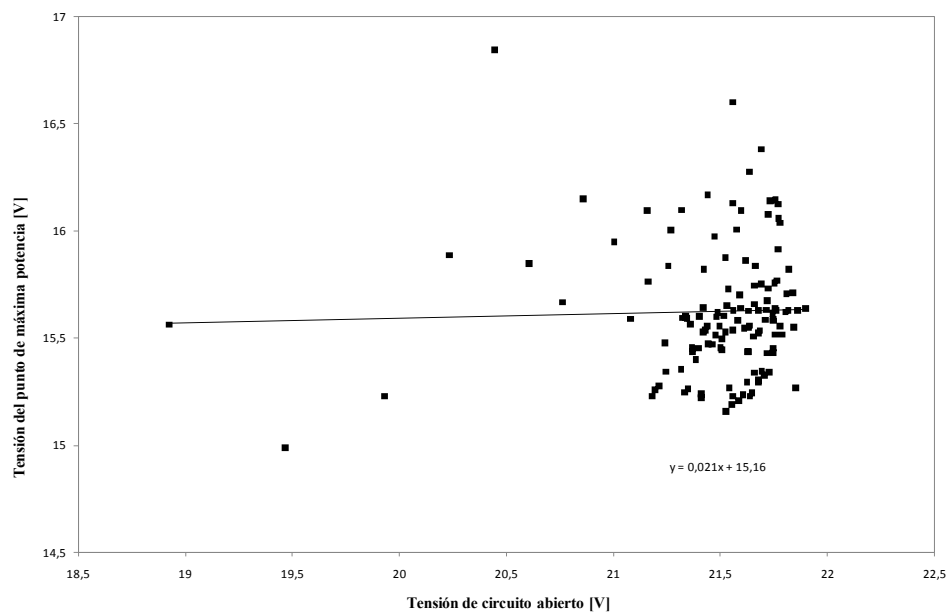
En las gráficas se presentan la evolución de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto en un **día típico de invierno** de los módulos de silicio amorfo, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.5.13: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico G en un día de invierno.**



**Ilustración 5.5.14: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico H en un día de invierno.**



**Ilustración 5.5.15: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico K en un día de invierno.**

Los módulos de silicio amorfo en invierno se siguen comportando de forma diferente entre ellos. La distribución de valores es más parecida entre el módulo G y el H que son de silicio amorfo, que con el módulo K que es el de triple capa de silicio amorfo, ya que el módulo G y el H tienen una mayor concentración de datos en el máximo de tensión de circuito abierto que corresponde con el máximo de tensión de máxima potencia, y en el resto del gráfico hay datos muy dispersos entre si, mientras que en el módulo K está diferencia no es tan notable.



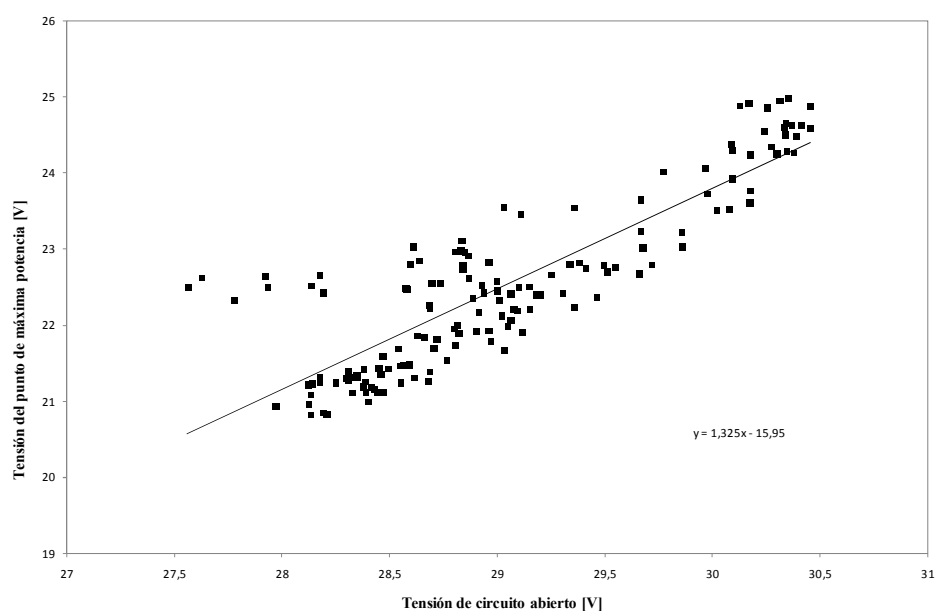
Sin embargo los módulos K y H tienen prácticamente el mismo rango de tensiones, y recta de ajuste, siendo el módulo G el que tiene un mayor rango y recta de ajuste.

Si se compara el comportamiento de los módulos de silicio amorfo tanto en verano como en invierno, se observa que la distribución de datos es totalmente diferente entre las dos épocas del año. Mientras que en verano los datos se distribuyen de forma más o menos equitativa a lo largo del gráfico, en invierno se concentran en un pequeño rango de tensión, habiendo unos pocos datos dispersos. En verano hay mayor concentración de datos en el término medio de tensión circuito abierto que corresponde con el término medio de tensión de máxima potencia y en invierno se distribuyen en el máximo de tensión. En verano el comportamiento de los módulos es parecido entre el módulo H y el K, sin embargo en invierno son parecidos entre el módulo G y el H. En verano se tiene mayor rango de tensión que en invierno. De aquí se deduce que los módulos de silicio amorfo son muy variables y el comportamiento se puede basar en el método de fabricación que tengan las distintas marcas.

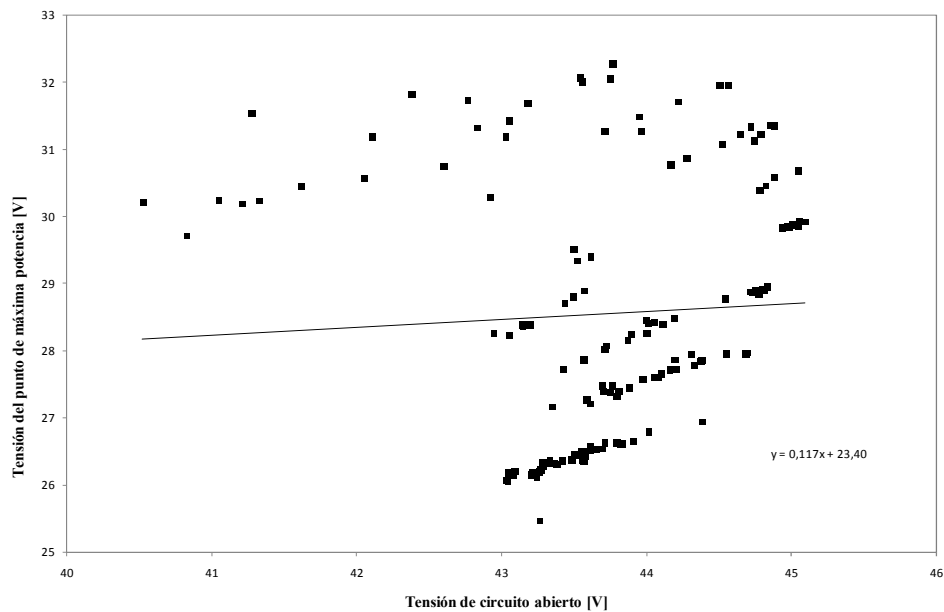
### RESTO DE MÓDULOS DE CAPA FINA

Se compararán el resto de los módulos conjuntamente a pesar de no pertenecer a la misma familia. El módulo D (ilustraciones 5.5.16 y 5.5.19) es un módulo especial que usa silicio monocristalino con amorfo, el I (ilustraciones 5.5.17 y 5.5.20) es de CIS y el J (ilustraciones 5.5.18 y 5.5.21) de CdTe.

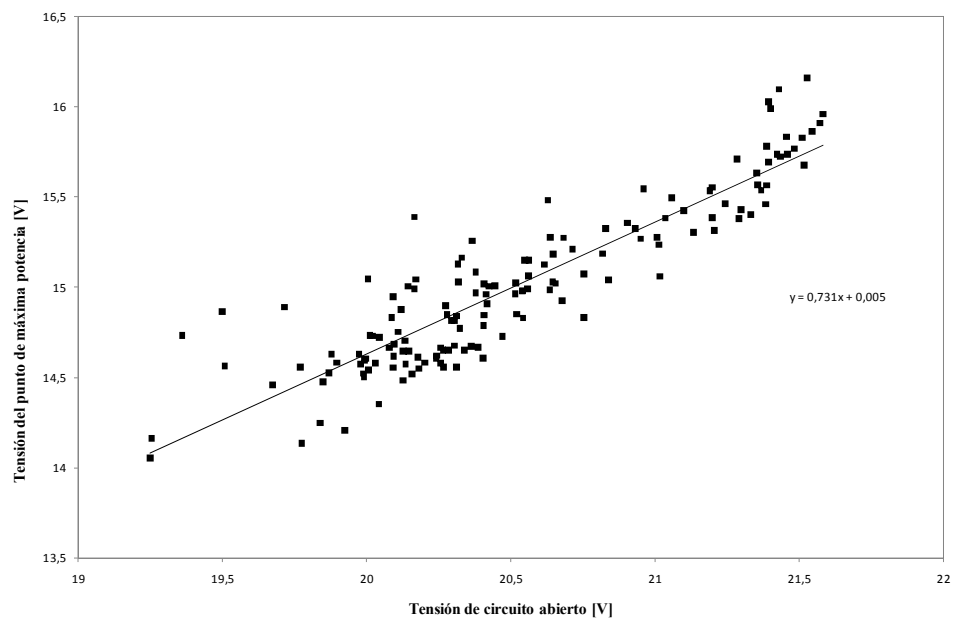
En las gráficas se presentan la evolución de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto en un **día típico de verano** de los módulos de capa fina que no pertenecen a la tecnología de silicio amorfo, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.5.16: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico D en un día de verano.**



