

Trabajo Fin de Grado  
Grado en Ingeniería de las Tecnologías  
Industriales

# **ANÁLISIS DE LA DEGRADACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DESPUÉS DE MÁS DE 22 AÑOS DE FUNCIONAMIENTO**

Autor: Laura Lillo Sánchez  
Tutor: D. Alfredo Germán López Lara

**Dpto. de Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2020





Trabajo Fin de Grado  
GRADO EN INGENIERÍA DE LAS TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

**Análisis de la degradación de módulos  
fotovoltaicos después de más de 22 años de  
funcionamiento**

Autor: Laura Lillo Sánchez

Tutor: D. Alfredo Germán López Lara

Dpto. de Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2020



Trabajo Fin de Grado: Análisis de la degradación de módulos fotovoltaicos después de más de 22 años de funcionamiento

Autor: Laura Lillo Sánchez

Tutor: D. Alfredo Germán López Lara

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Sevilla, 2020



# Agradecimientos

---

En primer lugar me gustaría agradecer a mis padres todo el apoyo recibido durante todos mis años de estudiante y por haberme animado hasta haber conseguido mi objetivo. En segundo lugar agradecer a mi tutor Germán López, por su entusiasmo e ilusión en la realización de este proyecto desde el primer día. También quiero agradecer la gran ayuda aportada por Jonathan Vera en la realización de este trabajo, ya que sin su ayuda no habría conseguido tener unos resultados tan completos. Por último, a mis profesores, amigos y compañeros que me han ayudado a crecer durante estos últimos años, tanto a nivel profesional como personal.



# Resumen

---

En este trabajo fin de grado se ha evaluado la degradación de los principales parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico de silicio monocristalino, como son potencia máxima, intensidad de cortocircuito, tensión de circuito abierto, factor de forma, resistencia en serie y resistencia en paralelo, junto a los principales signos de degradación de los módulos fotovoltaicos causados por la exposición al aire libre después de un período de 22 años de funcionamiento en la ciudad de Sevilla, España. Para ello se ha evaluado las curvas características de los módulos y se ha comparado con la aportada por el fabricante; se han utilizado técnicas de electroluminiscencia y termografía para una mayor identificación de las causas de la degradación. Además de la degradación de los módulos de forma independiente, se ha evaluado la degradación de dos campos con módulos similares de la misma antigüedad y funcionamiento.

Como resultado, la degradación media anual de la potencia pico de los módulos ha sido del 1,4%/año, mientras que la degradación media anual de los campos fotovoltaicos ha sido del 1,78%/año para el campo 1 y del 1,92%/año para el campo 2.



# Índice

---

Agradecimientos .....	7
Resumen.....	9
Índice.....	11
Índice de tablas .....	13
Índice de figuras.....	14
Notación.....	19
1. Introducción .....	21
2. Objetivo.....	23
3. Planteamiento teórico.....	24
3.1. Concepto de degradación .....	24
3.2. Tipos de degradación .....	26
3.3. Técnicas para detección de degradación.....	33
4. Revisión bibliográfica.....	34
5. Descripción de la muestra.....	37
5.1. Características de las módulos fotovoltaicos .....	37
5.2. Historia y ubicación de los módulos fotovoltaicos .....	41
6. Descripción de los ensayos .....	45
6.1. Grupo 1 .....	45
6.1.1. Inspección visual .....	45
6.1.2. Ensayo de electroluminiscencia .....	47
6.1.3. Ensayo de termografía.....	48
6.2. Grupo 2 .....	49
6.2.1. Ensayos de curvas características.....	49
6.3. Grupo 3 .....	50
6.3.1. Evaluación de un conjunto de módulos fotovoltaicos.....	50

7. Parámetros característicos.....	52
7.1. Determinación de la degradación en las instalaciones fotovoltaicas .....	55
7.1.1. Relación de la degradación con la curva i-v .....	58
8. Resultados .....	62
8.1. Resultados experimentales.....	62
8.1.1. Datos y curvas experimentales.....	62
8.1.2. Inspección visual .....	82
8.1.3. Electroluminiscencia .....	89
8.1.4. Termografía .....	104
8.1.5. Comportamiento en campo fotovoltaico .....	105
8.2. Resultados teóricos .....	109
8.2.1. Potencia pico resultante.....	109
8.2.2. Otros parámetros .....	110
9. Análisis de los resultados.....	117
9.1. Potencia pico .....	117
9.2. Otros parámetros .....	119
9.2.1. Resistencias .....	124
9.3. Curvas i-v .....	125
9.4. Inspección visual.....	126
9.5. Electroluminiscencia .....	132
9.6. Termografía.....	132
9.7. Comportamiento en campo fotovoltaico.....	133
10. Comparación con otros estudios .....	136
11. Conclusiones .....	138
12. Líneas de trabajo futuras.....	140
13. Referencias.....	141

# Índice de Tablas

---

Tabla 1: Características del módulo fotovoltaico en condiciones estándar.....	38
Tabla 2: Características del módulo fotovoltaico.....	38
Tabla 3: Resultados de la inspección visual desde el módulo 451 al 623 .....	83
Tabla 4: Resultados de la inspección visual desde el módulo 624 al 794 .....	84
Tabla 5: Datos de la potencia extrapolada a condiciones estándar para cada módulo fotovoltaico .....	110
Tabla 6: Otros parámetros característicos de cada módulo fotovoltaico extrapolados a condiciones estándar .....	111
Tabla 7: Degradación de los otros parámetros característicos de cada módulo fotovoltaico .....	113
Tabla 8: Resultados de las resistencias .....	115
Tabla 9: Valores de cada campo fotovoltaico .....	116

# Índice de Figuras

---

Figura 1: Módulo fotovoltaico nº de serie 534.....	27
Figura 2: Ejemplo de decoloración de células .....	27
Figura 3: Ejemplo de burbuja .....	28
Figura 4: Ejemplo de agrietamiento de una célula sin cruzar el bus de conexiones .....	29
Figura 5: Ejemplo de agrietamiento de una célula cruzando el bus de conexiones y llegando a los extremos.....	29
Figura 6: Ejemplo pasatubo en mal estado.....	30
Figura 7: Ejemplo de caja de conexiones con diodo sin pasatubos .....	30
Figura 8: Ejemplo de punto caliente.....	31
Figura 9: Ejemplo babas de caracol.....	31
Figura 10: Esquema de un módulo fotovoltaico.....	37
Figura 11: Ejemplo de placa identificativa de un módulo fotovoltaico.....	38
Figura 12: Tolerancia de la potencia pico del módulo fotovoltaico M55L.....	39
Figura 13: Curvas I-V características aportadas por el fabricante de Isofotón M-55 L.....	40
Figura 14: Curvas I-V experimental y simulada de Isofotón M-55 L.....	40
Figura 15: Curvas P-V experimental y simulada de Isofotón M-55 L.....	40
Figura 16: Copia de la resolución de homologación del módulo fotovoltaico de Isofotón M-55 L .....	41
Figura 17: Instalación fotovoltaica situada en la cubierta del Pabellón de España. a-Vista general y ubicación dentro del pabellón, marcado en rojo la ubicación de los módulos. b-Vista del campo fotovoltaico.....	42
Figura 18: a-Vista aérea, marcado los tres campos fotovoltaicos en diferentes colores, b- colocación de los módulos sobre la cubierta, con vista parcial de los tres campos fotovoltaicos, izda el campo Este, fondo el campo Sur y dcha. campo Oeste.....	43
Figura 19: Distancia entre las dos ubicaciones.....	43
Figura 20: Mapa de clasificación del clima de Koppen-Geiger de Europa.....	44
Figura 21: Mapa de clasificación del clima de Koppen-Geiger de Europa.....	44
Figura 22: Material utilizado en el ensayo de electroluminiscencia. a- Detalle del software b- Cámara c- Fuente de alimentación, así como de la posición relativa de la cámara, fuente de alimentación y módulo fotovoltaico.....	47
Figura 23: Captura de pantalla del programa LOCK-IN utilizado.....	48
Figura 24: Material utilizado en el ensayo de termografía. a-Vista lateral cámara termográfica,.....	48
Figura 25: Esquema de las conexiones.....	49
Figura 26: Material utilizado para obtener los datos experimentales de las curvas I-V. a- Resistencia variable, b- Voltímetro y amperímetro, c- Posición relativa del módulo fotovoltaico con la resistencia variable y la célula calibrada .....	50
Figura 27: Imagen de los dos campos fotovoltaicos. Izquierda parte del campo 1 y derecha parte del campo 2.....	51
Figura 29: Variación en la intensidad de cortocircuito .....	59

Figura 30: Variación en la tensión de circuito abierto.....	59
Figura 31: Aumento de la resistencia en serie.....	60
Figura 32: Descenso de la resistencia en paralelo .....	60
Figura 33: Escalonamiento en la curva.....	61
Figura 34: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 451 .....	63
Figura 35: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 455 .....	63
Figura 36: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 457 .....	63
Figura 37: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 461 .....	64
Figura 38: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 463 .....	64
Figura 39: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 464 .....	64
Figura 40: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 475 .....	65
Figura 41: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 478 .....	65
Figura 42: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 482 .....	65
Figura 43: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 487 .....	66
Figura 44: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 497 .....	66
Figura 45: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 499 .....	66
Figura 46: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 500 .....	67
Figura 47: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 504 .....	67
Figura 48: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 517 .....	67
Figura 49: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 526 .....	68
Figura 50: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 534 .....	68
Figura 51: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 552 .....	68
Figura 52: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 554 .....	69
Figura 53: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 559 .....	69
Figura 54: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 575 .....	69
Figura 55: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 578 .....	70
Figura 56: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 579 .....	70
Figura 57: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 595 .....	70
Figura 58: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 605 .....	71
Figura 59: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 609 .....	71
Figura 60: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 618 .....	71
Figura 61: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 624 .....	72
Figura 62: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 635 .....	72
Figura 63: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 644 .....	72
Figura 64: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 649 .....	73
Figura 65: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 650 .....	73
Figura 66: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 651 .....	73
Figura 67: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 662 .....	74
Figura 68: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 679 .....	74
Figura 69: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 684 .....	74
Figura 70: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 686 .....	75
Figura 71: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 690 .....	75
Figura 72: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 691 .....	75
Figura 73: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 693 .....	76
Figura 74: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 695 .....	76
Figura 75: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 713 .....	76
Figura 76: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 720 .....	77
Figura 77: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 723 .....	77
Figura 78: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 724 .....	77

Figura 79: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 729 .....	78
Figura 80: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 738 .....	78
Figura 81: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 739 .....	78
Figura 82: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 740 .....	79
Figura 83: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 749 .....	79
Figura 84: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 759 .....	79
Figura 85: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 761 .....	80
Figura 86: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 769 .....	80
Figura 87: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 777 .....	80
Figura 88: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 785 .....	81
Figura 89: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 794 .....	81
Figura 90: Detalle de a-Caja de conexiones b-Pasatubos estallado c-Caja de conexiones rota y despejada d-Interior de la caja de conexiones.....	85
Figura 91: Detalle del A-estado de las juntas, B-estado de los tornillos a tierra.....	85
Figura 92: a- Detalle del módulo 644, b- Detalle del módulo 463.....	86
Figura 93: Detalle de golpe mecánico en el módulo 624. a-Parte delantera, b-Parte trasera ...	86
Figura 94: Detalle de golpe mecánico en el módulo 769. a-Parte delantera, b-Parte trasera ...	86
Figura 95: Detalle de la quemadura en el módulo 684. a-Parte delantera, b-Parte trasera .....	87
Figura 96: Detalle de la quemadura en el módulo 713. a-Parte delantera, b-Parte trasera .....	87
Figura 97: a- Detalle del módulo 475, b- Detalle del módulo 784.....	87
Figura 98: Detalle de delaminación exterior en el módulo 500 .....	88
Figura 99: Detalle del módulo 595 .....	88
Figura 100: Detalle del módulo 785. a-Delaminación del Tedlar, b-Caja de conexiones.....	88
Figura 101: Detalle de burbujas en el módulo 729 .....	88
Figura 102: Imagen EL del módulo n° serie 451.....	89
Figura 103: Imagen EL del módulo n° serie 455.....	89
Figura 104: Imagen EL del módulo n° serie 457.....	89
Figura 105: Imagen EL del módulo n° serie 461.....	90
Figura 106: Imagen EL del módulo n° serie 463.....	90
Figura 107: Imagen EL del módulo n° serie 464.....	90
Figura 108: Imagen EL del módulo n° serie 471.....	90
Figura 109: Imagen EL del módulo n° serie 475.....	91
Figura 110: Imagen EL del módulo n° serie 478.....	91
Figura 111: Imagen EL del módulo n° serie 482.....	91
Figura 112: Imagen EL del módulo n° serie 487.....	91
Figura 113: Imagen EL del módulo n° serie 497.....	92
Figura 114: Imagen EL del módulo n° serie 499.....	92
Figura 115: Imagen EL del módulo n° serie 500.....	92
Figura 116: Imagen EL del módulo n° serie 504.....	92
Figura 117: Imagen EL del módulo n° serie 517.....	93
Figura 118: Imagen EL del módulo n° serie 526.....	93
Figura 119: Imagen EL del módulo n° serie 534.....	93
Figura 120: Imagen EL del módulo n° serie 552.....	93
Figura 121: Imagen EL del módulo n° serie 554.....	94
Figura 122: Imagen EL del módulo n° serie 559.....	94
Figura 123: Imagen EL del módulo n° serie 575.....	94
Figura 124: Imagen EL del módulo n° serie 578.....	94
Figura 125: Imagen EL del módulo n° serie 579.....	95
Figura 126: Imagen EL del módulo n° serie 595.....	95

Figura 127: Imagen EL del módulo n° serie 605.....	95
Figura 128: Imagen EL del módulo n° serie 607.....	95
Figura 129: Imagen EL del módulo n° serie 609.....	96
Figura 130: Imagen EL del módulo n° serie 618.....	96
Figura 131: Imagen EL del módulo n° serie 624.....	96
Figura 132: Imagen EL del módulo n° serie 635.....	96
Figura 133: Imagen EL del módulo n° serie 644.....	97
Figura 134: Imagen EL del módulo n° serie 649.....	97
Figura 135: Imagen EL del módulo n° serie 650.....	97
Figura 136: Imagen EL del módulo n° serie 651.....	97
Figura 137: Imagen EL del módulo n° serie 662.....	98
Figura 138: Imagen EL del módulo n° serie 679.....	98
Figura 139: Imagen EL del módulo n° serie 684.....	98
Figura 140: Imagen EL del módulo n° serie 686.....	98
Figura 141: Imagen EL del módulo n° serie 690.....	99
Figura 142: Imagen EL del módulo n° serie 691.....	99
Figura 143: Imagen EL del módulo n° serie 693.....	99
Figura 144: Imagen EL del módulo n° serie 695.....	99
Figura 145: Imagen EL del módulo n° serie 713.....	100
Figura 146: Imagen EL del módulo n° serie 720.....	100
Figura 147: Imagen EL del módulo n° serie 723.....	100
Figura 148: Imagen EL del módulo n° serie 724.....	100
Figura 149: Imagen EL del módulo n° serie 729.....	101
Figura 150: Imagen EL del módulo n° serie 738.....	101
Figura 151: Imagen EL del módulo n° serie 739.....	101
Figura 152: Imagen EL del módulo n° serie 740.....	101
Figura 153: Imagen EL del módulo n° serie 749.....	102
Figura 154: Imagen EL del módulo n° serie 759.....	102
Figura 155: Imagen EL del módulo n° serie 761.....	102
Figura 156: Imagen EL del módulo n° serie 769.....	102
Figura 157: Imagen EL del módulo n° serie 777.....	103
Figura 158: Imagen EL del módulo n° serie 785.....	103
Figura 159: Imagen EL del módulo n° serie 794.....	103
Figura 160: Imagen EL y ordinaria de la célula C3 del módulo 463 .....	103
Figura 161: Imágenes tomadas en la cubierta .....	104
Figura 162: Termografía e imagen visual del módulo 624.....	105
Figura 163: Termografía e imagen visual del módulo 463.....	105
Figura 164: Evolución de la potencia máxima, intensidad y tensión de los campos fotovoltaicos 1 y 2 .....	106
Figura 165: Evolución de la potencia máxima, intensidad y tensión de los campos fotovoltaicos 1 y 2 .....	106
Figura 166: Evolución de la potencia máxima, intensidad y tensión de los campos fotovoltaicos 1 y 2 .....	107
Figura 167: Evolución de la potencia máxima, intensidad y tensión de los campos fotovoltaicos 1 y 2 .....	107
Figura 168: Evolución de la potencia máxima, intensidad y tensión de los campos fotovoltaicos 1 y 2 .....	108
Figura 169: Evolución de la potencia máxima, intensidad y tensión de los campos fotovoltaicos 1 y 2 .....	108

Figura 170: Evolución de la potencia máxima, intensidad y tensión de los campos fotovoltaicos 1 y 2 .....	109
Figura 171: Agrupación de módulos en grupos según su degradación .....	117
Figura 172: Degradación de Pmax frente a la degradación de Isc .....	118
Figura 173: Degradación de Pmax frente a la degradación de Voc.....	118
Figura 174: Degradación de Pmax frente a la degradación de FF.....	118
Figura 175: Variación porcentual de los parámetros característicos de los módulos fotovoltaicos .....	119
Figura 176: Variación porcentual de los parámetros característicos de los módulos fotovoltaicos .....	120
Figura 177: Degradación anual en la potencia máxima nominal (Pmax).....	121
Figura 178: Degradación anual en la corriente de cortocircuito (Isc).....	121
Figura 179: Degradación anual en el voltaje de circuito abierto (Voc).....	121
Figura 180: Degradación anual en el factor de forma (FF) .....	122
Figura 181: Análisis de la degradación de los parámetros eléctricos.....	122
Figura 182: Dispersión de los parámetros eléctricos después de 22 años de funcionamiento .....	123
Figura 183: Rendimiento de cada módulo en condiciones estándar al cabo de 22 años en relación a un módulo nuevo según fabricante .....	124
Figura 184: Incremento porcentual de la resistencia en serie .....	124
Figura 185: Descenso porcentual de la resistencia en paralelo .....	125
Figura 186: Curva i-v característica .....	125
Figura 187: Resultados de la inspección visual.....	127
Figura 188: Resultados de la inspección visual.....	128
Figura 189: Resultados de la inspección visual.....	129
Figura 190: Número de módulos frente al porcentaje de defectos para el grupo 1 .....	129
Figura 191: Número de módulos frente al porcentaje de defectos para el grupo 2 .....	130
Figura 192: Número de módulos frente al porcentaje de defectos para el grupo 3 .....	131
Figura 193: Número de módulos frente al porcentaje de defectos para el grupo 4 .....	131
Figura 194: Resultados de la electroluminiscencia .....	132
Figura 195: Valor de la potencia para ambos campos fotovoltaicos .....	133
Figura 196: Potencia real/Potencia pico de los dos campos fotovoltaicos .....	134
Figura 197: Degradación de los dos campos fotovoltaicos .....	134
Figura 198: Degradación anual de la potencia en el campo fotovoltaico 1.....	135
Figura 199: Degradación anual de la potencia en el campo fotovoltaico 2.....	135

# Notación

---

1	Módulo n° de serie 451	29	Módulo n° de serie 644
2	Módulo n° de serie 455	30	Módulo n° de serie 649
3	Módulo n° de serie 457	31	Módulo n° de serie 650
4	Módulo n° de serie 461	32	Módulo n° de serie 651
5	Módulo n° de serie 463	33	Módulo n° de serie 662
6	Módulo n° de serie 464	34	Módulo n° de serie 679
7	Módulo n° de serie 471	35	Módulo n° de serie 684
8	Módulo n° de serie 475	36	Módulo n° de serie 686
9	Módulo n° de serie 478	37	Módulo n° de serie 690
10	Módulo n° de serie 482	38	Módulo n° de serie 691
11	Módulo n° de serie 487	39	Módulo n° de serie 693
12	Módulo n° de serie 497	40	Módulo n° de serie 695
13	Módulo n° de serie 499	41	Módulo n° de serie 697
14	Módulo n° de serie 500	42	Módulo n° de serie 713
15	Módulo n° de serie 504	43	Módulo n° de serie 720
16	Módulo n° de serie 517	44	Módulo n° de serie 723
17	Módulo n° de serie 526	45	Módulo n° de serie 724
18	Módulo n° de serie 534	46	Módulo n° de serie 729
19	Módulo n° de serie 552	47	Módulo n° de serie 738
20	Módulo n° de serie 554	48	Módulo n° de serie 739
21	Módulo n° de serie 559	49	Módulo n° de serie 740
22	Módulo n° de serie 575	50	Módulo n° de serie 749
23	Módulo n° de serie 578	51	Módulo n° de serie 759
24	Módulo n° de serie 579	52	Módulo n° de serie 761
25	Módulo n° de serie 595	53	Módulo n° de serie 769
26	Módulo n° de serie 618	54	Módulo n° de serie 777
27	Módulo n° de serie 624	55	Módulo n° de serie 785
28	Módulo n° de serie 635	56	Módulo n° de serie 794

---



# 1. Introducción

---

La tecnología fotovoltaica está experimentando un rápido desarrollo en los últimos años con un crecimiento exponencial en la potencia instalada, debido fundamentalmente a la reducción de los costes de la instalación en los últimos diez años, con una caída del 90% desde el 2009. Al final de 2018 los precios de los módulos fotovoltaicos oscilaban entre 0.22 y 0.45 \$/W. [Kamran et al, 2019].

Esto está permitiendo a esta tecnología tener unos costes de producción eléctrica competitivos con las actuales estructuras de coste eléctricos en países con elevada radiación solar, conocido como alcanzar el “grid parity”.