**Ilustración 5.5.17: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico I en un día de verano.**

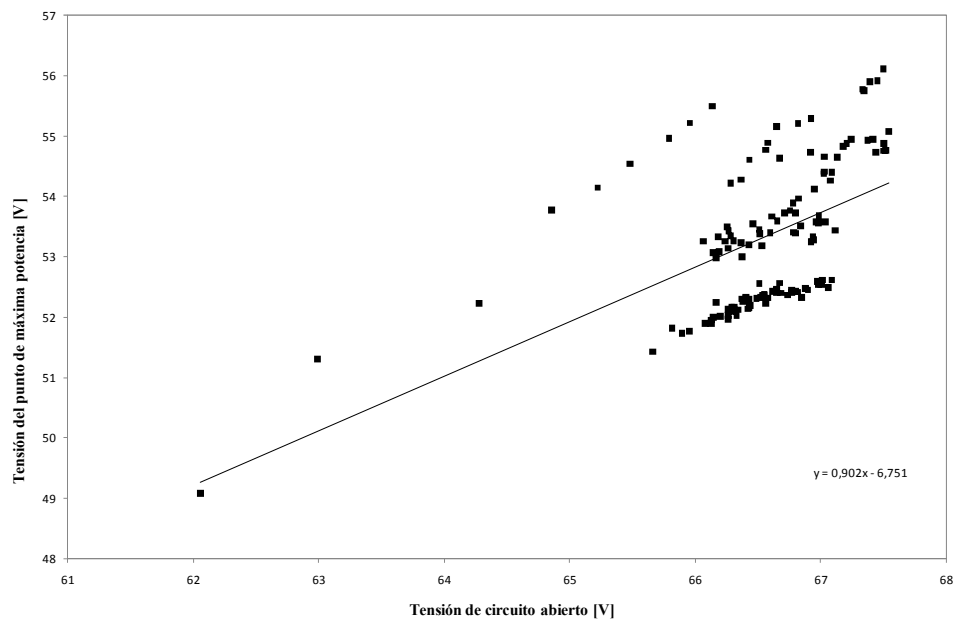


**Ilustración 5.5.18: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico J en un día de verano.**

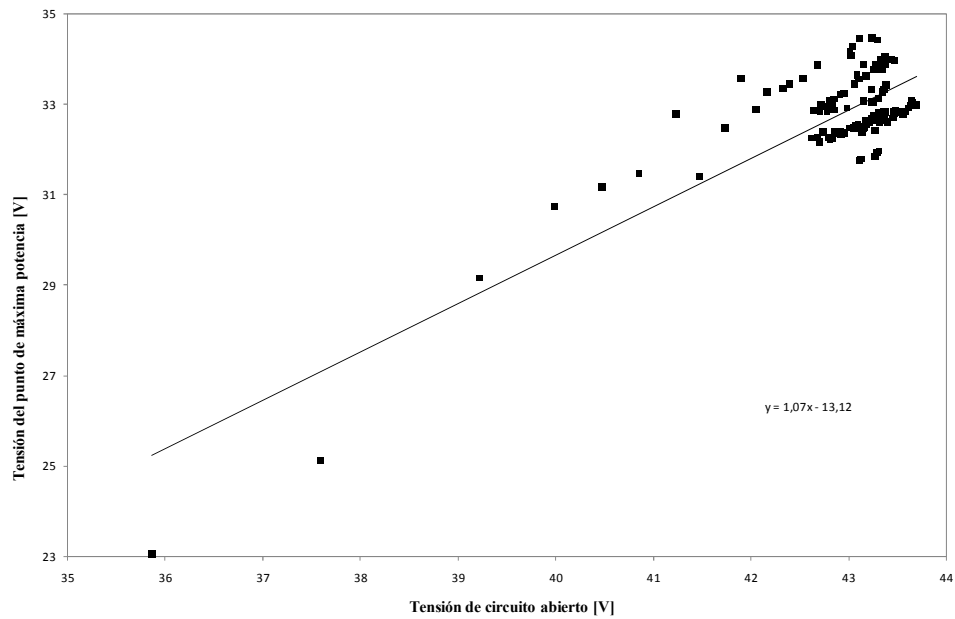
Los módulos de capa fina aquí observados se comportan de diferente forma debido a su diferente tecnología. Mientras que el módulo J es el que trabaja con mayor rango de tensión, el módulo D es el que trabaja a menor rango. La mayor pendiente se observa en el

módulo D y la menor en el módulo I. El módulo D y J tienen una distribución similar de datos, teniendo una mayor concentración de datos en el mínimo de tensión de circuito abierto que corresponde con el mínimo de tensión de máxima potencia. El módulo I se comporta de forma muy anárquica en su distribución de datos, habiendo puntos máximos y mínimos de tensión de potencia máxima en el mismo punto de tensión de circuito abierto.

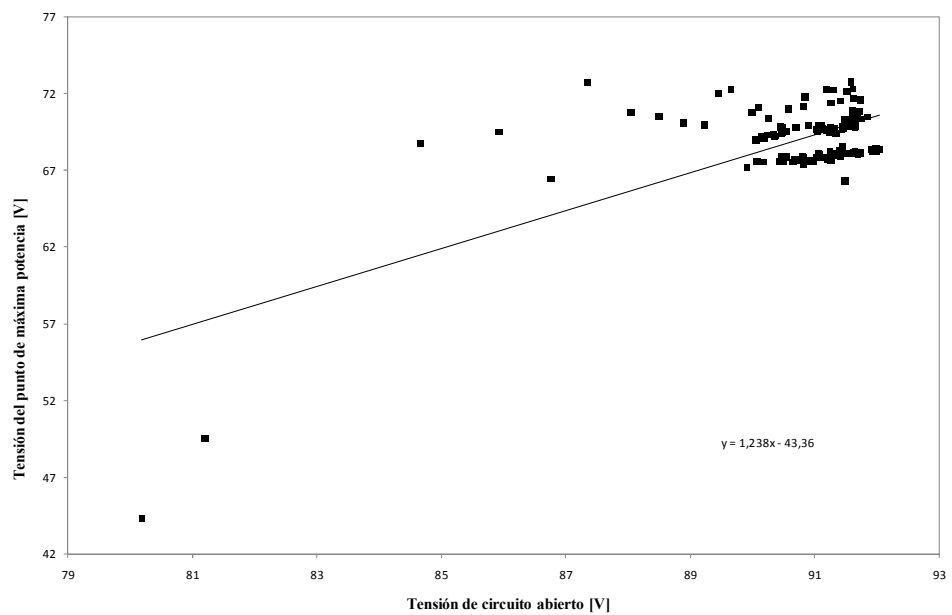
En las gráficas se presentan la evolución de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto en un **día típico de invierno** de los módulos de capa fina que no pertenecen a la tecnología de silicio amorfo, los resultados que se han obtenido son los siguientes.



**Ilustración 5.5.19: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico D en un día de invierno.**



**Ilustración 5.5.20: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico I en un día de invierno.**



**Ilustración 5.5.21: Relación de la tensión de máxima potencia en función de la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico J en un día de invierno.**

Los módulos de capa fina que no son de silicio amorfo en invierno se comportan de forma diferente entre ellos. La distribución de valores es más parecida entre el módulo J y el I que con el módulo D, ya que el módulo J y el I tienen una mayor concentración de datos en el máximo de tensión de circuito abierto que corresponde con el máximo de tensión de máxima potencia, y en el resto del gráfico hay datos muy dispersos entre sí, mientras que en el módulo D esta diferencia no es tan notable. El módulo J tiene un mayor rango de tensiones, el módulo I

un menor rango de tensiones. La pendiente del módulo J es la mayor, y la menor la del módulo D.

Si se compara el comportamiento de los módulos de capa fina que no son de silicio amorfo tanto en verano como en invierno, se observa que la distribución de datos es totalmente diferente entre las dos épocas del año. Mientras que en verano los datos se distribuyen de forma más o menos equitativa a lo largo del gráfico, en invierno se concentran en muy pocos valores, habiendo unos pocos datos dispersos. En verano hay mayor concentración de datos en el mínimo de tensión circuito abierto que corresponde con el mínimo de tensión de máxima potencia y en invierno se distribuyen en el máximo de tensión. En verano el comportamiento de los módulos es parecido entre el módulo D y el J, sin embargo en invierno son parecidos entre el módulo J y el I. En invierno se tiene mayor rango de tensiones que en verano. De aquí se deduce que los módulos de capa fina que no son de silicio amorfo son muy variables y el comportamiento se puede basar en el método de fabricación que tengan las distintas marcas.

En cuanto a la diferencia de los módulos de capa fina se observa que todos los módulos se comportan de forma diferente, aunque tienen una distribución de datos similares para las mismas condiciones atmosféricas.

No existe relación entre los módulos cristalinos y los módulos de capa fina, mientras que los módulos cristalinos trabajan de forma similar entre ellos para las mismas condiciones atmosféricas, los módulos de capa fina no lo hacen. Siendo los más uniformes en su comportamiento los módulos monocristalinos y los menos uniformes los módulos de silicio amorfo, ya que no hay concordancia entre ellos ni entre su comportamiento tanto en invierno como en verano.

# CAPÍTULO 6:

## COMPORTAMIENTO DE LOS MÓDULOS CON DIFERENTES CARGAS

### 6.1 COMPORTAMIENTO DE LAS CARGAS

Se va a analizar el comportamiento que tienen los módulos fotovoltaicos en su curva característica I-V, en función de los diferentes tipos de cargas que se les puede incorporar. Este análisis se realizará por medio de un programa en Matlab para el módulo B en un día típico de verano. [15, 16].

### 6.2 COMPORTAMIENTO CON CARGA LINEAL

A continuación se observa la gráfica del módulo fotovoltaico B en un día típico de verano con una carga de ecuación lineal,  $y=0.0175X$  (ilustración 6.2.1).

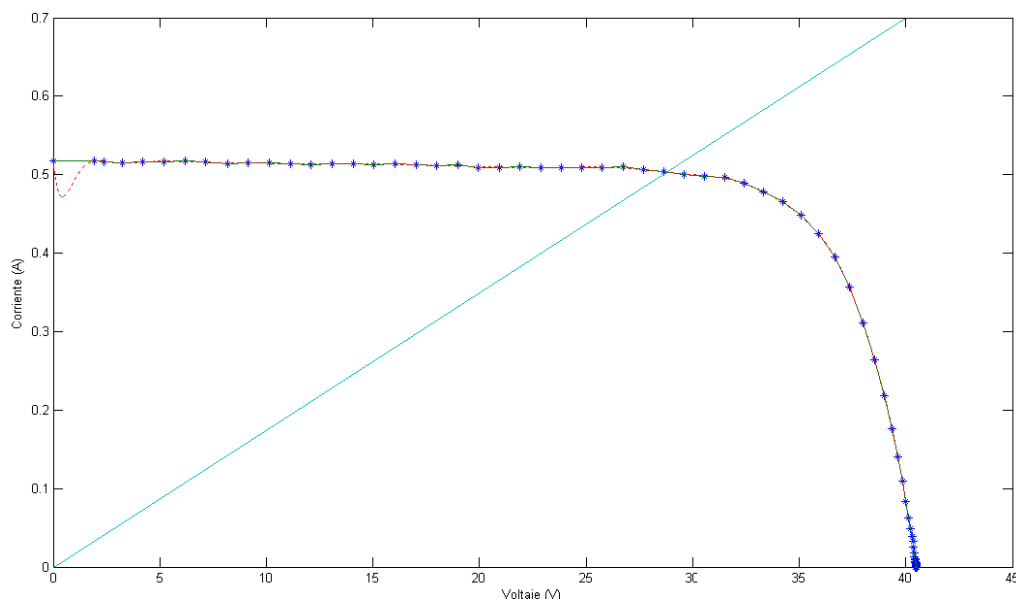


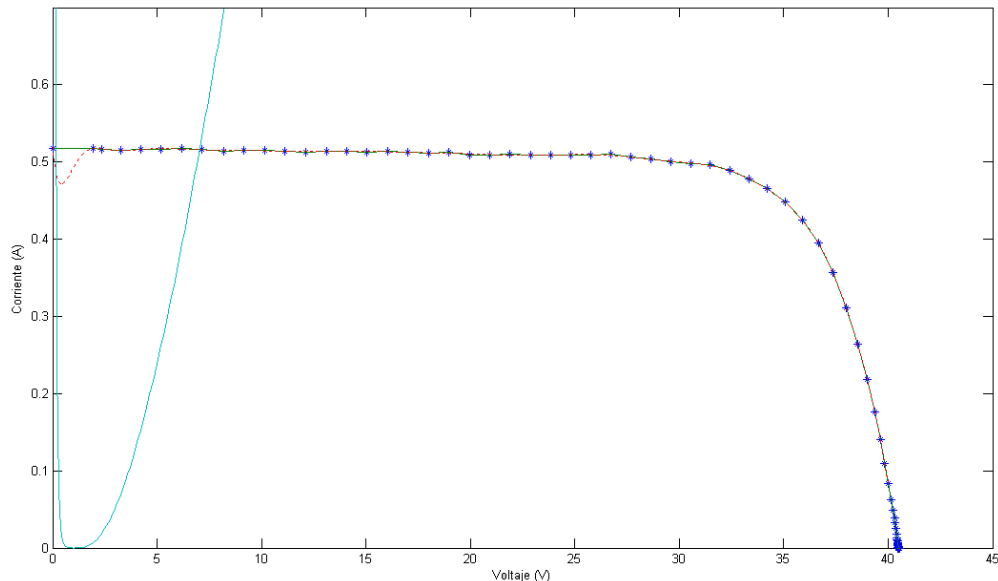
Ilustración 6.2.1: Curva característica I-V intersecada por carga lineal.

Se observa que al incorporar una carga lineal, se puede llegar a conseguir la potencia máxima, ya que dependiendo de la ecuación de recta de carga empleada, se intersecará la recta de carga con la curva característica I-V en un punto u otro. El valor de la corriente en casi cualquier punto tendrá un valor aproximado al máximo posible que se puede obtener, mientras

que el valor de la tensión puede variar mucho, lo que podrá crear que se tenga una potencia mayor o menor. En esta recta en concreto se consigue casi la máxima potencia.

### 6.3 COMPORTAMIENTO CON CARGA LOGARÍTMICA

A continuación se observa la gráfica del módulo fotovoltaico B en un día típico de verano con una carga logarítmica de ecuación,  $y=\log(x)^4$  (ilustración 6.3.1).