La tecnología fotovoltaica es una tecnología fiable y duradera. Tanto es así que los fabricantes suelen dar unas garantías de producción de los módulos fotovoltaicos durante 20-25 años de aproximadamente el 70-80% de la producción indicada en la ficha del modulo. [Yingli, 2020, Sunpower, 2020]. Aunque hay que destacar que esta garantía está sujeta a múltiples limitaciones y restricciones no siendo una garantía completa del producto.

Todos los módulos fotovoltaicos se van degradando durante su funcionamiento debido a grandes gradientes de temperaturas entre el día y la noche y sobre todo a los bruscos gradientes de temperatura producidos por sombras parciales o nubes. Otros factores de degradación es por la elevada humedad, ambientes corrosivos, exposición a radiación UV de materiales poliméricos como el encapsulante acetato de vinilo-etileno (EVA) y a golpes, daños o tensiones estructurales. Esto produce múltiples efectos en el módulo fotovoltaico como delaminación, decoloración, deterioro o rotura de conexiones, microfisuras y grietas en células, puntos calientes, efecto de degradación por luz inducida (LID),... y como consecuencia va disminuyendo con el tiempo la potencia producida por el módulo para las mismas condiciones de exposición.

La degradación de los módulos fotovoltaicos depende de múltiples factores, como son la tecnología y calidad de la célula solar, de la calidad del resto de los materiales empleados en el módulo fotovoltaico, de las condiciones climáticas y ambiente al que están expuestos, del tiempo de exposición, del cuidado durante el transporte, montaje y operación de los módulos, del tipo de anclaje utilizado, etc.... Esto lleva a la conclusión de que es muy complejo asegurar la degradación de los módulos fotovoltaicos a lo largo de su vida útil.

La degradación de los módulos fotovoltaicos está siendo actualmente muy estudiada por el

interés en asegurar una producción mínima y poder estimar mejor la verdadera vida útil de los módulos fotovoltaicos así como mejorar los materiales utilizados en su fabricación y los métodos de producción. El principal inconveniente para un verdadero estudio y validación de los modelos de degradación es disponer de muestras representativas de los módulos que hayan estado muchos años en funcionamiento y se conozca su trazabilidad.

Este trabajo aprovecha la posibilidad de disponer de 154 módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino, homologados en el año 1987 y fabricados en el año 1991 que han estado en funcionamiento durante más de 22 años en un clima como el de Sevilla.

## 2. Objetivo

---

El objeto de este trabajo es un análisis de la degradación en la producción eléctrica sufrida por una muestra de módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino durante más de 22 años de funcionamiento en un clima como Sevilla.

En concreto, se ha determinado la variación de sus parámetros principales el módulo como son la intensidad de circuito abierto, la tensión de cortocircuito, la potencia máxima, el factor de forma y el rendimiento energético intentando relacionarlos con los defectos encontrados en los módulos mediante inspección visual, ensayos de electroluminiscencia, ensayos de termografía y comparación con módulos similares actualmente en funcionamiento.

No es objeto, el análisis de los efectos en la seguridad de los diferentes mecanismos de degradación sufridos.

El presente documento se estructura de la siguiente forma: en el capítulo 3 se introduce un planteamiento teórico sobre los procesos de degradación, en el capítulo 4 se ha realizado una revisión del estado del arte de estos procesos de degradación en los módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino durante largos periodos de funcionamiento. En el capítulo 5 se describe la muestra utilizada y la historia de la misma, seguido del capítulo 6 en el que se describen los diferentes ensayos que se han utilizado para estudiar dicha muestra. En el capítulo 7 se han recopilado las distintas ecuaciones que se han utilizado para conseguir los parámetros del proyecto. En el capítulo 8 se muestran los resultados obtenidos y en el capítulo 9 el análisis de dichos resultados. Para terminar en el capítulo 10 se encuentra la conclusión del proyecto y en el capítulo 11 se proponen algunas líneas de trabajo futuras.

## 3. Planteamiento teórico

---

En este capítulo se describe el concepto general de degradación, además de los diferentes tipos de fallos que la provocan. Por otro lado, se describe de forma muy general algunos ensayos que se utilizan para conocer el estado de los módulos fotovoltaicos, junto con el proceso de obtención de los parámetros que se van a utilizar a lo largo del proyecto.

### 3.1. Concepto de degradación

En general, la degradación de un módulo fotovoltaico se puede definir como un deterioro gradual de las características del módulo las cuales pueden afectar a su comportamiento dentro de unos ciertos límites de criterios de aceptabilidad y que son causados por las condiciones de funcionamiento. [Lannoy and Procaccia, 2005].

Un módulo degradado puede seguir generando electricidad aunque no como en sus condiciones iniciales. Los fabricantes suelen considerar un módulo degradado cuando su potencia máxima cae por debajo del orden del 80% de su valor inicial.

Además se han encontrado varios estudios [Sharma et al., 2014; Vazquez y Rey-Stolle, 2008] sobre la degradación de los módulos fotovoltaicos que muestran que incluso si los módulos de la misma tecnología, el mismo diseño y la fabricación se exponen en la misma época del año a condiciones exteriores se degradan a diferentes niveles cuando se miden después de un año o varios de años de exposición al aire libre.

La degradación de un módulo fotovoltaico tiene que estar bien definida y en ese sentido se hace necesario distinguir entre diferentes conceptos de degradación según se refiera a un mismo parámetro del módulo dado en el catálogo u obtenido de medidas reales estando nuevos o al cabo de un cierto tiempo. Por ello, nos podemos encontrar lo siguiente:

- P1: Parámetro dado en el catálogo y su tolerancia  $\Delta P1$ .
- P2: Parámetro real medido en condiciones estándar a la salida de fábrica (flash report) y su tolerancia,  $\Delta P2$ .
- P3: Parámetro real medido en las condiciones de medida al cabo de un cierto tiempo y su tolerancia,  $\Delta P3$ .
- P4: Parámetro extrapolado a condiciones estándar a partir de medidas reales al cabo de un cierto tiempo y su tolerancia,  $\Delta P4$ .

- P5: Parámetro real medido en condiciones estándar al cabo de un cierto tiempo (flash report) y su tolerancia,  $\Delta P5$ .

Dependiendo de cómo se utilicen estos datos, la degradación puede tener resultados ligeramente diferentes. Se indican diferentes definiciones posibles de degradación:

$$D_p = 1 - \frac{P5 - \Delta P5}{P1 + \Delta P1}$$

$$D_p = 1 - \frac{P5 - \Delta P5}{P2 + \Delta P2}$$

$$D_p = 1 - \frac{P4 - \Delta P4}{P1 + \Delta P1}$$

$$D_p = 1 - \frac{P4 - \Delta P4}{P2 + \Delta P2}$$

$$D_p = 1 - \frac{P4}{P1}$$

$$D_p = 1 - \frac{P5}{P2}$$

$$D_p = 1 - \frac{P5}{P1}$$

La degradación del parámetro P,  $D_p$ , a efectos de este proyecto se ha definido como:

$$D_p = 1 - \frac{P4}{P1}$$

y se ha aplicado a los siguientes parámetros: potencia máxima, intensidad de cortocircuito, tensión de circuito abierto, rendimiento y factor de forma.

La justificación de utilizar esta definición se debe a lo siguiente:

- En el año 1991 la norma UNE 61215 permitía una tolerancia de  $\pm 10\%$  de la potencia pico en condiciones estándar.
- No se conoce la potencia pico real de los módulos fotovoltaicos a la salida de fábrica en 1991, aunque solía ser inferior a su potencia nominal.
- No se ha podido estimar con exactitud la tolerancia de las medidas eléctricas al no disponer de la incertidumbre de voltímetros y amperímetros calibrados, errores por

ángulo de incidencia, distribución espectral, medida de irradiancia, pero se estima menor del orden del 10%.

### **3.2. Tipos de degradación**

Son múltiples los factores que pueden reducir el funcionamiento de un módulo fotovoltaico respecto a las condiciones iniciales dadas por el fabricante, en este proyecto se han descartado los factores de suciedad, deposición de material vegetal en los marcos de los módulos fotovoltaicos, rotura total del vidrio del módulo fotovoltaico por cualquier motivo. Si se han considerado los siguientes factores:

- Decoloración.
- Delaminación frontal, posterior y lechosa.
- Corrosión en las conexiones.
- Grietas en las células.
- Golpes mecánicos.
- Fallo en la caja de conexiones.
- Puntos calientes.
- Babas de caracol.
- Oxidación de los tornillos a tierra.
- Deterioro de la junta del marco de los módulos.

La reducción del funcionamiento del módulo fotovoltaico se va a determinar con la variación de los siguientes parámetros referidos a condiciones estándar:

- Potencia máxima.
- Intensidad de cortocircuito.
- Tensión de circuito abierto.
- Factor de forma.
- Rendimiento.
- Resistencia en serie.
- Resistencia en paralelo.

En general, el aspecto de los módulos fotovoltaicos al día de hoy es como el indicado en la Figura 1 (corresponde al módulo n° de serie 534).

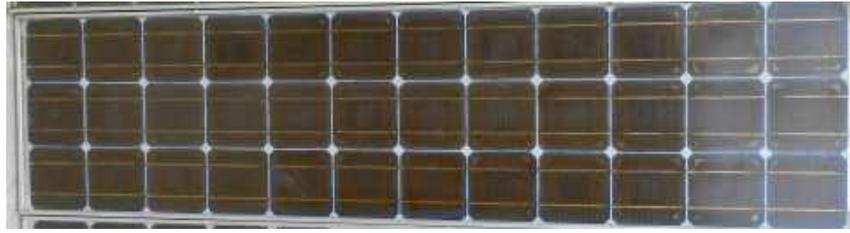


Figura 1: Módulo fotovoltaico nº de serie 534

A modo de resumen se indican los principales procesos de degradación que se producen en los módulos fotovoltaicos que dan lugar a una reducción de su producción eléctrica.

- Decoloración

En los módulos puede aparecer decoloración del encapsulante (principalmente EVA) que inicialmente es transparente y se vuelve un tono amarillamiento o incluso marrón. Esto se debe principalmente a ambientes secos y cálidos (como los desérticos), altas radiación ultravioleta y a la humedad. También puede ocurrir debido a una falta de adhesión entre la célula y el encapsulante. [Quater et al., 2014].

Esta decoloración disminuye la transmisividad del encapsulante y por tanto la irradiancia incidente en la célula dando lugar a una disminución de la intensidad de cortocircuito y de la intensidad máxima.

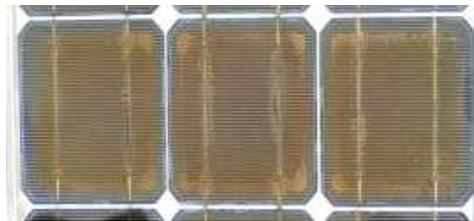


Figura 2: Ejemplo de decoloración de células

- Delaminaciones

El encapsulante más utilizado en un módulo fotovoltaico de silicio cristalino ha sido el acetato de etilen vinilo, conocido como EVA por el inglés Ethylene Vinyl Acetate. Este encapsulante se utiliza para unir la célula solar con el vidrio por la cara frontal y con el tedlar por la parte posterior, absorbiendo las diferentes dilataciones entre ambos materiales. [Park et al., 2011]. Aunque el encapsulante es ensayado para soportar las condiciones a las que estará sometido [Jorgensen et al., 2003] no siempre soporta adecuadamente las mismas por motivos de costes o de fallos en el proceso productivo. Estos fallos son desprendimientos o desuniones de las capas de la célula con el EVA o del EVA con el vidrio o de la célula con el tedlar de forma muy puntual y reducida, formando lo que se denomina patrones lechosos, o en forma de burbujas que no alcanzan el perímetro del módulo o en forma de desuniones que alcanzan el perímetro del módulo.