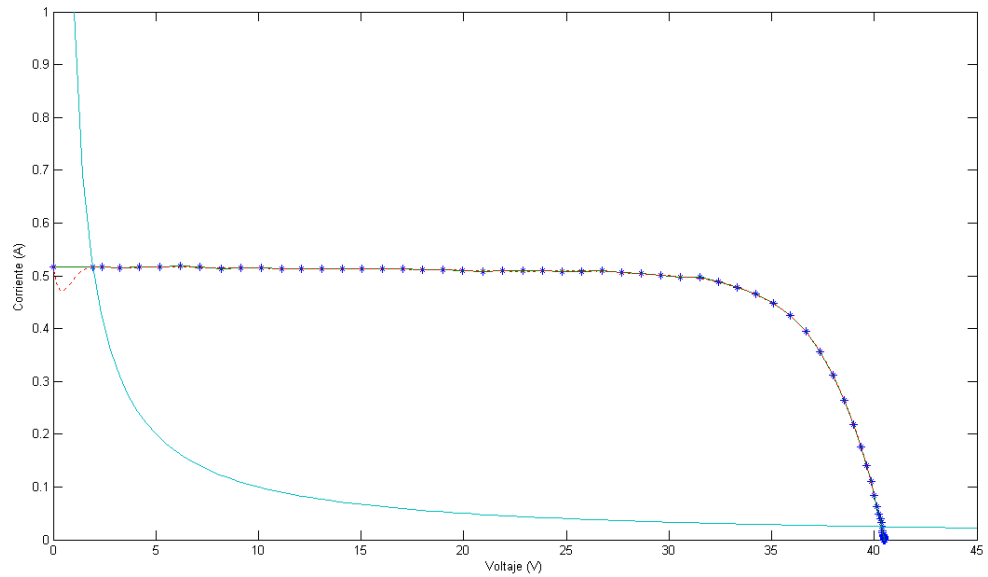


**Ilustración 6.3.1: Curva característica I-V intersecada por carga logarítmica.**

Se observa que al incorporar una carga logarítmica, se puede llegar a conseguir la potencia máxima, ya que dependiendo de la ecuación de recta de carga empleada, se intersecará la recta de carga con la curva característica I-V en un punto u otro. El valor de la corriente en casi cualquier punto tendrá un valor aproximado al máximo posible que se puede obtener, mientras que el valor de la tensión puede variar mucho, lo que podrá crear que se tenga una potencia mayor o menor. En esta recta en concreto se consigue una potencia baja, ya que la curva tiene demasiada pendiente.

### 6.4 COMPORTAMIENTO CON CARGA INVERSA

A continuación se observa la gráfica del módulo fotovoltaico B en un día típico de verano con una carga inversa de ecuación,  $y=1/x$  (ilustración 6.4.1).



**Ilustración 6.4.1: Curva característica I-V intersecada por carga inversa.**

Se observa que al incorporar una carga inversa, es prácticamente imposible conseguir una potencia máxima, ya que dependiendo de la ecuación de recta de carga empleada, se intersecará la recta de carga con la curva característica I-V en un punto u otro. El valor de la corriente en casi cualquier punto tendrá un valor aproximado al máximo posible que se puede obtener, mientras que el valor de la tensión puede variar mucho, lo que podrá crear que se tenga una potencia mayor o menor. En esta recta en concreto se consigue una potencia mínima, ya que la curva tiende a la izquierda de la gráfica que es donde se encuentran los menores valores de tensión.



# CAPÍTULO 7:

## CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

### 7.1 CONCLUSIONES FINALES

Analizando las curvas características de los módulos que se estudiaron en el capítulo 5, se puede deducir que los módulos cristalinos trabajan de forma similar sin importar las condiciones atmosféricas exteriores, comportándose de forma equivalente todos los módulos monocristalinos entre sí y los módulos policristalinos entre sí. Además se obtiene un comportamiento idéntico entre ambas tecnologías cristalinas, trabajando siempre los módulos policristalinos a rangos superiores.

Los módulos de capa fina, sin embargo trabajan de forma diferente entre las distintas tecnologías y en las mismas tecnologías para verano e invierno, por lo que dependiendo de la marca comercial que se utilice se puede conseguir diferentes resultados, a pesar de pertenecer a la misma tecnología. De forma general se puede matizar que los módulos de silicio amorfo suelen trabajar a rangos inferiores que los módulos cristalinos.

De esto se deduce que los módulos cristalinos trabajan de forma similar en diferentes rangos de temperaturas mientras que los módulos de capa fina tienen comportamiento diferente a pesar de compartir tecnología o condiciones atmosféricas. Por lo tanto con un módulo cristalino tendrás el resultado esperado según su curva característica real, mientras que con uno de capa fina tendrás que estudiar más detenidamente si surgirá el efecto deseado. A pesar de ello, como ya se comentó, se está investigando para que los módulos de capa fina sean el futuro de la energía solar ya que llevan poco tiempo en el mercado comparándolos con los cristalinos.

Se puede concluir que trabajando con diferentes tipos de cargas, el valor de la corriente de trabajo será siempre la misma para todos los casos estudiados, mientras que la tensión de carga variará en función de la carga implementada. Dependiendo de la ecuación de carga se puede obtener mayor o peor potencia.

Teniendo en cuanto lo expresado anteriormente y analizando adicionalmente las características teóricas dadas por los fabricantes y comparándolas con las reales tal y como se vio en el capítulo 4, se puede concluir que los módulos cristalinos y especialmente los monocristalinos son los que mejor rendimiento muestran tanto en verano como en invierno y además su curva característica real se parece más a la teórica que cualquier otra tecnología. Por tanto se puede afirmar que para el clima Madrileño los módulos que hoy en día dan mejor resultado son los módulos cristalinos, en especial el módulo estudiado B.

## **7.2 TRABAJOS FUTUROS**

Con las conclusiones obtenidas en este trabajo, se puede seguir analizando a lo largo de los años, el deterioro que pueden sufrir los módulos fotovoltaicos. De esta manera se podría llegar a conclusiones más fiables en cuanto a la eficiencia de los módulos según sus años de uso y cuan diferentes trabajan en función de su deterioro.

Además se podría analizar el funcionamiento de estos mismos módulos en otros climas, para comprobar la variación de los resultados obtenidos.

Con el paso de los años y los avances tecnológicos también se podría estudiar cómo han mejorado los módulos de capa fina en relación con los monocristalinos y la eficiencia de los nuevos módulos, ya que la energía fotovoltaica está en plena expansión.

# BIBLIOGRAFÍA

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

**Ref Título. Autor. Editorial. Año edición**

- [1] Informe anual ASIF. 2009.
- [2] Energía solar fotovoltaica. Perales Benito, Tomas. Creaciones Copyright. 2008.
- [3] Curso de energía solar. Madrid Vicente, Ángel. Mundi prensa libros S.A. 2009.
- [4] Curso de Energía Solar Fotovoltaica-CIEMAT.
- [5] Energía Solar fotovoltaica. 3º edición. Tobajas Vázquez, Carlos. Ceysa Cano Pina, S.L, ediciones 2008.
- [6] Energía solar fotovoltaica: Manual del instalador. VV. AA. Junta de Castilla y León. 2004.
- [7] Energía solar fotovoltaica: Cálculo de una instalación aislada. Miguel Pareja Aparicio. Marcombo S.A. 2009.
- [8] Energía solar fotovoltaica. 3º edición. Mendez Muñiz, Javier Marias. Fundación confemetal. 2008.
- [9] Electricidad Solar. Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos. E.Lorenzo. Instituto de Energía Solar. Artes Gráficas Gala S.L.1994.
- [10] Energía solar fotovoltaica: Manual práctico (adaptado al nuevo código técnico de la edificación. Labouret, A y Villos, M. Antonio Madrid Editores. 2008.
- [11] Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica. 2º edición. VV.AA. Ciemat. 2006.
- [12] Sistemas solares fotovoltaicos: fundamentos, tecnologías y aplicaciones. Martín Jimenez, Javier. Antonio Madrid Vicente, editor. 2008.
- [13] Excel 2007: Programación con VBA (programación). Walkenbach John. Anaya Multimedia. 2007
- [14] VBA Excel 2007: Programar en Excel: Macros y lenguaje VBA. VV.AA. Ediciones on 2008
- [15] Matlab para ingenieros. Moore, Holy. Prentyce Hall Mexico. 2007
- [16] Introducción a Matlab y sus aplicaciones: una guía sencilla para aprender Matlab de forma natural, progresiva y práctica. Quintela Estevez, Peregrina. Universidad de Santiago. 2007

## **REFERENCIAS VIA-WEB**

**Ref.      Página Web. Fecha**

- [17]      [www.energia-solar-fotovoltaica.info/2\\_Breve\\_Historia/](http://www.energia-solar-fotovoltaica.info/2_Breve_Historia/) (Noviembre 2008).
- [18]      [www.energiasolar-rcv-hist.blogspot.com/2008/08/un-poco-de-historia](http://www.energiasolar-rcv-hist.blogspot.com/2008/08/un-poco-de-historia)  
(noviembre 2008)
- [19]      [www.isotest.biz/web/Soporte/catalogos/PVE/PVE%20PVPM.pdf](http://www.isotest.biz/web/Soporte/catalogos/PVE/PVE%20PVPM.pdf) (Mayo 2009).
- [20]      [www.practiciencia.com.ar/ctierrayesp/tierra/atmosfera/atmosfera/troposfera/fenomclim/instmeteo/piranometro/index.html](http://www.practiciencia.com.ar/ctierrayesp/tierra/atmosfera/atmosfera/troposfera/fenomclim/instmeteo/piranometro/index.html) (Mayo 2009).
- [21]      [www.upme.gov.co/Docs/Atlas\\_Radiacion\\_Solar/9-Apendice\\_C.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas_Radiacion_Solar/9-Apendice_C.pdf) (Mayo 2009).
- [22]      [www.aenor.es](http://www.aenor.es) (Abril 2009).

# ANEXOS

## A.1 NORMATIVA

Las actuales normas vigentes en cuanto a energía solar, energía fotovoltaica, módulos fotovoltaicos y células solares son las siguientes: [22].

- ✓ UNE 20460-7-712:2006: Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7-712: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV).
- ✓ UNE 206001:1997 EX: Módulos fotovoltaicos. Criterios ecológicos.
- ✓ UNE-EN 50380:2003: Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.
- ✓ UNE-EN 50461:2007: Células solares. Información de la documentación técnica y datos del producto para células solares de silicio cristalino.
- ✓ UNE-EN 60891:1994: Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino. (Versión oficial EN 60891:1994).
- ✓ UNE-EN 60904-10:1999: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 10: Métodos de medida de la linealidad.
- ✓ UNE-EN 60904-1:1994: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: medida de la característica intensidad-tensión de los módulos fotovoltaicos. (Versión oficial EN 60904-1:1993).
- ✓ UNE-EN 60904-1:2007: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica corriente-tensión de dispositivos fotovoltaicos. (IEC 60904-1:2006).
- ✓ UNE-EN 60904-2/A1:1998: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia.
- ✓ UNE-EN 60904-2:1994: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: requisitos de células solares de referencia. (Versión oficial EN 60904-2:1993).
- ✓ UNE-EN 60904-2:2008: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de dispositivos solares de referencia. (IEC 60904-2:2007).

- ✓ UNE-EN 60904-3:1994: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 3: fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos (fv) de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de referencia.
- ✓ UNE-EN 60904-5:1996: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 5: Determinación de la temperatura de la célula equivalente (TCE) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el método de la tensión de circuito abierto.
- ✓ UNE-EN 60904-6/A1:1998: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: Requisitos para los módulos solares de referencia.
- ✓ UNE-EN 60904-6:1997: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: Requisitos para los módulos solares de referencia.
- ✓ UNE-EN 60904-7:1999: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 7: Cálculo del error introducido por desacoplo espectral en las medidas de un dispositivo fotovoltaico.
- ✓ UNE-EN 60904-8:1999: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 8: Medida de la respuesta espectral de un dispositivo fotovoltaico (FV).
- ✓ UNE-EN 60904-9:2008: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 9: Requisitos de funcionamiento para simuladores solares.
- ✓ UNE-EN 61194:1997: Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos.
- ✓ UNE-EN 61215:2006: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- ✓ UNE-EN 61345:1999: Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos (FV).
- ✓ UNE-EN 61646:1997: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicación terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- ✓ UNE-EN 61646:2009: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- ✓ UNE-EN 61683:2001: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- ✓ UNE-EN 61701:2000: Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos (FV).
- ✓ UNE-EN 61702:2000: Evaluación de sistemas de bombeo fotovoltaico (FV) de acoplo directo.