Si ocurre delaminación formando burbujas en un área central abierta de la parte posterior del módulo, no presentará un problema de seguridad inmediato. Es probable que esa área opere un poco más caliente ya que el calor no sale por la parte posterior, pero mientras la burbuja no se altere, rompa o expanda más, los problemas de rendimiento y seguridad son mínimos, aunque podría penetrar vapor de agua aumentando los procesos de corrosión en el interior del módulo



Figura 3: Ejemplo de burbuja

En cualquier caso, las delaminaciones en la cara frontal del módulo aumentan la reflectividad del mismo, disminuyendo en consecuencia la irradiancia incidente y produciendo una reducción de la intensidad de cortocircuito y de la intensidad de máxima potencia del módulo.

#### - Corrosión

Las conexiones entre células y entre hileras de células, e incluso las conexiones terminales con la caja de conexiones, pueden sufrir procesos de corrosión debido a múltiples causas como son puntos calientes, incompatibilidad de materiales, delaminaciones, desuniones de la caja de conexión, etc.. Esta corrosión aumenta la resistencia al paso de la corriente e incluso puede aumentar la decoloración del encapsulante y la delaminación de la célula con el encapsulante.

Las pérdidas significativas en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos se deben a la corrosión de la célula, es decir, a la degradación del revestimiento antirreflectante de SiNx, o a la corrosión de los materiales metálicos, como las grietas en las uniones de soldadura y la formación de dedos de Ag .

Tradicionalmente, las células solares individuales de un módulo fotovoltaico de silicio cristalino se conectan en serie mediante cables de cobre (Cu) aplanados, que se sumergen en material de soldadura fundido. El cable de Cu se suelda al electrodo de plata (Ag) en la cara de la célula. La soldadura 62Sn36Pb2Ag se utiliza ampliamente debido a su buena soldabilidad con Ag, su baja temperatura de fusión y sus satisfactorias propiedades mecánicas. Sin embargo, tanto el estaño (Sn) como el plomo (Pb) se disuelven en presencia de agua atmosférica debido a la corrosión galvánica.

Para comprender los efectos de la corrosión galvánica en la degradación de los módulos fotovoltaicos, debemos comprender el mecanismo de la corrosión galvánica. Por lo tanto, en este estudio, se inspeccionó la corrosión de las interconexiones de soldadura de 62Sn36Pb2Ag en un módulo fotovoltaico de 25 años de edad. Basándose en el mecanismo observado de corrosión galvánica, se desarrolló un método de mitigación. Se evaluó el efecto de este método de mitigación en la fiabilidad a largo plazo de los módulos fotovoltaicos en climas

húmedos. [Ju-Hee Kim et al., 2014].

- Grietas en las células

En las células puede aparecer desde microfisuras hasta grietas claramente visibles. Estas microfisuras y grietas pueden ser en una sola dirección o en varias direcciones formando cruces, y en función de su longitud y posición pueden aislar o no una parte de la célula del resto, haciendo totalmente inoperativa toda o parte de la célula. En el menor de los casos aumenta la resistencia al paso de la corriente.

Estas microfisuras o grietas se producen por:

- Defectos en el proceso productivo de las células y el módulo.
- Tensiones mecánicas o golpes en las células durante el traslado y montaje de los módulos .
- Tensiones mecánicas durante la operación de las células cuando no están fijados los módulos correctamente.
- Encontrarse sobre estructuras soportes en movimiento debido a sistemas de seguimiento de la posición del sol.

Las grietas suelen ir aumentando con el paso del tiempo debido fundamentalmente a los procesos de dilatación por los gradientes de temperatura que se producen en los módulos fotovoltaicos en función del clima. En algunos casos pueden producirse en las células diferencias de temperaturas de más de 70°C en un día. [Köntges et al., 2011].



Figura 4: Ejemplo de agrietamiento de una célula sin cruzar el bus de conexiones

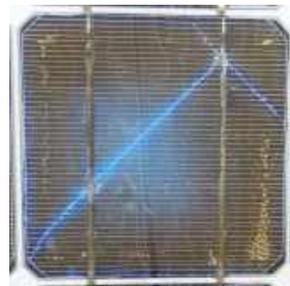


Figura 5: Ejemplo de agrietamiento de una célula cruzando el bus de conexiones y llegando a los extremos.

- Golpes mecánicos

Los módulos pueden sufrir roturas principalmente del vidrio templado de la cara frontal del mismo. Esto es debido principalmente a golpes durante el montaje o traslado. También pueden aparecer roturas debido a tensiones mecánicas producidas por la fijación de los módulos a sus estructuras soportes acompañadas de las dilataciones debido a los importantes gradientes de temperatura que se producen en el módulo. Estas roturas suelen aparecer en el primer o segundo año de funcionamiento.

Ocasionalmente esta rotura podría ser debida a una intensa tormenta de granizo, a pesar de estar los módulos ensayados para su homologación mediante un test para resistir impactos de bolas de hielo de 25mm de diámetro a una velocidad de 23m/s perpendicular a los mismos. [UNE-IEC 61215-1:2016].

En menor medidas suelen sufrir roturas en la caja de conexiones. En este caso sería debido a golpes externos o tensiones mecánicas debido a tensar en exceso el cableado de interconexión de los módulos.

- Fallo en la caja de conexiones

La caja de conexiones situada en la parte posterior del módulo protege la conexión de las células de los módulos a los terminales externos y aloja los diodos de derivación para proteger las hileras de células.

Los fallos más observados en el campo son:

- a) Mala fijación de la caja de conexiones a la parte posterior del módulo.
- b) Entrada de humedad que causa la corrosión de las conexiones y las interconexiones de la cadena en la caja de conexiones.
- c) Mal cableado que causa un arco interno en la caja de conexiones debido principalmente a un aflojamiento de las conexiones de los cables. Este fallo es particularmente peligroso porque el arco puede iniciar un incendio.



Figura 6: Ejemplo pasatubo en mal estado



Figura 7: Ejemplo de caja de conexiones con diodo sin pasatubos

- Puntos calientes

Un punto caliente es una zona puntual dentro del módulo que presenta una temperatura muy superior a la de su entorno. Puede ser detectado en dos zonas del módulo, en una célula o en los bus de conexiones de las células o hileras de células dentro del módulo. El motivo de esta diferencia de temperatura en las células suele deberse a una mala clasificación de las células de un mismo módulo durante su fabricación, a sombras parciales o suciedades puntuales en el módulo o como consecuencia de microfisuras o grietas en el mismo.



Figura 8: Ejemplo de punto caliente

Por el contrario, el origen de esta diferencia de temperatura en las bus de conexiones suele ser debido a una soldadura defectuosa del bus de conexiones. Visualmente se pueden detectar soldaduras defectuosos por inspección visual o por defectos visuales indirectos que pueden inducir defectos de soldadura como son bus de conexiones desalineados o separación entre células inadecuada.

Los puntos calientes puede llegar a alcanzar temperaturas que produzcan la quemadura de las células o conexiones y su inoperatividad e incluso incendio en el módulo e instalación. En cualquier caso, estos gradientes de temperaturas incrementan la resistencia serie de las células, producen deformaciones y deterioran la unión p-n de las células. [S. Wendlandt et al., 2010].

- Babas de caracol

Las babas de caracol son un defecto visible causado por la decoloración de la pasta de plata de la metalización de la parte frontal de las células solares de silicio. Una pista de caracol es una decoloración gris/negra de la pasta plateada de la metalización frontal de las células solares serigrafiadas. En un módulo fotovoltaico, el efecto parece a una pista de caracol en el vidrio frontal del módulo y se puede producir en el borde de la célula solar o a lo largo de las grietas estrechas de la célula, normalmente invisibles.



Figura 9: Ejemplo babas de caracol

La decoloración suele ocurrir entre 3 meses y 1 año después de la instalación de los módulos fotovoltaicos. La velocidad de decoloración inicial depende de la temporada y las condiciones ambientales. Durante el verano y en climas cálidos, las huellas de caracol parecen formarse más rápidamente. Se ha estudiado que la propia decoloración no influye en el rendimiento del módulo fotovoltaico, pero las grietas de la celda, visualizadas por las huellas de los caracoles, pueden reducir la potencia del módulo fotovoltaico.

El origen de la decoloración de la pasta de plata no está claro. Sin embargo, en la región de la decoloración de la huella del caracol, a lo largo del dedo plateado, se muestran partículas de plata de tamaño nanométrico en el EVA. Estas partículas de plata provocan la decoloración. Las partículas de plata son compuestos de azufre, fósforo o carbono, según el módulo analizado. [S. Richter et al., 2012, YI-Hung et al., 2012, S. Richter et al., 2013]. Por lo tanto, puede haber diferentes causas para las babas de caracol. Además, el dedo plateado descolorido es más poroso que los dedos plateados normales. [S. Richter et al., 2013]. Esto puede reducir la conductividad del dedo plateado, especialmente a lo largo de la línea de fisuras de las células.

#### - Efecto LID

El efecto LID (Light Induced Degradation o Degradación Inducida por la Luz) consiste en una degradación de los módulos fotovoltaicos debido a reacciones químicas en la célula de silicio por la presencia de impurezas que se encuentran en los materiales utilizados en el módulo y su método de procesamiento durante la fabricación. Principalmente por la reacción del boro frente a otros elementos químicos presentes en la célula, como pueden ser el oxígeno, el hierro o el cobre. Para evitar este efecto se debe tener especial cuidado en el proceso de fabricación del módulo para evitar impurezas y en la posibilidad de sustituir el boro por otro componente como pudiera ser el galio, pero esto implica normalmente mayores costes. La degradación no suele ser lineal, en el primer año la degradación suele ser mucho mayor disminuyendo con el tiempo. [Ishii and Masuda, 2017; Osterwald et al., 2005; Pingel et al., 2010].

Otras formas de degradación como sombreados parciales o suciedad localizada no se consideran en esta clasificación porque aunque algunos autores la incluyen, en realidad la disminución de la potencia se produce por una falta de mantenimiento o una ubicación no óptima del módulo fotovoltaico.

### **3.3. Técnicas para detección de degradación**

Dentro de las técnicas para la detección de formas de degradación de módulos fotovoltaicos se encuentran los ensayos de electroluminiscencia y termografías.