- ✓ UNE-EN 61724:2000: Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.
- ✓ UNE-EN 61725:1998: Expresión analítica para los perfiles solares diarios.
- ✓ UNE-EN 61727:1996: Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.
- ✓ UNE-EN 61730-1:2007: Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de construcción. (IEC 61730-1:2004, modificada).
- ✓ UNE-EN 61730-2:2007: Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 2: Requisitos para ensayos. (IEC 61730-2:2004, modificada).
- ✓ UNE-EN 61829:2000: Campos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino. Medida en el sitio de características I-V.
- ✓ UNE-EN 62093:2006: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales (IEC 62093:2005).
- ✓ UNE-EN 62124:2006: Equipos fotovoltaicos (FV) autónomos. Verificación de diseño. (IEC 62124:2004).
- ✓ CEI 60364-7-712:2002: Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7-712: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV).
- ✓ CEI 60904-10:1998: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 10: Métodos de medida de la linealidad.
- ✓ CEI 60904-1:2006: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica corriente-tensión de dispositivos fotovoltaicos.
- ✓ CEI 60904-2:1989: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia.
- ✓ CEI 60904-2:1989/A1:1998: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia.
- ✓ CEI 60904-2:2007: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de dispositivos solares de referencia.
- ✓ CEI 60904-5:1993: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 5: Determinación de la temperatura de la célula equivalente (TCE) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el método de la tensión de circuito abierto.

- ✓ CEI 60904-8:1998: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 8: Medida de la respuesta espectral de un dispositivo fotovoltaico (FV).
- ✓ CEI 60904-9:2007: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 9: Requisitos de funcionamiento para simuladores solares.
- ✓ CEI 61194:1992: Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos.
- ✓ CEI 61215:1993: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- ✓ CEI 61215:2005: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- ✓ CEI 61345:1998: Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos (FV).
- ✓ CEI 61646:2008: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- ✓ CEI 61683:1999: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- ✓ CEI 61701:1995: Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos (FV).
- ✓ CEI 61702:1995: Evaluación de sistemas de bombeo fotovoltaico (FV) de acoplo directo.
- ✓ CEI 61725:1997: Expresión analítica para los perfiles solares diarios.
- ✓ CEI 61727:1995: Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.
- ✓ CEI 61730-1:2004: Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de construcción.
- ✓ CEI 61730-2:2004: Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 2: Requisitos para ensayos.
- ✓ CEI 61829:1995: Campos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino - Medida en el sitio de características I-V.
- ✓ CEI 62093:2005: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- ✓ CEI 62124:2004: Equipos fotovoltaicos (FV) autónomos. Verificación de diseño.



## **A.2 HOJAS CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS EMPLEADOS**

A continuación se observarán las hojas características de los módulos empleados en este proyecto, de este modo se podrán estudiar los datos teóricos de los paneles fotovoltaicos.

### MÓDULOS CRISTALINOS

- Módulos monocristalinos
  - Módulo A
  - Módulo B
  - Módulo C
- Módulos policristalinos
  - Módulo E
  - Módulo F

### MÓDULOS DE CAPA FINA

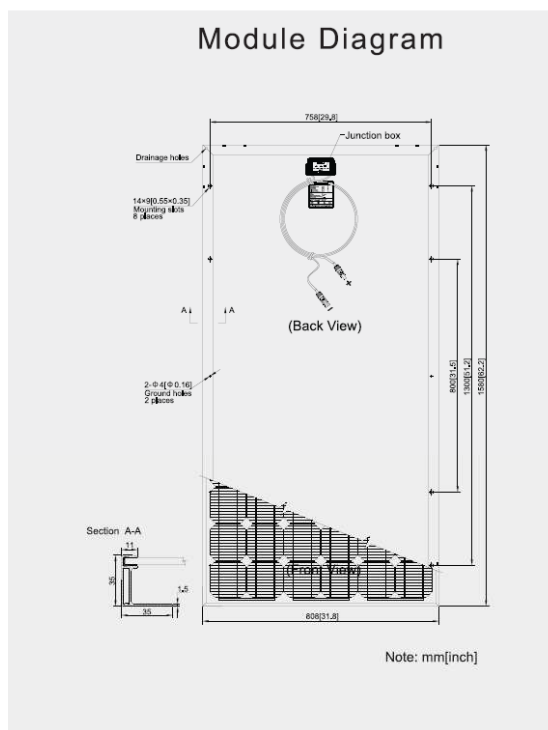
- Módulos de silicio amorfo
  - Módulo G
  - Módulo H
  - Módulo K
- Módulo CIS
  - Módulo I
- Módulo CdTe
  - Módulo J
- Módulo HIT
  - Módulo D

Las hojas características han sido obtenidas en las páginas web de cada fabricante, pero se ha eliminado la marca comercial de los módulos en las hojas características y se ha cambiado por la nomenclatura empleada en este proyecto. A continuación pueden apreciarse:

## Módulos monocristalinos

### Modulo A

### Módulo A



### Specifications

Cell	Monocrystalline silicon solar cells 125mm×125mm
No. of cells and connections	72(6×12)
Dimension of module	1580mm×808mm×35mm
Weight	15.5kg

### Temperature Coefficients

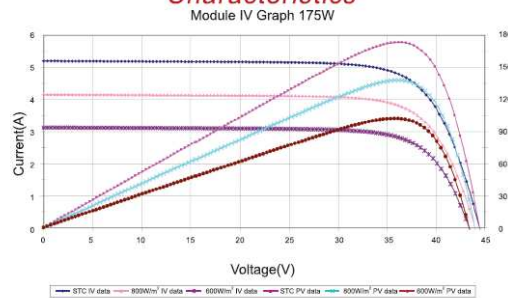
NOCT	48°C±2°C
Short-circuit current temperature coefficient	0.017 %/K
Open-circuit voltage temperature coefficient	-0.34 %/K
Peak power temperature coefficient	-0.48 %/K
Power tolerance	±3%

NOCT: Nominal Operating Cell Temperature  
(data refer to STP165S)

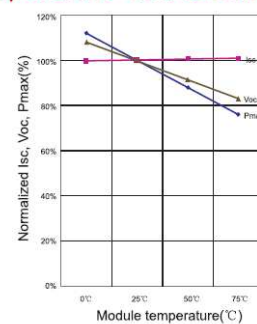
### Output

Cable	LAPP(4.0mm <sup>2</sup> )
Asymmetrical Lengths	1200mm(-) and 800mm(+)
Connection	MC Plug Type IV

### Characteristics



### Normalized Isc, Voc, Pmax vs. module temperature characteristics



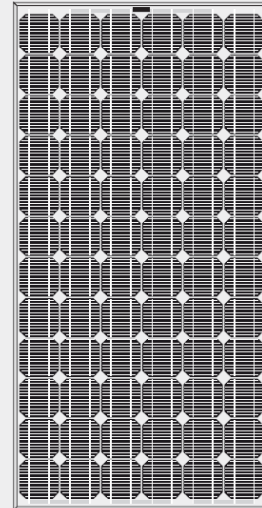
**Módulo A**

**High Efficiency, High Quality PV Module**

STPac is designed and built to deliver highest efficiency and reliable power for on-grid residential and commercial systems worldwide. Relying on well-known stringent manufacturing standards and latest PV technology, the module provides the highest possible energy output per Watt with total module efficiency of 14.1%. Superior conversion rate and exceptional low-light performance enable it to deal with the most challenging conditions of military, utility, residential and commercial installations. The module is the perfect choice for those who demand outstanding performance and exceptional uniform appearance.

**Features and benefits**

- High efficiency
- Nominal 24 V DC for standard output
- Outstanding low-light performance
- High transparent low-iron, tempered glass
- Unique techniques give the panel following features: esthetic appearance, with stands high wind-pressure and snow load, and easy installation
- Unique technology ensure that problems of water freezing and warping do not occur
- Design to meet unique demand of customer
- 25 year module output warranty



*Electrical Characteristics*

Model				
Open-circuit voltage (Voc)	44.8V	44.7V	44.4V	44V
Optimum operating voltage (Vmp)	36V	35.8V	35.6V	35.4V
Short-circuit current (Isc)	5.29A	5.23A	5.15A	5.05A
Optimum operating current (Imp)	5A	4.9A	4.8A	4.66A
Maximum power at STC (Pmax)	180Wp	175Wp	170Wp	165Wp
Operating temperature	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C
Maximum system voltage	1000V DC	1000V DC	1000V DC	1000V DC

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Module temperature 25°C, AM=1.5

## Módulo B

### Módulo B

- Módulos fabricados con los máximos estándares de calidad
- Células ultrafinas de alto rendimiento
- Generando energía desde hace casi 30 años
- Solidez y fiabilidad
- Homologado y certificado por TÜV



Para conocer más detalles, por favor, visite [www.energies.com](#)

## MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

### Módulos solares monocristalinos



#### CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

TIPO DE CÉLULA	Silicio monocristalino, texturada, con capa antirreflexiva, tamaño 125 mm x 125 mm
CONTACTOS	Rodundantes, múltiples, en cada célula
Nº DE CÉLULAS POR MÓDULO	72 células en serie
ESTRUCTURA	1) Vidrio templado y microestructurado de alta transmisividad 2) Células laminadas en EVA (etilen-vinil acetato) 3) Capa posterior de Tedlar / Poliéster de varias capas
MARCO	Aluminio anodizado
TOMA DE TIERRA	Sí
TALADRO ANTIRROBO	Sí
INTERCONEXIÓN	Cinta de cobre estañada
CAJAS DE CONEXIÓN	1 x IP 65 con diodo de bypass
TERMINAL DE CONEXIÓN	Bornera atornillable con posibilidades de soldadura
CABLES	1 m (+); 1 m (-); 4 mm <sup>2</sup> Multicontact MC4 o compatibles

#### VALORES CARACTERÍSTICOS PARA LA INTEGRACIÓN DEL SISTEMA

TENSIÓN MÁXIMA PERMISIBLE EN SISTEMA	1.000 V
SOBRECARGA EN CORRIENTE INVERSA	2 h de sobrecarga al 135% del valor máximo de protección
MÁXIMA CARGA FÍSICA ADMISIBLE	5.400 Pa
CONDICIONES DE OPERACIÓN	-40°C a 85°C
RESISTENCIA AL IMPACTO	Granizo de 25 mm, desde 1 m de distancia a 23 m/s

#### CARACTERÍSTICAS GENERALES

DIMENSIONES	1.600 x 790 x 40 mm
PESO	14,4 Kg
CONDICIONES DE EMBALAJE	25 módulos por caja (posibilidad de 4 módulos por caja)
TAMAÑO CAJA EMBALAJE 25 uds.	1.650 x 850 x 1.220 mm (materiales reciclables)

### Módulo B

#### COMPORTAMIENTO BAJO CONDICIONES ESTÁNDAR DE PRUEBA

POTENCIA ELÉCTRICA MÁXIMA ( $P_{max}$ )	160	165	170	175
TENSIÓN EN CIRCUITO ABIERTO ( $V_{oc}$ )	44,4	44,4	44,4	44,4
TENSIÓN EN EL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA ( $V_{mpp}$ )	36,0	36,0	36,0	36,0
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO ( $I_{sc}$ )	4,80	4,95	5,10	5,25
CORRIENTE EN EL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA ( $I_{mpp}$ )	4,45	4,59	4,73	4,87
EFICIENCIA (%)	12,7%	13,1%	13,4%	13,8%
TOLERANCIA DE POTENCIA (% $P_{max}$ )	±3%	±3%	±3%	±3%

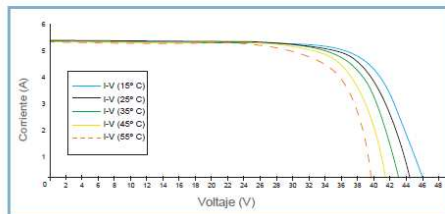
Datos medidos en simuladores solares Clase A, según IEC-60904-9 Ed.2, certificado por TÜV Rheinland

#### COMPORTAMIENTO A 800 W/m<sup>2</sup>, NOCT, AM 1,5

POTENCIA ELÉCTRICA MÁXIMA ( $P_{max}$ )	114,5	118,1	121,6	125,2
TENSIÓN EN CIRCUITO ABIERTO ( $V_{oc}$ )	40,3	40,3	40,3	40,3
TENSIÓN EN EL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA ( $V_{mpp}$ )	32,0	32,0	32,0	32,2
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO ( $I_{sc}$ )	3,86	3,98	4,10	4,22
CORRIENTE EN EL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA ( $I_{mpp}$ )	3,58	3,69	3,81	3,89
TOLERANCIA DE POTENCIA (% $P_{max}$ )	±3%	±3%	±3%	±3%

Reducción del rendimiento desde 1000 W/m<sup>2</sup> a 200 W/m<sup>2</sup> a temperatura de 25°C según norma 60904-1:81,

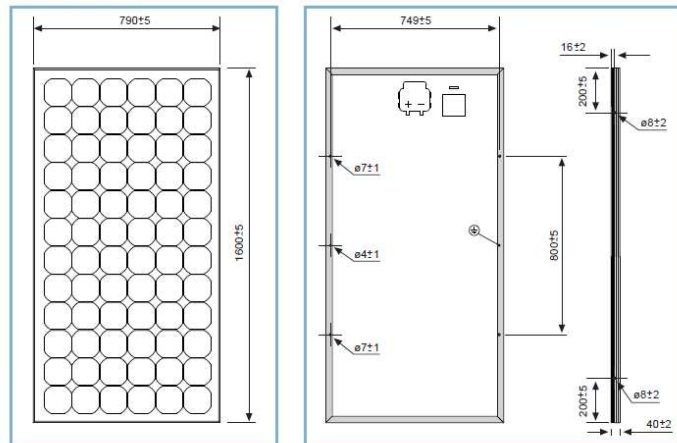
#### VARIACIÓN I-V DEL IS-170 EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA DE LA CÉLULA



#### PARÁMETROS DE TEMPERATUR

TONC	47°C + / - 2°C
CCT $I_{sc}$	0,0294 %/K
CCT $V_{oc}$	-0,387 %/K
CCT $P_{max}$	-0,48 %/K

#### DIMENSIONES



### Módulo C

DATOS TÉCNICOS
**Módulo C**
MÓDULO SOLAR

- 210/220 Wp de potencia nominal (STC)
- +/- 3% de tolerancia de potencia
- 20% de eficiencia mínima de la célula
- 25 años de garantía
- (80% de la potencia nominal)
- 10 años de garantía de producto
- 72 células de contacto al dorso de silicio monocristalino de alto rendimiento (Back Contact Cell)
- Conectores tipo Multi-Contact
- Marco de aluminio anodizado en negro
- Dimensiones: 1559 x 798 x 46 mm (L x A x F)
- Peso: 16,5 kg
- Protección de Caja de Conexión: IP 65
- Certificación: IEC 61215,
- Clase de protección eléctrica II (hasta máx. 1000 V)

1000 W/m <sup>2</sup> (STC)	210 W	220 W	220 W
P <sub>max</sub>	210 W	220 W	220 W
I <sub>sc</sub>	5,85 A	5,75 A	5,95 A
U <sub>oc</sub>	47,65 V	47,7 V	47,75 V
U <sub>mpp</sub>	40,0 V	40,0 V	40,0 V
I <sub>mp</sub>	5,25 A	5,25 A	5,5 A

1000 W/m <sup>2</sup> (NOCT, AM 1,5)	150 W	150 W	163,4 W
P <sub>max</sub>	150 W	150 W	163,4 W
I <sub>sc</sub>	4,5 A	4,5 A	4,9 A
U <sub>oc</sub>	43,9 V	43,8 V	44,5 V
U <sub>mpp</sub>	36,2 V	36,2 V	36,8 V
I <sub>mp</sub>	4,15 A	4,15 A	4,4 A

NOCT	50,5 °C	48,5 °C	48,5 °C
Coefficiente de temperatura I <sub>sc</sub>	2,27 mA/°C	2,27 mA/°C	2,27 mA/°C
Coefficiente de temperatura U <sub>oc</sub>	-0,1368 V/°C	-0,1368 V/°C	-0,1368 V/°C
P <sub>max</sub> (25 W/m <sup>2</sup> , 25 °C, AM 1,5)	40 W	40 W	N/A
Tensión máxima del sistema	1000 V	1000 V	1000 V

30 (1.181) 4x 4 4.2

1559 (61.381) 798 (31.42)

Vista frontal del STM 210 / 220

Alle Angaben in Millimeter (Inches)

150 130 2x 4.2 4x 4 66.6 46 (1.81) 798 (29.89) 1200 (47.24) 180 (7.07)

Vista lateral del STM 210 / 220

Vista posterior del STM 210 / 220

Nota: Hacer copia y pegado.  
Actualizado: 02/2016

**Módulo C**

Ningún otro módulo del mercado con unas dimensiones comparables alcanza una potencia semejante a la de [Módulo C] y con ello, un grado de rendimiento superior al 17 %.

Aquí de bella puede llegar a ser la más avanzada tecnología. El aspecto completamente negro del [Módulo C] ofrece a arquitectos y amantes de la estética atractivas posibilidades de diseño para concepciones individuales.

¡Obtenga el máximo rendimiento de la energía del Sol! Sobre la misma superficie, con los módulos [Módulo C] conseguirá un 30 por ciento más de rendimiento que con un módulo convencional. Con el [Módulo C] obtendrá incluso más.

[Módulo C] El poder del Sol. Gracias a los contactos al dorso y otros innovadores elementos, cada célula de 125 mm x 125 mm, de la empresa SunPower (suministradora de la NASA), le permitirá obtener una producción de 3 Watts y una eficiencia mínima del 20 por ciento.

La materia prima para la elaboración de la célula [Módulo C] es la empresa [Módulo C] silicio monocristalino de la más alta pureza. La fabricación se basa en la tecnología "Float-Zone" empleada en obleas de silicio. Los contactos al dorso de las células son colocados con un novedoso sistema de serigrafía.

**TECNOLOGÍA Y ELEGANCIA UNIDAS PARA CREAR ENERGÍA.**

Hay por encima de 200 Watts de potencia nominal, con bajas tolerancias y dimensiones compactas. ¡Imponen nuevas magnitudes de rendimiento y eficacia en tecnología fotovoltaica, con el valor añadido de un extraordinario diseño. La utilización de la superluz azul del fabricante hace posible el color negro y las compactas dimensiones de este excepcional módulo de primera clase, fabricado en exclusiva para [Módulo C].

La [Módulo C] es una célula de contacto al dorso (Back Contact Cell) de silicio monocristalino de alta pureza. La superficie está formada por diminutas pirámides y cubierta por una capa anti-reflectante de color negro que aporta a los módulos una elegante estética y evita la pérdida de energía. Su eficiencia beta un récord que hasta ahora sólo se conocía en viajes espaciales o proyectos terrestres de costas inalcanzables: 20 por ciento de rendimiento mínimo.

Con las mejores células del mundo solo pueden construirse los mejores módulos del mercado, fabricados bajo los más altos estándares de calidad de Cristal Aluminio con capa antirreflejante, distancia entre célula y marco ampliada (16 mm) para evitar que la suciedad disminuya el rendimiento y aumentar la resistencia de aislamiento, caja de conexiones impermeable y enchufe de multicontacto. El resultado: Los módulos [Módulo C] con lámina de sellado blanca de Tedlar® en el reverso y marco de aluminio anodizado en negro, y los [Módulo C] de apariencia completamente negra.

Tecnología y elegancia unidas para crear energía. Con su nueva gama de productos, donde se combinan la estética y la más avanzada tecnología, [Módulo C] reinventa el futuro de la energía solar.



## Módulos policristalinos

### Modulo E



#### módulos fotovoltaicos



Made in Germany

Gama de paneles solares policristalinos de alta calidad para los mercados on-grid que ofrece rendimiento excepcional, extraordinaria versatilidad y credenciales medioambientales líderes del sector basadas en nuestra avanzada tecnología de obleas String Ribbon™.

- Los mejores índices de rendimiento en su clase demostrados por instalaciones de campo
- 98% de potencia nominal garantizado para producto de 180, 190W; 100% garantizado para producto de 195W
- Garantía de mano de obra durante 5 años y garantía de potencia durante 25 años para mayor tranquilidad del cliente\*
- Más versatilidad de instalación con nuestra amplia gama de opciones de montaje
- Mayor resistencia al viento y cargas de nieve, garantizada hasta 3,8 kN/m<sup>2</sup>
- Con la homologación y certificación de las principales agencias y organismos del sector
- Liderazgo en la lucha contra el calentamiento global a través de un uso mínimo de carbono
- La amortización más rápida de la energía, lo que aporta el máximo ahorro energético
- Embalaje sin cartón que minimiza los residuos en la instalación final y el coste de eliminación de éstos

**Módulo E**

**Características eléctricas**

Condiciones de prueba estándar (STC)<sup>1</sup>

$P_{mp}^2$ (W)	180	190	195
$P_{tolerancia}$ (%)	-2 / +3	-2 / +2,5	-0 / +2,5
$P_{mp, máx.}$ (W)	186,1	194,9	199,9
$P_{mp, mín.}$ (W)	176,4	186,2	195,0
$V_{mp}$ (V)	25,9	26,7	27,1
$I_{mp}$ (A)	6,95	7,12	7,20
$V_{oc}$ (V)	32,6	32,8	32,9
$I_{sc}$ (A)	7,78	8,05	8,15

Condiciones de temperatura nominal de funcionamiento de célula (NOCT)<sup>3</sup>

$P_{mp}$ (W)	129,0	136,7	140,1
$V_{mp}$ (V)	23,3	23,8	23,9
$I_{mp}$ (A)	5,53	5,75	5,86
$V_{oc}$ (V)	29,8	30,3	30,5
$I_{sc}$ (A)	6,20	6,46	6,59
$T_{NOCT}$ (°C)	45,9	45,9	45,9

<sup>1</sup> 1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C de temperatura de célula, espectro AM 1,5;

<sup>2</sup> Punto de potencia máxima o potencia nominal

<sup>3</sup> 800 W/m<sup>2</sup>, 20°C de temperatura ambiente, velocidad del viento de 1m/s, espectro AM 1,5

\* El modelo sólo es apto para uso en sistemas en los que el polo negativo de CC de la matriz esté "sólidamente" conectado a tierra; el modelo es apto para uso en sistemas sin conexión eléctrica a tierra en aquellos lugares en los que la legislación lo permita

**Baja irradiancia**

La reducción relativa típica de la eficiencia del módulo con una irradiancia de 200W/m<sup>2</sup> en relación con 1000W/m<sup>2</sup>, ambas a 25°C de temperatura de célula y espectro AM de 1,5, es del 0%.

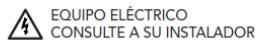
**Coefficientes de temperatura**

$\alpha P_{mp}$ (%/°C)	-0,49
$\alpha V_{mp}$ (%/°C)	-0,47
$\alpha I_{mp}$ (%/°C)	-0,02
$\alpha V_{oc}$ (%/°C)	-0,34
$\alpha I_{sc}$ (%/°C)	0,06

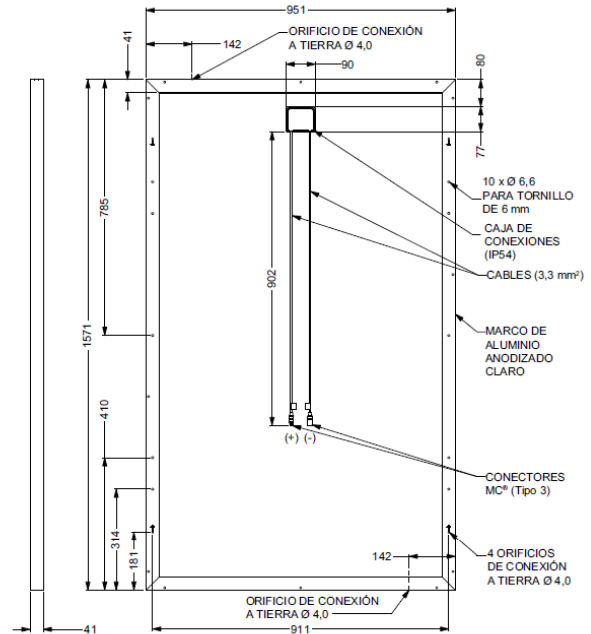
**Diseño del sistema**

Corriente inversa máxima <sup>4</sup>	15 A
Tensión máxima del sistema	1000 V

<sup>4</sup> También conocida como nominal de fusible en serie



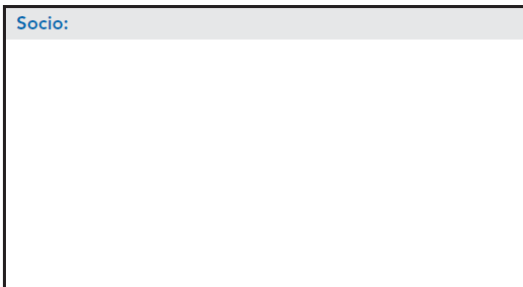
**Especificaciones mecánicas**



Todas las dimensiones se expresan en mm; peso de módulo de 18,2 kg

Producto fabricado con células solares de silicio policristalino 108, cristal solar endurecido antirreflejos, encapsulador EVA, material posterior de polímeros y marco de aluminio anodizado de doble pared. El embalaje del producto ha sido sometido a pruebas que demuestran el cumplimiento de la norma International Safe Transit Association (ISTA), norma 2B y normas DIN EN ISO 12048, 13355, 2244, 10531. Todas las especificaciones de esta hoja informativa sobre el producto cumplen la norma EN50380. Consulte el **Manual de seguridad, instalación y utilización de** , así como la **Guía de diseño del montaje** para obtener más información sobre la instalación aprobada y la utilización de este producto.