En primer lugar, la prueba de electroluminiscencia (EL), es una técnica de medición no destructiva que consta del mismo funcionamiento que un diodo emisor de luz. Esta prueba se realiza a los paneles solares, introduciendo un flujo eléctrico a través de las células solares. La EL es una técnica que sirve para caracterizar las células solares y el módulo fotovoltaico, es útil ya que es rápida, no destructiva, sensible a los efectos de los parámetros de resistencia y recombinación, de derivación y serie. La EL emitida por una célula solar, puede ser detectada por una cámara de CCD en condiciones de oscuridad. [Salazar-Peralta et al., 2018]. La importancia de realizar esta prueba es poder identificar defectos que no son visibles al ojo humano, y que pueden estar presentes en las células y sus conexiones.

Por otro lado, la termografía es una técnica de inspección no intrusiva, capaz de entregar una visión instantánea del estado actual de los equipos y de los procesos implicados, cuyo objeto de estudio es el espectro de radiación infrarroja a través de la obtención de imágenes térmicas o termogramas superficiales de los cuerpos u objetos a analizar. Básicamente, corresponde a una técnica que posibilita la medición de temperaturas aludidas a un cuerpo, sin necesidad de contacto físico, empleando para ello una cámara termográfica.

## 4. Revisión bibliográfica

---

Son numerosas las publicaciones científicas referidas al comportamiento de los módulos fotovoltaicos a lo largo de su vida útil, tanto en lo referido a su degradación como a los fallos, sin embargo son muy pocos los referidos a periodos superiores a 15 años de operación. Se presenta un análisis de la revisión de los últimos 10 años en las principales revistas de energía solar.

En general, los estudios de degradación de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino llevados a cabo en los últimos 40 años muestran una degradación media de 0,7%/año. [Jordan et al., 2012], pero este valor se ha basado en instalaciones fotovoltaicas instaladas en los últimos 5 años. Por ello, es necesario incluir en estos análisis la degradación de módulos en instalaciones de mayor antigüedad.

[Pramod et al., 2016] analizó el comportamiento de 90 módulos fotovoltaicos de 40 Wp de silicio monocristalino, en funcionamiento durante 25-30 años, situados en la cubierta del Instituto Nacional de Energía Solar en Gurgaon, India, realizado mediante una inspección visual, curva i-v, termografía y medida de la resistencia interna del módulo. Las conclusiones fundamentales de este estudio son: la degradación anual media de la potencia máxima fue del 1,9%/año, siendo este mayor del 1,4%/año que el estimado por [S.S. Chandel et al., 2015]. La máxima degradación encontrada fue del 4,1%/año y la mínima del 0,3%/año. La degradación media de la intensidad de cortocircuito y de la tensión de circuito abierto es del 1,8%/año y del 1,4%/año respectivamente. Los defectos más frecuentes observados has sido corrosión en las líneas de conexionado de las células y en las líneas de interconexionado de las hileras de células siendo estos los responsables de pérdidas de potencia muy poco significativas respecto de otros defectos.

[Huili Han et al., 2018], analizó el comportamiento de módulos fotovoltaicos de silicio durante 30 años de operación en dos emplazamientos distintos en China. Observó que la decoloración por amarillamiento del EVA era el defecto que se producía en todos los módulos sometido a un clima tropical debido a la exposición a radiación UV y a elevadas temperaturas. Pasados 28 años, la degradación de la potencia era sólo del 6,53%. La degradación de la tensión de circuito abierto prácticamente no se observó, con sólo de un 1,54%. Sin embargo, la tensión del punto de máxima potencia se incrementó en un 9,6% y el factor de forma en un 8,2%. La posible justificación a este aumento se argumenta en los posibles errores en las medidas iniciales y en la no uniformidad y acoplamiento de la fotocorriente degradada entre

células dentro del módulo fotovoltaico, creando un incremento artificial.

[José Eduardo Ferreira da Fonseca et al., 2019], analizaron el envejecimiento de 48 módulos fotovoltaicos en funcionamiento durante 15 años en la ciudad de Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brasil. Los resultados obtenidos a partir de la caracterización eléctrica de las curvas i-v, antes y después del período de 15 años para cada uno de los 48 módulos, indican una pérdida del 9,50% en la potencia media de la instalación, correspondiente a una media anual del 0,7%. Esta pérdida de potencia se debió principalmente a la reducción de  $I_{sc}$  en un 9,12%. Además, la baja variación del factor de llenado (0,77%) sugiere que no hubo cambios significativos en la resistencia en serie.

Por otro lado, en el contexto de la amplia gama de escenarios de daños que afectan a los módulos fotovoltaicos, [Berardone et al., 2018] señalan que todavía hay pocos estudios que empleen imágenes EL e infrarrojas (IR). La aplicación de estas dos técnicas tiene ventajas e inconvenientes y no se ha hecho un uso combinado extensivo. La EL puede indicar defectos intrínsecos como límites de grano, dislocaciones, derivaciones o fallos en el proceso, así como defectos extrínsecos como grietas y contactos interrumpidos [Bedrich et al., 2018; Harvey et al., 2016], imágenes por electroluminiscencia (EL). Esta técnica puede revelar cómo se produce la degradación de los contactos metálicos tanto en las pruebas aceleradas como en las condiciones de funcionamiento en el campo en entornos húmedos, una condición que puede inducir la corrosión de los componentes del módulo.

Asimismo, existen estudios sobre la degradación de los módulos fotovoltaicos muy enfocados a características muy específicas, como climas áridos o semiáridos, donde existen altas temperaturas, radiación y polvo y baja humedad. [Maxime Mussard et al., 2018]. Este estudio trata la tecnología solar fotovoltaica en condiciones áridas, al tener un enorme potencial debido a la gran radiación solar. Sin embargo, los parámetros ambientales como las temperaturas altas, la alta irradiación y el polvo, comunes en las zonas áridas, pueden afectar drásticamente el rendimiento de los módulos solares. En los climas áridos y semiáridos, las altas temperaturas tienden a disminuir la relación de rendimiento; sin embargo, las diferentes tecnologías fotovoltaicas parecen responder de manera ligeramente diferente a la exposición a altas temperaturas. Además, las precipitaciones tienen potencialmente un impacto positivo, probablemente debido al efecto de limpieza, sin embargo la humedad de la atmósfera es perjudicial debido a la absorción de los rayos por las moléculas de vapor de agua. En definitiva, un clima con lluvias breves e intensas seguidas de largos y estables períodos de sequía puede estar cerca de la situación óptima.

En resumen de lo anterior, al existir diferentes tecnologías y estar situados en emplazamientos con características muy diferentes que influyen en la degradación, como por ejemplo temperatura del ambiente, integración arquitectónica, horas de radiación y humedad [Jordan et al., 2012; Schweiger et al., 2017], la comparación de las conclusiones entre los diferentes estudios debe realizarse con mucha precaución. En cambio, algunos tipos concretos de

defectos pueden estar relacionados con condiciones climáticas específicas. [Jordan et al., 2017; Larocca, 2013].

# 5. Descripción de la muestra

En este capítulo se trata de describir la muestra utilizada en este estudio. En primer lugar se describen las características principales de los módulos fotovoltaicos, como son la potencia máxima, la intensidad de cortocircuito o la tensión en circuito abierto, junto con algunas gráficas aportadas por el fabricante. En segundo lugar se muestra la historia y la ubicación en la que han sido instalados los módulos fotovoltaicos durante el periodo de tiempo que han estado en funcionamiento.

## 5.1. Características de las módulos fotovoltaicos

Un módulo fotovoltaico comercial está formado por varias capas laminadas, tal y como muestra la Figura 10. Estas capas se unen mediante laminación durante el proceso de fabricación, intentando eliminar cualquier resto de aire y humedad que pueda quedar entre ellas y sellando el perímetro del módulo fotovoltaico.

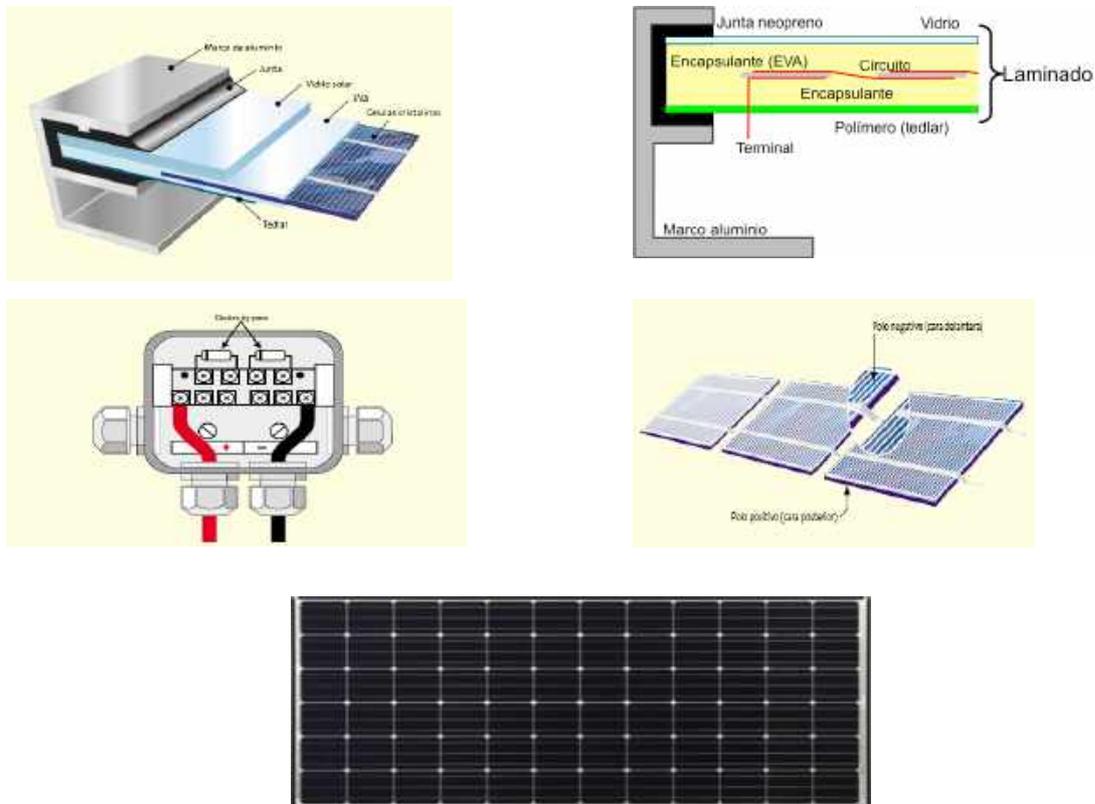


Figura 10: Esquema de un módulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico objeto del proyecto es un módulo de silicio monocristalino de 53Wp de la marca ISOFOTÓN, modelo M-55 L, compuesto por 36 células conectadas todas en serie, encapsuladas por vidrio y EVA en la parte frontal y EVA y TEDLAR en la parte posterior. El módulo tiene un marco de aluminio y dos cajas de conexiones, una para el polo positivo y otra para el polo negativo, con un diodo bypass en cada caja afectando cada uno de ellos a 18 células en serie.