Debido a la continua innovación, investigación y mejora de los productos, las especificaciones de esta hoja informativa sobre el producto están sujetas a modificaciones sin previo aviso. No podrá derivarse derecho alguno de esta hoja informativa sobre el producto. Evergreen Solar rechaza toda responsabilidad relativa a o derivada del uso de la información aquí contenida.



S195\_ES\_010408; con efecto desde el 1 de abril de 2008



## Módulo F



### MANUAL DE USUARIO

## Módulo F

# Módulo Fotovoltaico Profesional

### FUNCIONALIDAD ECOLÓGICA

utiliza materiales de última generación para fabricar sus módulos fotovoltaicos. Los módulos de 60 células policristalinas permiten la construcción de este tipo de módulos de alta potencia, lo que simplifica la instalación de los sistemas de conexión a red y sistemas de bombeo de agua directo. Estos módulos se agrupan en la gama de alta potencia, y son ideales para cualquier aplicación que utilice el efecto fotoeléctrico como fuente de energía limpia, debido a su mínima polución química y nula contaminación acústica. Además, gracias a su diseño, se pueden integrar con facilidad en prácticamente cualquier instalación.

### MATERIALES

El largo bagaje de en la fabricación de módulos fotovoltaicos, sitúa a la empresa en una posición inmejorable a la hora de elegir los materiales más adecuados para su producción, lo que significa garantía de calidad para sus productos.

Cada módulo está formado por un cristal con alto nivel de transmisividad. Cuenta con uno de los mejores encapsulantes utilizados en la fabricación de los módulos, el etil-vinilo-acetato modificado (EVA). La lámina posterior consta de varias capas, cada una con una función específica, ya sea adhesión, aislamiento eléctrico, o aislamiento frente a las inclemencias meteorológicas. Además, el marco está fabricado con aluminio y cuenta con una capa externa de pintura que provee al perfil de una resistencia mucho mayor que el anodizado típico.

Gracias al sistema utilizado en los marcos de , se ha conseguido aunar tanto el propósito de dar rigidez mecánica al laminado, cumpliendo todas las normas requeridas, así como un sistema fácil y rápido de montaje, que consigue reducir hasta 3 veces el tiempo necesario para la instalación de los módulos. Esto, sumado a la utilización de los cables con conectores rápidos de última generación, facilita la instalación del módulo sea cual sea su destino.

### CALIDAD

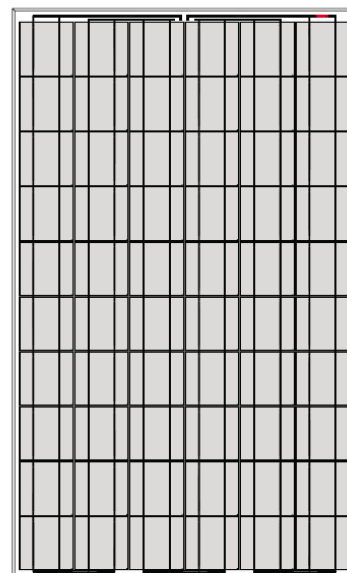
Todos los productos de se fabrican bajo las estrictas normas de calidad dictadas por la ISO 9001, certificado que posee la compañía desde el año 1997. Esta serie de módulos cumple con las directivas europeas 89/336/CEE, 73/23/CEE, con la EC 61215 y Clase II TÜV 700V<sub>DC</sub>. Entre otras pruebas, los módulos han sido sometidos a 200 ciclos frío-calor de -40°C a +85°C, ensayos de carga mecánica, así como pruebas de resistencia al granizo consistentes en el impacto de una bola de 25,4mm de diámetro a una velocidad de 82 Km/h, once veces sobre el módulo.

La caja de conexiones QUAD dispone de certificación TÜV Clase II 1000V y grado de estanqueidad IP 54, que provee al sistema de un buen aislamiento frente a la humedad e inclemencias meteorológicas. La caja es capaz de albergar cables de conexión con un diámetro exterior desde 4,5mm hasta 10mm.

Estos módulos van provistos de cables asimétricos en longitud, con un diámetro de sección de cobre de 4mm, y con una bajísima resistencia de contacto, todo ello destinado a conseguir las mínimas pérdidas por caídas de tensión. Cumplen con todos los requerimientos Clase II TÜV, tanto de flexibilidad, como de doble aislamiento, o alta resistencia a los rayos UV. Todo esto los convierte en cables idóneos para su uso en aplicaciones de intemperie.

### GARANTÍA

GARANTÍA de hasta 25 años sobre la potencia de salida y de 3 años contra los defectos de fabricación. (Para una información más exhaustiva de los términos de la garantía, pueden consultar nuestra página web: ).



**CARACTERÍSTICAS**

Los datos eléctricos reflejan los valores típicos de los módulos y laminados medidos en la salida de los terminales, al final del proceso de fabricación.

Mediciones realizadas conforme a ASTM E1036 corregidas a las condiciones de prueba estándar (STC): radiación 1KW/m<sup>2</sup>, distribución espectral AM (masa de aire) 1,5 ASTM E892 y temperatura de célula de 25°C.

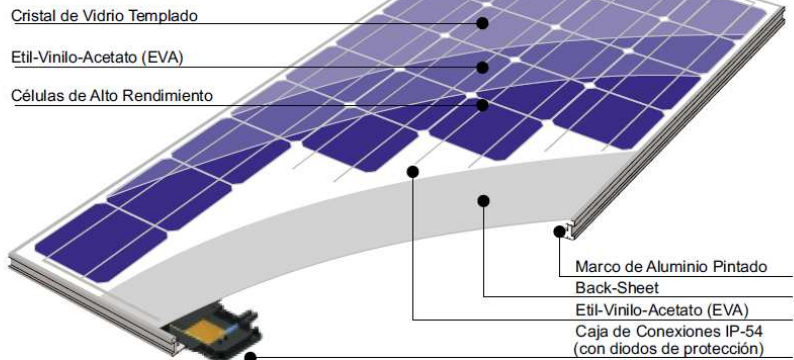
La potencia de las células solares es variable en la salida del proceso de producción. Las diferentes especificaciones de potencia de estos módulos reflejan esta dispersión.

Las células cristalinas, durante los primeros meses de exposición a la luz, pueden experimentar una degradación fotónica que podría hacer decrecer el valor de la potencia máxima del módulo hasta un 3%.

Las células, en condiciones normales de operación, alcanzan una temperatura superior a las condiciones estándar de medida del laboratorio. El TONC es una medida cuantitativa de ese incremento. La medición del TONC se realiza en las siguientes condiciones: radiación de 0,8KW/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente de 20°C y velocidad del viento de 1 m/s.

Dado que la pintura del marco es un aislante eléctrico, habrá que erosionar el punto de contacto con el cable de tierra para asegurar la continuidad a tierra.

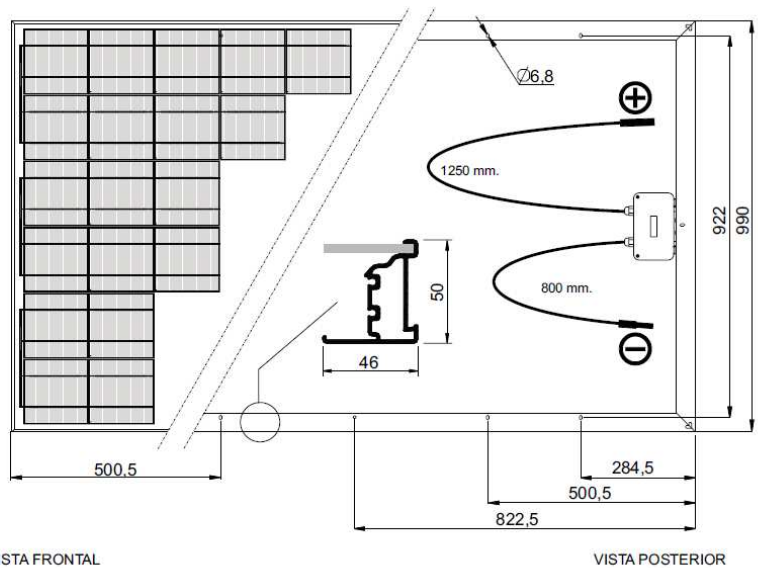
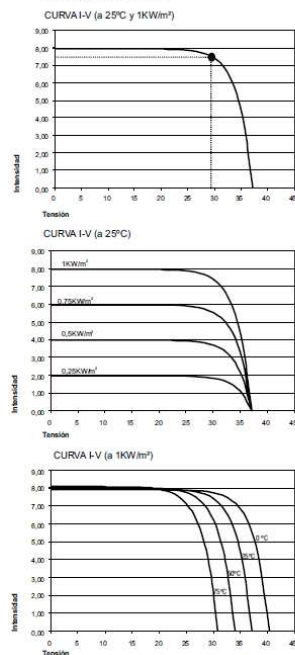
**Módulo F**



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS			
Potencia (W en prueba +2 %)	214 W	222 W	
Número de células en serie	60	60	
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	7,26 A	7,44 A	
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	29,48 V	29,84 V	
Corriente en Cortocircuito (Isc)	7,80 A	7,96 A	
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	37,00 V	37,20 V	
Coefficiente de Temperatura de Isc (α)	2,30 mA/°C	2,30 mA/°C	
Coefficiente de Temperatura de Voc (β)	-127,20 mV/°C	-127,20 mV/°C	
Máxima Tensión del Sistema	700 V	700 V	
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS			
Dimensiones (mm.)	1645x990x50	1645x990x50	
Peso (aprox.)	23,00 Kg.	23,00 Kg.	

Especificaciones eléctricas medidas en STC. TONC: 47±2°C  
 NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

**CURVAS MODELO**

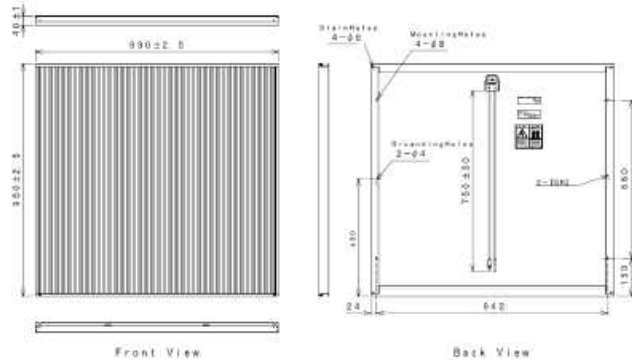


**Módulos silicio amorfo**

**Módulo G**

**Módulo G**

Potencia Nominal(W)	60W
Tolerancia(%)	+10-5%
Eficiencia del Módulo (no la célula)(%)	6.3%
Tipo de Célula	a-Si
Células por Módulo	108
Forma de la Célula	Película rayada Integrada en el Cristal
Voltaje MPP(V)	67V
Corriente MPP(A)	0.90A
Voltaje Circuito Abierto (V)	92V
Corriente de Cortocircuito (A)	1.19A
Voltaje oc a -10 °C(V)	102V
Voltaje MPP a +70 °C(V)	1.23A
Coef. de Voltaje por °C (%)	-0.305%/ °C
Coef. de Corriente por °C (%)	0.0752%/ °C
Coef. de Potencia por °C (%)	-0.23%/ °C
Voltaje Max. Del Sistema(V)	530V
Altura(mm)	960mm
Anchura(mm)	990mm
Grosor(sin caja)(mm)	40mm
Marco	Aluminio
Tipo de Conexión	Conector MC
Peso(kg)	13.7kg



**Ventajas**

- Potencia Garantizada
- Montaje sencillo y rápido por su tamaño óptimo
- Alta eficiencia de 7% para un módulo amorfo.
- Diodos by-pass integrados
- Mejor comportamiento con el calor y mayor vida útil
- Con cables y sistema de conexión rápida IP65

**Garantías**

- 5 años de garantía al producto
- 10 años garantizado el 90% de la potencia nominal
- 25 años garantizado el 80% de la potencia nominal

**Certificados - TÜV**

- IEC 61646
- Safety Class II
- CE Mark

## Módulo H



### Módulo H

## solar module

Framed module for 12-V applications and mains current systems



Robust encapsulation



Easy mounting

- More energy
- Excellent value for money
- Robust encapsulation
- Easy Mounting/Interconnection
- IEC 61646 certified
- Safety class II

**Excellent value for money:** The optimal use of raw materials and automated manufacturing processes ensures favourable prices, high performance and environmental viability for all modules.

**Robust encapsulation:** The proven encapsulation ensures high resistance against UV, temperature and weather, even in the most extreme conditions. The thermal hardened glass reliably protects the module from impacts and increased static stress. The torsion-proof aluminium dished frame with integrated corner links offers optimal protection against mechanical wear of damage.

Our solar modules are available in power class 2 – 10, 16 and 32 Wp. The patented Technology with its special stacked-cell design on the basis of silicon thin film guarantees years of unflinching high performance. Each type of module is ready for mounting, and all parts, from the frame to the junction box, are designed for easy and inexpensive system integration. The typical uses of this module include 12 V stand-alone applications such as lighting systems, solar home systems, displays, light and guidance systems, telecommunications, driving systems (e.g. water-pump plants, gates), robots, and mobile applications (e.g. campers). Through the connection of higher system voltages, the modules are also excellently suited for the implementation of grid-connected photovoltaic systems. Our modules combine state-of-the-art solar module technology with proven encapsulation, offering decisive advantages:

**More energy:** Independent surveys have shown that - under realistic conditions such as unfavourable lighting situation or high temperature - our Technology produces approximately 20% more energy per rated Wp than crystalline modules.

**Simple mounting:** All modules have a junction box for variable circuiting. An optimal connection kit according to Safety Class II (max. system voltage of 600 V<sub>DC</sub>) consisting of a solar cable with a Multi-Contact plug-in connector and PG screw connections for the junction box enables fast, easy interconnection of the module without the use of special tools. The oblong holes in the aluminium frame allow easy and universal mounting.


**Top quality and safety:** The proven modules “Made in Germany” stand for high, stable performance and longevity:

- 10 years power guarantee
- IEC 61646 certified
- Safety Class II
- ISO 9001 and ISO 14001 certified



## Módulo H

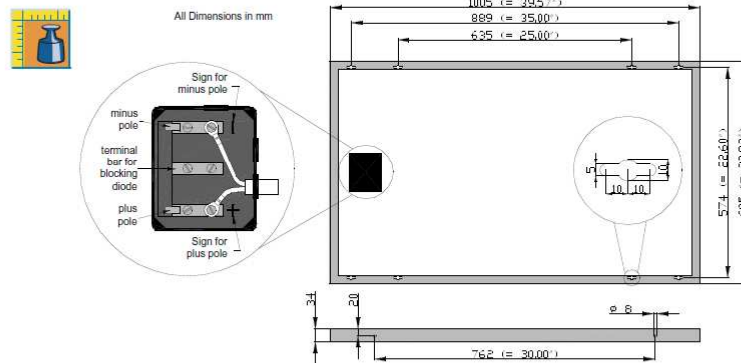
### Technical Data


	Initial Nominal Power [Wp]	39.3
	Nominal Power $P_{nom}$ [Wp]*	32.2
	Voltage at nominal power $V_{mpp}$ [V]*	16.8
	Current at nominal power $I_{mpp}$ [A]*	1.92
	Short-circuit current $I_{sc}$ [A]*	2.50
	Open-circuit voltage $U_{oc}$ [V]	22.8
	Max. DC system voltage [V] **	600
	Weight [kg]	6.2


The quoted figures are subject to a production tolerance of  $\pm 10\%$ .


\* These data represent stabilized electrical module performance at standard test conditions (STC – 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, 25 °C cell temperature). The nominal power may be initially approx. 18 % higher than the quoted stabilised power data.

\*\* Available as an accessory: Safety Class II connection kit consisting of two PG07 screw connections (black polyamide) with lock nut (brass) for junction box and two solar cables, 2.5 mm<sup>2</sup>, 1 m for each polarity, assembled with a multi-contact plug-in connector and ring cable lug for terminal connection.



	Permissible module temperature [°C]	-40 °C to +85 °C
	Typical operation temperature [°C]	approx. 20 °C to 25 °C above ambient temperature

	Temperature coefficient [% / K]	$P_n: -0.2$ ; $U_{oc}: -0.33$ ; $I_{sc}: 0.08$
		The temperature dependence of the nominal power rating is especially low

	Qualification	IEC 61646 certified CE conformity Safety class II (with optional connection kit)
---	---------------	--

Specifications are subjected to change without notice.

## Módulo K

### FRAMED SOLAR MODULES

## Módulo K

- Power Ratings From 5W - 64W
- Clear Anodized Aluminum Frame
- Assemble To Meet Virtually Any Load
- Virtually Unbreakable (No Glass)
- Shadow & High Heat Tolerant
- Delivers Up To 20% More Real Energy



Fence Gateway & Solar Shelter (USA)



Public Enclosure of Public Shelter



Gate Operator Photo Courtesy of GTO, Inc





Self Sheet

**framed modules are mounted** on permanent, fixed position module racks that can be adjusted for optimum tilt, wind resistance and exposure to sunlight. These glass-free, light-weight, vandal resistant modules can be utilized in a wide variety of applications from fence charging to telecommunications.

The larger framed panels are often used as building blocks in photovoltaic arrays, which can be assembled to meet virtually any load from less than 100 watts to multi-megawatts.

**Why Do Products Outperform Others?**

All solar panels are rated in terms of peak power output (watts). Outdoors, under normally higher operating temperatures, solar panel performance changes, depending on temperature, solar spectrum (light color) and related effects. **products are less affected by temperature than monocrystalline or polycrystalline solar technology products.** The result is up to 20% more delivered energy.\*\*

\*\* Source: Soltek, "Module Shed Out"

### Applications

- Battery Charging
- Off-Grid Solar Home Systems
- Water Pumping Or Desalination Systems
- Telecommunications
- Gate Opening Or Fence Charging
- Bus Or Animal Shelters

## FRAMED SOLAR MODULES

# Módulo K



### Specifications

Model	K100	K150	K200	K250
Rated Power (Wp)	64.0	92.0	10	5.0
Max Power Point (Vmp) (V)	16.5	16.5	16.5	16.5
Max Power Point (Imp) (A)	3.9	1.9	0.6	0.3
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	23.8	23.8	23.8	23.8
Short Circuit Current (Isc) (A)	4.8	2.4	0.8	0.4
Weight (lbs./kg)	20.2/9.2	10.6/4.8	3.6/1.6	2.5/1.1
Length of the panel (in./mm)	53.5/1366	53.8/1366	19.3/491	19.3/491
Width of the panel (in./mm)	29.2/741	15.1/383	15.1/383	8.1/206
Cable length (ft./mm)	—	—	8/2438	8/2438
Warranty On Power Output	20 yr.	20 yr.	10 yr.	10 yr.

During the first 8-10 weeks of operation, electrical output exceeds specified ratings. Power output may be higher by 15%, operating voltage may be higher by 11% and operating current may be higher by 4%. Electrical specifications (+10% -11 & 5/+5% are based on measurements performed at standard test conditions of 1000W/m<sup>2</sup> irradiance, Air Mass 1.5, and Cell Temperature of 25°C after long-term stabilization. Actual performance may vary up to 10% from rated power due to low temperature operation, spectral and other related effects. Specifications subject to change without notice.

### Quality Assurance, Proven Reliability

modules comply with the following qualification tests:

- UL Listed Up To 600 VDC
- Safety Class II Up To 520 VDC (US-32 & US-64)
- Meets IEC 61646 Requirements
- Thermal Cycling
- Humidity-Freeze Test
- Damp Heat Test
- UV-Test
- Wet Insulation Test
- Mechanical Load Test
- Hail Impact Test
- Robustness of Terminations Test

### Product Description

The modules are exceptionally durable. They are encapsulated in UV-stabilized polymers and framed with anodized aluminium. The polymer encapsulation includes EVA and the fluoropolymer ETFE. A Galvalume® steel backing plate provides stiffness.

Bypass diodes are connected across each cell, allowing the modules to produce power even when partially shaded (exception: ).

The and have a weather resistant junction box with knock-outs for customization by the customer. All other US-modules have a potted pig tail with integral wiring. The cable is a 2-conductor 18 AWG with insulation rated at 158°F.

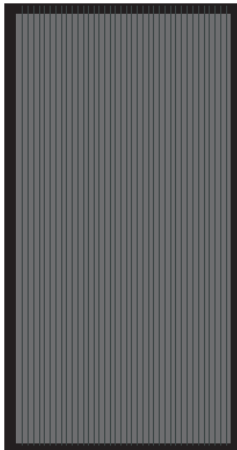
The and modules are appropriate for all applications from simple single module requirements to larger grid-connected applications. All other - modules under 30 watts should not be connected in series.

**Módulo CIS**

**Módulo I**

Modulo Solare CIS 75 W

**Módulo I**



- Modulo a film sottile CIS
- Preconfezionato pronto all'allacciamento
- Garanzia di 20 anni sulla potenza
- Made in Germany

Struttura modulo: Stabile compound vetro-vetro

Telaio: Telaio in alluminio resistente alla corrosione (anodizzato colore nero);  
Assicura un'elevata stabilità e protezione del compound di vetro

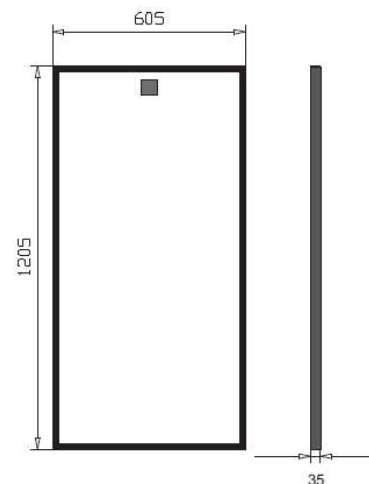
Allacciamento: Modulo solare preconfezionato all'allacciamento con cavo di allacciamento 4 mm<sup>2</sup> e sistema di spina MC 4

**Dati tecnici:**

Condizioni standard di collaudo: 1000W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM 1.5

Modello	
Potenza nominale	75 Wp
Tensione a potenza massima U <sub>MPP</sub>	35,0 V
Tensione a vuoto U <sub>OC</sub>	44,5 V
Corrente a potenza massima I <sub>MPP</sub>	2,15 A
Corrente di cortocircuito I <sub>SC</sub>	2,36 A
Tensione massima del sistema	600 V
Coefficiente termico I <sub>SC</sub>	0,05 % / °C
Coefficiente termico U <sub>MPP</sub>	-0,29 % / °C
Coefficiente termico P <sub>N</sub>	-0,36 % / °C
Temperatura ammessa per il modulo	-40...+85 °C
Garanzia sulla potenza	20 anni / 80 %
Peso	12,7 kg
Dimensioni lung. x larg. x alt. in mm	1205 x 605 x 35
Numero articolo	

Con la riserva di modifiche tecniche





## Módulo CdTe

## Módulo J

# Módulo J

Los módulos solares son el elemento determinante de cualquier instalación solar y transforman la luz solar en corriente eléctrica. Por tanto, su calidad y el uso óptimo de la tecnología son decisivos para el rendimiento y la rentabilidad de su instalación. Los módulos solares con tecnología de capa fina absorben un espectro especialmente amplio de luz solar. Esto conduce a un aprovechamiento efectivo de la energía solar – incluso en condiciones de luz solar no tan óptimas.