Figura 11: Ejemplo de placa identificativa de un módulo fotovoltaico

En la Tabla 1, se muestran las características del módulo fotovoltaico en condiciones estándar ( $1000\text{W}/\text{m}^2$ , AM 1.5, Temperatura del módulo  $25\text{ }^\circ\text{C}$  de acuerdo al fabricante).

Tabla 1: Características del módulo fotovoltaico en condiciones estándar

Propiedad	Módulo Fotovoltaico M55 L
Potencia Máxima ( $P_{m\acute{a}x}$ )	53 W
Corriente de Corto-Circuito ( $I_{sc}$ )	3,27 A
Tensión de Circuito Abierto ( $V_{OC}$ )	21,8 V
Corriente de Máxima Potencia ( $I_{pmp}$ )	3,05 A
Tensión de Máxima Potencia ( $V_{pmp}$ )	17,4 V

Otras propiedades térmicas y físicas del módulo son las reflejadas en la Tabla 2.

Tabla 2: Características del módulo fotovoltaico

NOCT ( $800\text{W}/\text{m}^2$ , AM 1.5, Temperatura ambiente $20\text{ }^\circ\text{C}$ )	$47\text{ }^\circ\text{C}$
Dimensiones célula (largo·ancho (cm))/área ( $\text{m}^2$ )	$10\text{cm}\cdot 10\text{cm}/0,01\text{ m}^2$
Dimensiones módulo(largo·ancho (cm))/área ( $\text{m}^2$ )	$133\cdot 34\text{cm}/0,45\text{m}^2$

Aunque el fabricante indique que el módulo fotovoltaico tiene una potencia máxima de 53Wp, hay que tener en cuenta que existe un margen de incertidumbre de  $\pm 10\%$  en su valor, como representa la Figura 12.

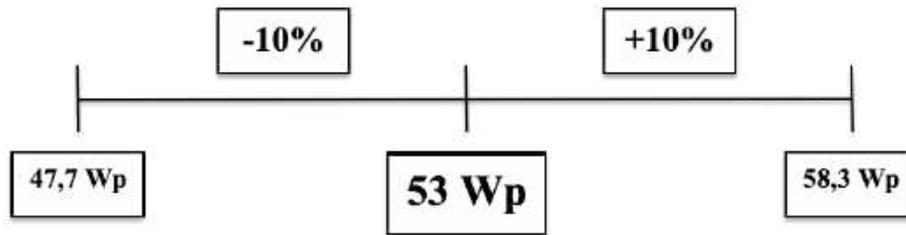
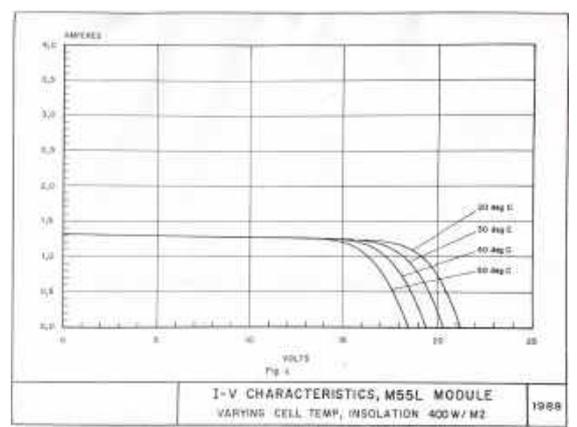
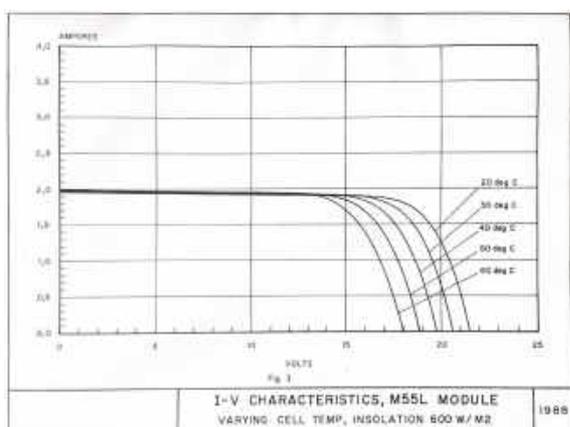
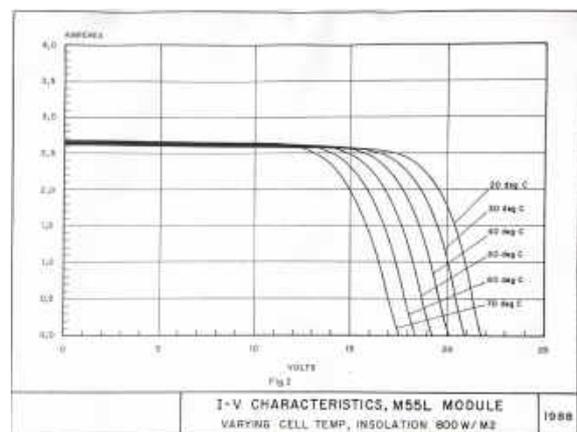
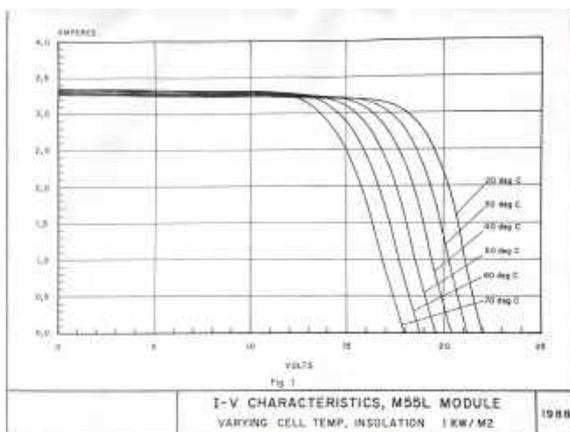


Figura 12: Tolerancia de la potencia pico del módulo fotovoltaico M55L

Se dispone de la curva característica intensidad-tensión aportada por el fabricante de forma gráfica según las figuras 1 a la 6 para diferentes niveles de irradiancia ( 1000 W/m<sup>2</sup>; 800 W/m<sup>2</sup>, 600 W/m<sup>2</sup>, 400 W/m<sup>2</sup>, 200 W/m<sup>2</sup> y 100 W/m<sup>2</sup> y diferentes temperaturas del módulo (20°C, 30°C, 40°C, 50°C, 60°C y 70°C).



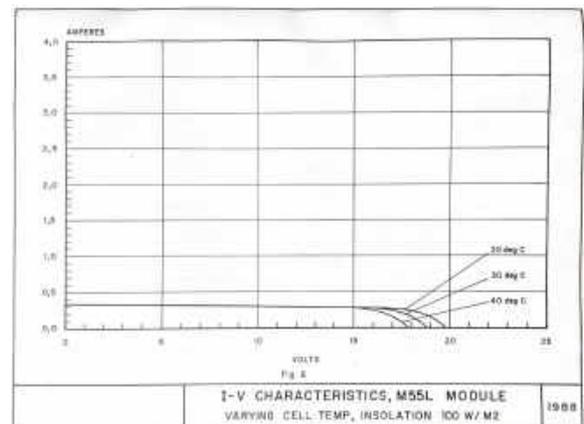
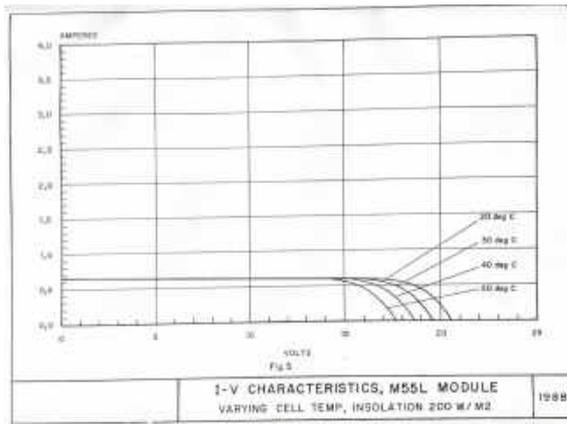


Figura 13: Curvas I-V características aportadas por el fabricante de Isofotón M-55 L

Además se dispone de la curva i-v obtenida por [Mauro, 2013] evaluada de forma experimental y comparada con la aportada por el fabricante.

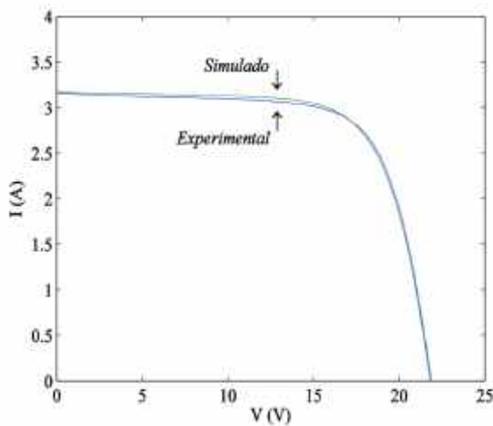


Figura 14: Curvas I-V experimental y simulada de Isofotón M-55 L

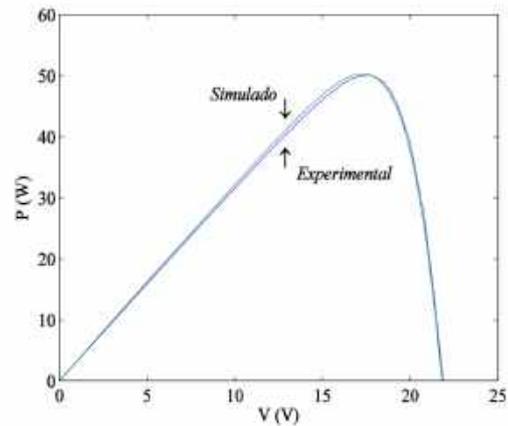


Figura 15: Curvas P-V experimental y simulada de Isofotón M-55 L

De acuerdo a estos datos, para las condiciones estándar, el factor de forma en condiciones estándar definido como el cociente entre la potencia pico y el producto de la intensidad de cortocircuito por la tensión de circuito abierto es de 0,743 y el rendimiento energético, definido como el cociente entre la potencia pico y el producto del área total del módulo por 1000, resulta 12,64%.

El módulo fotovoltaico fue homologado en el año 1987, según Resolución de 8 junio de 1987 publicada en el BOE nº 198 el día 19 de agosto.



Figura 16: Copia de la resolución de homologación del módulo fotovoltaico de Isofotón M-55 L

En total se han analizado 154 módulos fotovoltaicos de las características descritas fabricados todos ellos en el año 1991, acogiéndose a la homologación del año 1987.

## 5.2. Historia y ubicación de los módulos fotovoltaicos

La muestra de módulos fotovoltaicos objeto de este proyecto fueron adquiridos al fabricante en el año 1991 por la empresa Pabellón de España, S.A. y han formado parte de dos instalaciones distintas en dos ubicaciones diferentes pero ambas dentro de la ciudad de Sevilla.

Los módulos fueron inicialmente montados en agosto del año 1991 en la cubierta del Pabellón de España para formar parte de una instalación de conexión a red para la iluminación de las oficinas del Pabellón de España para la Exposición Universal de 1992 cuya ubicación es 37°24'26.9"N 6°00'08.8"W.

El campo fotovoltaico del Pabellón de España disponía de una potencia pico total de 27666Wp, formado por 522 módulos fotovoltaicos, configurados en 18 hileras en paralelo de 29 módulos fotovoltaicos conectados en serie, sobre superficie horizontal en la cubierta de las oficinas del Pabellón. Además disponía de 29 baterías de gel con una  $C_{10}=155Ah$ , 12V, regulador de

tensión y un inversor monofásico de 25kW cuyo rango de tensión de entrada 300/405V y tensión de salida 220V.

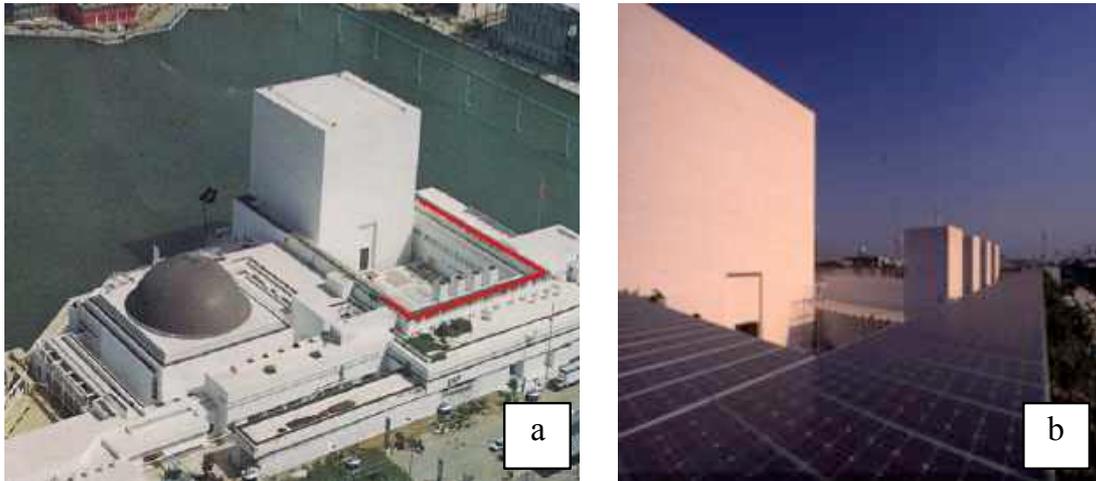


Figura 17: Instalación fotovoltaica situada en la cubierta del Pabellón de España. a-Vista general y ubicación dentro del pabellón, marcado en rojo la ubicación de los módulos. b-Vista del campo fotovoltaico.

La instalación estuvo funcionando hasta aproximadamente julio del año 2001 en los que se desmontó. Desde julio de 2001 hasta julio de 2007 estuvieron almacenados en una nave en un lugar cerrado sin estar conectados. Desde Julio hasta Noviembre de 2007 se instalaron en una vivienda particular situada en la calle Manchester en Sevilla, con coordenadas  $37^{\circ}20'54.7''N$   $5^{\circ}59'05.9''W$  en una instalación de conexión a red hasta marzo de 2020.

La inclinación de los módulos fue de  $14^{\circ}$  sobre la horizontal y orientaciones con azimut  $-95^{\circ}$  (Este),  $-5^{\circ}$  (Sur) y  $+85^{\circ}$  (Oeste) en tres campos solares independientes. El campo Este de  $1,378\text{kWp}$ , con un total de 26 módulos, distribuidos en dos hileras en paralelo de 13 módulos en serie cada una. El campo Sur de  $3,392\text{kWp}$ , con un total de 64 módulos, distribuidos en cuatro hileras en paralelo de 16 módulos en serie cada una. El campo Oeste de  $2,703\text{kWp}$ , con un total de 51 módulos, distribuidos en tres hileras hileras en paralelo de 17 módulos en serie cada una. Cada campo está conectado a un inversor de la marca Fronius, modelo IG-30, monofásico, con rango de tensiones de entrada entre 450 y 150V, tensión de salida 230V.

Los módulos estuvieron montados sobre una cubierta de tela asfáltica sobre perfiles galvanizados de 4 cm de altura, según se muestra en la Figura 18.

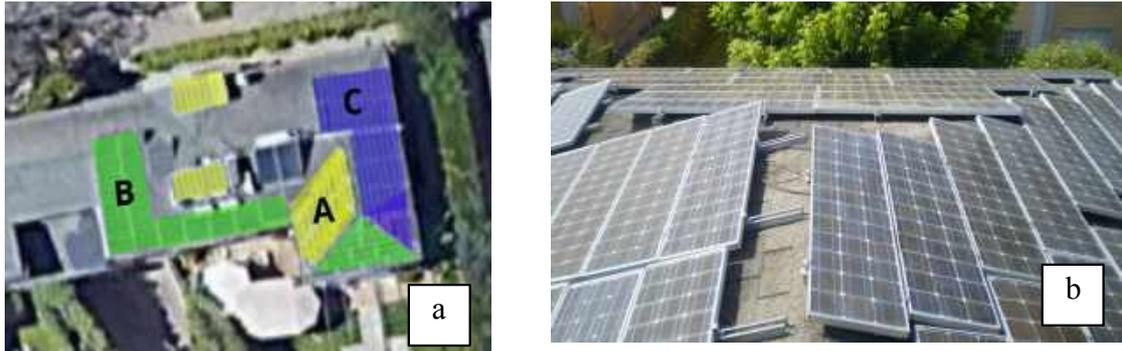


Figura 18: a-Vista aérea, marcado los tres campos fotovoltaicos en diferentes colores, b-colocación de los módulos sobre la cubierta, con vista parcial de los tres campos fotovoltaicos, izda el campo Este, fondo el campo Sur y dcha. campo Oeste.

La distancia en línea recta entre ambos emplazamientos es del orden de 8km.

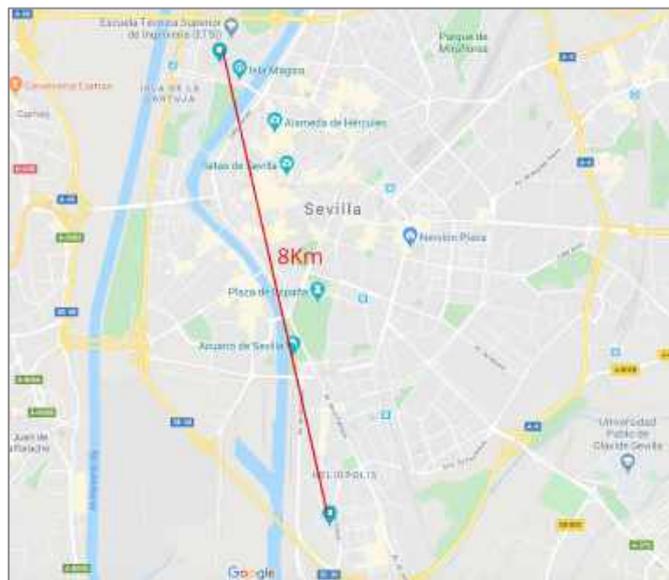


Figura 19: Distancia entre las dos ubicaciones

En resumen, los módulos han estado funcionando 10 años en el Pabellón de España, 6 años guardados y 12 años y 4 meses en la vivienda. Han estado 22 años y 4 meses funcionando y con una vida de 28 años y 4 meses en un clima de Sevilla.

Sevilla se encuentra a una altitud de 7 metros sobre el nivel del mar y posee un clima Csa, según la clasificación de Köppen- Geiger [M. C. Peel et al., 2007]. “C” significa climas de latitudes medias, “s” verano seco y “a” subtropical. Esto quiere decir que cuenta con un clima mediterráneo y subtropical que se caracteriza por veranos secos, calurosos y con temperaturas medias por encima de los 22 °C; e inviernos húmedos y lluviosos, con temperaturas suaves.



# 6. Descripción de los ensayos

---

Se han planteado los siguientes ensayos, agrupados en 3 grupos.

En el grupo 1 se han incluido 3 tipos de ensayos encaminados a conocer el estado físico de los módulos fotovoltaicos. Estos ensayos han sido de Inspección Visual, ensayo de electroluminiscencia y ensayo de termografía.

El grupo 2 está encaminado a realizar un ensayo para determinar su comportamiento eléctrico. Este ensayo ha sido de obtención de las curvas características intensidad-tensión y potencia eléctrica-tensión para cada módulo fotovoltaico, extrapolando posteriormente su comportamiento a condiciones estándar.

El objeto es poder relacionar el comportamiento eléctrico de los módulos fotovoltaicos reflejado por el ensayo del grupo segundo con las deficiencias observadas en los tres ensayos del grupo primero.

Finalmente, dentro del tercer grupo se ha analizado el comportamiento de dos campos fotovoltaicos formados por módulos de la misma marca, modelo y antigüedad que los analizados individualmente, para conocer el efecto de la degradación en el acoplamiento entre ellos.

## 6.1. Grupo 1

### 6.1.1. Inspección visual

Se ha realizado la inspección visual a una muestra formada por 77 módulos fotovoltaicos.

La inspección visual se ha realizado siguiendo las prescripciones de la norma [UNE-IEC 61215-1:2016] y el informe de la tarea 13 de la IEA [IEA-PVPS T13-09:2017], que agrupa las incidencias de la inspección visual en los siguientes tipos de defectos.

- Superficies externas rotas, dobladas, desalineadas o rasgadas.
- Células rotas.

- Células agrietadas.
- Interconexiones o uniones defectuosas.
- Células desalienadas haciendo contacto con otras o con el marco.
- Defectos de adhesión.
- Burbujas o exfoliaciones formando un camino continuo desde una célula y el borde del módulo.
- Superficies pegajosas en los mismos plásticos.
- Terminales defectuosos, partes eléctricas activas expuestas.
- Cualquier otra condición que pueda afectar al comportamiento del módulo.

En este caso se ha realizado la siguiente agrupación de deficiencias:

Deficiencias que no afectan a la degradación de las prestaciones eléctricas del módulo:

- Marco
  - Oxidación tornillos a tierra
  - Juntas resquebrajadas
- Caja de conexiones
  - Mala fijación caja
  - Caja rota
  - Mal estado tapadera
  - Mal estado diodos
  - Mal estado pasatubos

Deficiencias que afectan a la degradación de las prestaciones eléctricas del módulo:

- Parte posterior del módulo
  - Delaminación tedlar
  - Burbujas
  - Puntos calientes
  - Golpes mecánicos
- Parte delantera del módulo
  - Quemaduras
  - Delaminación exterior
  - Delaminación interior
  - Decoloración
  - Delaminación lechosa
  - Célula agrietada
  - Corrosión conexiones

- Babas de caracol

### 6.1.2. Ensayo de Electroluminiscencia

Se ha realizado el ensayo de electroluminiscencia a una muestra formada por 58 módulos fotovoltaicos.

Para la realización del ensayo se utilizó una cámara CCD, cámara especial que consigue captar el espectro infrarrojo, de la marca HAMAMATSU C11440 y una fuente de alimentación de corriente continua para la polarización inversa de los módulos fotovoltaicos, modelo XFR60-20MGA (Figura 22).

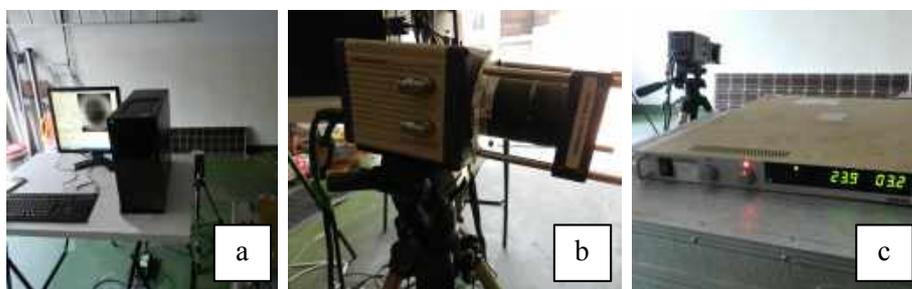


Figura 22: Material utilizado en el ensayo de electroluminiscencia. a- Detalle del software b- Cámara c- Fuente de alimentación, así como de la posición relativa de la cámara, fuente de alimentación y módulo fotovoltaico.

El proceso de ensayo se realizó considerando:

- Una habitación totalmente a oscuras. En este caso se realizaron los ensayos en el sótano de una vivienda, completamente oscurecido del exterior durante el ensayo.
- Ajuste de la cámara CCP y de los parámetros de la fuente de alimentación para obtener la mejor imagen desde el programa LOCK-IN-vi. Se utilizó un límite de tensión de 300V, una corriente de polarización de 3,2A, un tiempo de procesado de 20 segundos y una escala de 7.
- La posición de los diferentes módulos fotovoltaicos respecto a la cámara fue idéntica. Se colocaron de manera horizontal, siempre en el mismo sitio y posición, frente a la cámara.

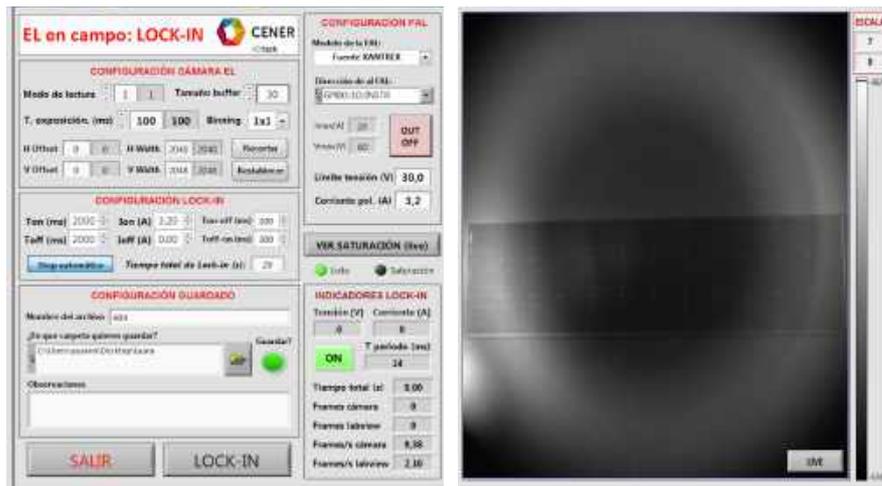


Figura 23: Captura de pantalla del programa LOCK-IN utilizado

Con la imagen obtenida se podrá analizar el estado del módulo, teniendo en cuenta que las zonas que no emitan luz serán partes no activas y por tanto no funcionarán óptimamente a la hora de generar electricidad.

### 6.1.3. Ensayo de Termografía.

Se han realizado termografías a módulos que se encontraban conectados en la cubierta de la vivienda dentro de los campo fotovoltaicos 1 y 2, y a 25 módulos individuales a cortocircuito.

Los defectos se pueden ver de forma clara en una termografía nítida y, a diferencia de la mayoría de los demás métodos, las cámaras termográficas se pueden utilizar para escanear módulos solares durante su funcionamiento normal. Las células solares defectuosas producen un sobrecalentamiento debido a una mayor resistencia al paso de la corriente lo que hace que sean fáciles de detectar con la tecnología termográfica.

La inspección se ha llevado a cabo con la cámara FLIR E6 (Figura 24), en los se han utilizado los siguientes parámetros de medición: la emisividad se ha mantenido fijada a  $\epsilon=0,98$ , temperatura reflejada de  $25^{\circ}\text{C}$  y una distancia variable dependiendo de la imagen que queremos tomar.



Figura 24: Material utilizado en el ensayo de termografía. a-Vista lateral cámara termográfica, b-Vista frontal cámara termográfica, c- Pantalla de la cámara termográfica

## 6.2. Grupo 2

### 6.2.1. Ensayos de curvas características

Se ha realizado la medida de la curva intensidad-tensión (curva i-v) y la curva potencia eléctrica-tensión (p-v) a toda la muestra formada por 58 módulos fotovoltaicos.

La medida de la curva i-v se ha realizado con una resistencia variable para la generación de al menos 10 puntos de medida en cada módulo, según figura seleccionando la resistencia sobre todo para la generación de tensiones de funcionamiento del módulo fotovoltaico en la zona próxima al punto de máxima potencia, con medida de la temperatura del módulo fotovoltaico.

Se seleccionó un día muy despejado en las horas centrales del día para que los módulos estuvieran en unas condiciones lo más parecidas a condiciones estándar. Todos los ensayos se realizaron a una irradiancia sobre los módulos superior a  $820 \text{ W/m}^2$ .

Para ello, los módulos se mantuvieron dentro de un sótano a una temperatura entre  $24\text{-}26^\circ\text{C}$  con el objeto de evitar su calentamiento si estuviera en otro ambiente o expuesto a la radiación. Se preparó un banco de ensayos para realizar la medida de forma muy rápida midiendo al menos 10 puntos en cada módulo, sobre todo la intensidad de cortocircuito, la tensión de circuito abierto y un mayor número de puntos entre  $13 \text{ V}$  y  $17,5 \text{ V}$  que es el rango de máxima potencia del módulo. El tiempo de exposición del módulo estuvo entre 1 y 2 minutos.

A continuación se muestra un esquema de las conexiones del ensayo utilizado para obtener los datos en las curvas i-v, donde V es el voltímetro, A el amperímetro y Rv la resistencia variable.

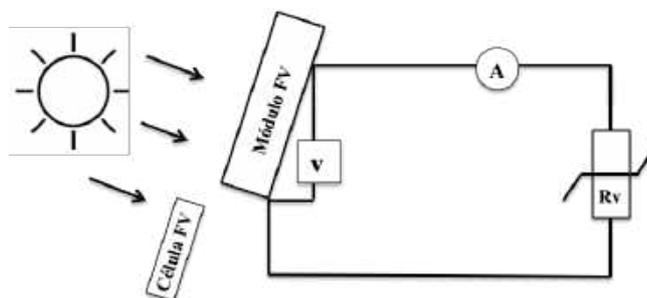


Figura 25: Esquema de las conexiones

El equipo utilizado constaba de dos polímetros de la marca Fluke para la medida de la tensión e intensidad de forma simultánea en cada punto, según figura 26, y una resistencia variable entre  $0$  y  $160\Omega$ . La irradiancia incidente se ha medido con una célula calibrada colocada en la

misma posición que los módulos fotovoltaicos (horizontal). Además se han utilizado los datos de irradiancia global sobre superficie horizontal medida por un piranómetro situado en la terraza del L-1 de la Escuela de Ingenieros que es el que realmente se ha utilizado en los cálculos. La célula ha sido utilizada como referencia para detectar posible presencia de nubes entre los dos emplazamientos.

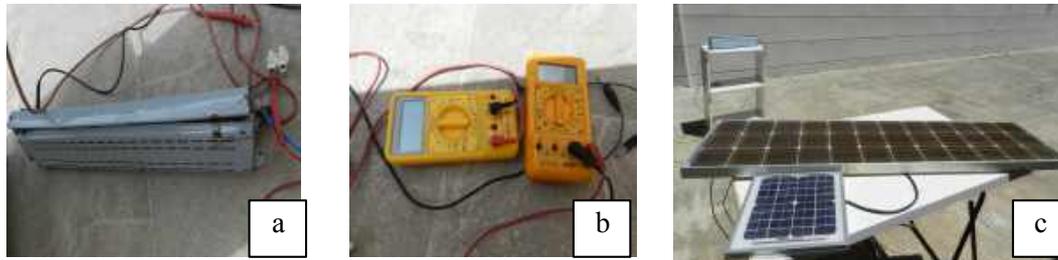


Figura 26: Material utilizado para obtener los datos experimentales de las curvas I-V. a- Resistencia variable, b- Voltímetro y amperímetro, c- Posición relativa del módulo fotovoltaico con la resistencia variable y la célula calibrada

La curva potencia eléctrica-tensión se ha determinado a partir de los datos medidos de intensidad y tensión.

Posteriormente la curva se ha extrapolado los datos a condiciones estándar y finalmente se han comparado los valores con los datos aportados por el fabricante. En función de los datos obtenidos se indicarán las posibles relaciones de estos resultados con los resultados obtenidos en los ensayos del grupo 1.

### 6.3. Grupo 3

#### 6.3.1. Evaluación de un conjunto de módulos fotovoltaicos

Además, se ha evaluado el comportamiento de dos campos fotovoltaicos compuesto por módulos de la misma marca, modelo y antigüedad que los analizados individualmente: Estos campos están actualmente en funcionamiento con las siguientes características.

El campo fotovoltaico 1 está compuesto por 26 módulos conectados todos en serie, con una potencia pico de  $53 \cdot 26 = 1378 \text{Wp}$ , colocados a una inclinación de 14 grados respecto a la horizontal y un azimut de +85. El campo fotovoltaico 2 está compuesto por 51 módulos fotovoltaicos en 3 hileras en paralelo de 17 módulos en serie cada una, con una potencia pico de  $53 \cdot 51 = 2703 \text{Wp}$ , tiene una inclinación de 14 grados respecto a la horizontal y un azimut de  $-95^\circ$ , todos en una vivienda en Sevilla sobre la cubierta de la misma, como se observa en la figura 27. La potencia del campo fotovoltaico 1 es el 50,1% la del campo fotovoltaico 2.

El objeto de esta evaluación es analizar el efecto del acoplamiento entre los módulos fotovoltaicos en los dos campos fotovoltaicos.



Figura 27: Imagen de los dos campos fotovoltaicos. Izquierda parte del campo 1 y derecha parte del campo 2

# 7. Parámetros característicos

---

En este proyecto se han obtenido varios parámetros que nos ayudan a entender el descenso sobre todo de la potencia máxima que produce el módulo fotovoltaico a lo largo de los 22 años de funcionamiento.

A continuación se detalla cómo se han conseguido estos valores a partir de los datos experimentales.

Se ha ajustado la curva característica i-v