Basándose en estrictos criterios de calidad, Phoenix Solar selecciona los mejores módulos solares en cada caso de los fabricantes internacionales líderes. Éstos son comprobados de forma continua tanto por nuestros propios expertos, como también por institutos independientes. Ésto le proporciona la seguridad de optimizar su inversión de forma duradera y rentable.



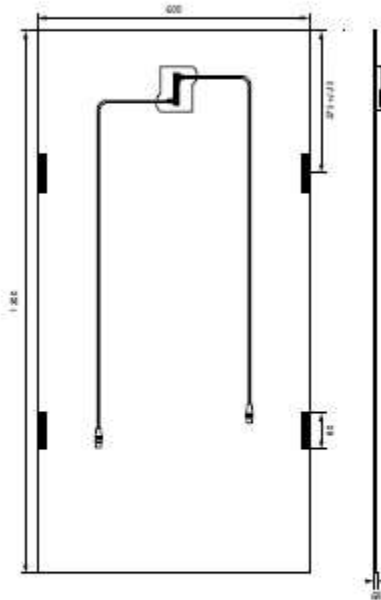
### Vista general de las ventajas:

- 62,5; 65; 67,5; 70 y 72,5 Wp
- Comprobación independiente del fabricante
- Producción fiable de energía gracias a una alta tolerancia de temperaturas y una extraordinaria potencia incluso con luz solar difusa
- Su alta eficiencia y potencia de salida estable proporcionan un alto rendimiento durante muchos años
- 25 años de garantía de potencia\* sobre el 80 % de la potencia mínima
- 10 años de garantía de potencia\* sobre el 90 % de la potencia mínima
- Módulo solar sin marco (laminado)
- Sistema propio de recuperación y reciclaje sin coste

\* Según las condiciones de garantía del fabricante.

Parámetros

# Módulo J



### Parámetros mecánicos

Longitud [mm]	1200
Anchura [mm]	600
Profundidad [mm]	48
Profundidad con caja de conexión [mm]	19,9
Peso [kg]	1,2
Caja de conexión	West Solar
Cable positivo (fabricante/longitud [mm]/ sección transversal de conductor [mm <sup>2</sup> ])	Cable general (0,1/1,2
Cable negativo (fabricante/longitud [mm]/ sección transversal de conductor [mm <sup>2</sup> ])	Cable general (0,1/1,2
Conector (fabricante)	Multi-contacto/MC3
Cubierta frontal (material)	Vidrio templado/1,2
Tipo de célula (número/normología)	116/CdS/CdTe
Encapsulado de célula (material)	Acetato de etil vinilo (EVA) con aire en el borde
Cubierta trasera (material/grosor [mm])	Vidrio templado/1,2
Marco (material/tipo de perfil)	Aluminio

### Garantías

Garantía de producto	3 años de garantía de producto*
Garantía de potencia	90 % de la potencia mínima durante 10 años* 80 % de la potencia mínima durante 25 años*

\* Según las condiciones de garantía del fabricante.

### Certificaciones

IEC 61646
Comprobación alemana TÜV Clase de protección II

# Módulo J

## Parámetros eléctricos

Parámetros eléctricos según condiciones estándar de ensayo - STC (1000 W/m<sup>2</sup>, 25 (+/- 2)° C, AM 1,5 según EN 6090-4)

Referencia					
Potencia [Wp]	62,50	65,00	67,50	70,00	72,50
Tolerancia de potencia [%]	+/- 5	+/- 5	+/- 5	+/- 5	+/- 5
Rendimiento [%]	8,68	9,03	9,38	9,72	10,07
Tensión en el punto de máxima potencia V <sub>mp</sub> [V]	62,50	63,70	64,60	67,10	67,90
Máx. corriente I <sub>mp</sub> [A]	1,00	1,02	1,05	1,04	1,07
Tensión en circuito abierto V <sub>oc</sub> [V]	86,00	87,00	87,00	89,00	90,00
Corriente de cortocircuito I <sub>c</sub> [A]	1,17	1,17	1,18	1,19	1,19

Parámetros eléctricos a 800 W/m<sup>2</sup>, NOCT, AM 1,5  
NOCT = Nominal Operating Cell Temperature, Temperatura operativa nominal de las células

Máx. potencia de salida P <sub>max</sub> [Wp]	46,90	48,80	50,60	52,30	54,40
Máx. tensión V <sub>mp</sub> [V]	59,00	60,00	61,00	63,00	64,00
Máx. corriente I <sub>mp</sub> [A]	0,80	0,82	0,84	0,83	0,85
Tensión en circuito abierto V <sub>oc</sub> [V]	80,00	81,00	80,00	83,00	83,00
Corriente de cortocircuito I <sub>c</sub> [A]	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97

Capacidad de carga de corriente de retorno I<sub>r</sub> [A]

2

Máx. tensión permitida del sistema V<sub>max</sub> [V]

1000

Variación del rendimiento de 1000 W/m<sup>2</sup> a 200 W/m<sup>2</sup> (T<sub>amb</sub> = 25° C), [%]: + 2 (punto)

Parámetros del comportamiento térmico

NOCT [° C]	45
Coefficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito I <sub>c</sub> [%/K]	+ 0,04

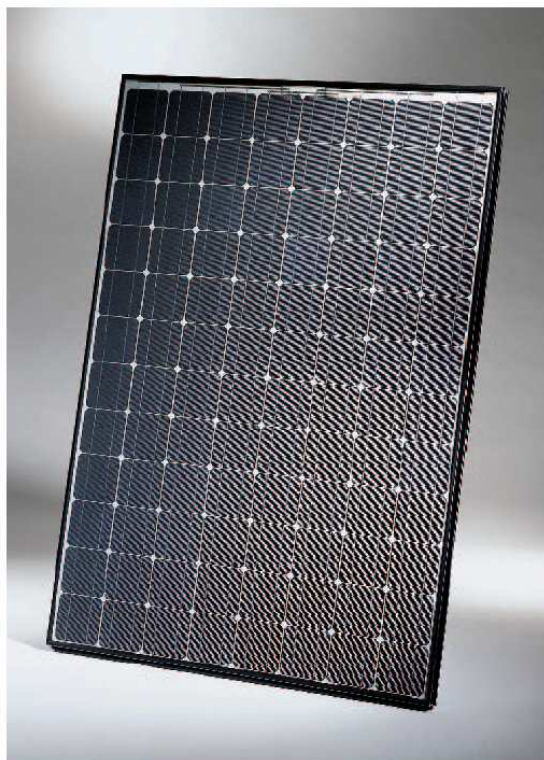
## Módulo HIT

## Módulo D

### HIT PHOTOVOLTAISCHES SOLARMODUL

#### Módulo D

Die **Heterojunction with Intrinsic Thin layer** (HIT)-Solarzelle besteht aus monokristallinen Hybrid-Wafern, beschichtet mit dünnem amorphem Silizium. Dieses Produkt wird nach den modernsten Herstellungsverfahren gefertigt und liefert den höchsten Wirkungsgrad und Nutzwert der Branche.



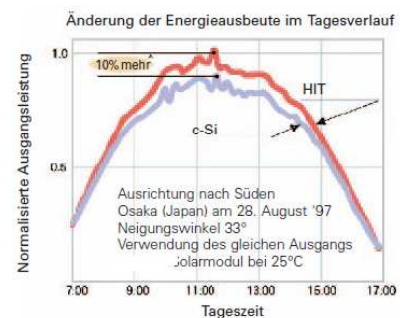
#### Hoher Wirkungsgrad

Leistungsstarke Zelle: **17,3%**, Modul: **15,2%**

HIT-Zellen und -Module weisen den weltweit höchsten Wirkungsgrad bei kommerziellen Solarprodukten auf.

#### Hoher Wirkungsgrad bei hohen Temperaturen

Die HIT-Solarzellen gewährleisten im Gegensatz zu herkömmlichen Solarzellen aus kristallinem Silizium auch bei hohen Temperaturen einen hohen Wirkungsgrad.



#### Umweltfreundlichkeit

Da bei der HIT-Solarzelle für den Aufbau der Halbleiterübergänge eine Temperatur von lediglich **200°C** (konventionelle Solarzelle aus kristallinem Silizium: ca. **900°C**) ausreicht, kann die Herstellung mit **geringerem Energieaufwand** vorgenommen werden.

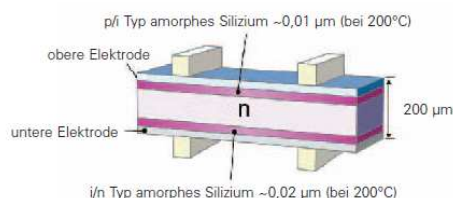
Aufgrund der Stärke der HIT-Solarzelle von nur etwa **200 µm** (konventionelle Solarzelle aus kristallinem Silizium ca. **350 µm**) wird zur Herstellung weniger Siliziummaterial benötigt.

#### Hohe Qualität

Hohe Qualitätsmaßstäbe durch Einhaltung der Normen **ISO 9001** und **14001**

Die HIT-Solarzellen und -Module werden laufend geprüft und durchgemessen, um sicherzustellen, dass sie alle elektrischen, mechanischen und optischen Anforderungen erfüllen.

#### Aufbau der HIT-Solarzelle

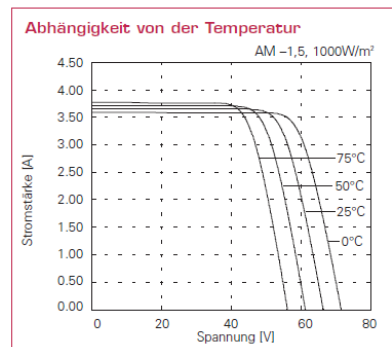
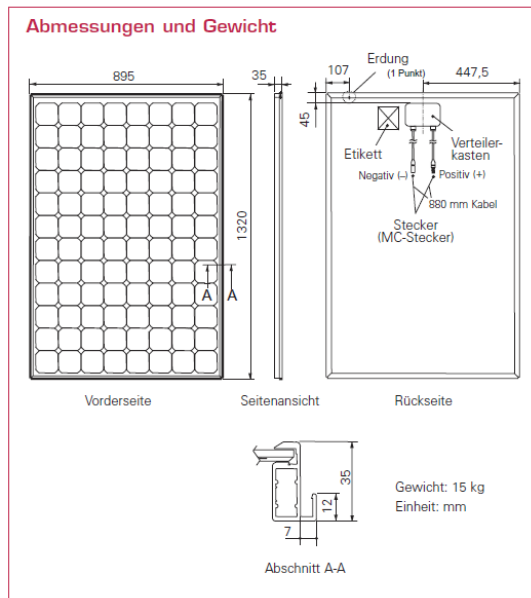
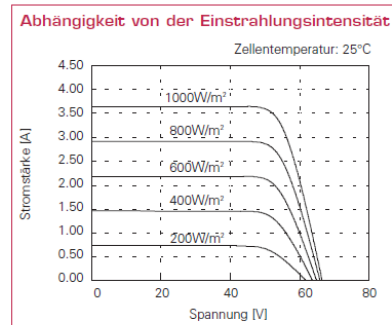


# Elektrische und mechanische Eigenschaften

## Módulo D

Elektrische Daten		
Nennleistung (Pmax)	[W]	180
Spannung, max. (Vmp)	[V]	54,0
Stromstärke, max. (Imp)	[A]	3,33
Leerlaufspannung (Voc)	[V]	66,4
Kurzschlussstrom (Isc)	[A]	3,65
Garantierte Mindestleistung (Pmin)	[W]	171
Systemspannung, max.	[V]	760
Temperaturkoeffizient von Pmax	[% / °C]	-0,33
Voc	[V / °C]	-0,173
Isc	[mA / °C]	1,1

Hinweis 1: Standardtestbedingungen:  
Luftmasse 1,5, Einstrahlung = 1000W/m², Zelltemperatur = 25°C  
Hinweis 2: Bei den vorstehend genannten Werten handelt es sich um Nennwerte



**Prüfzeichen**



Weitere Einzelheiten erhalten Sie bei Ihrem Händler vor Ort: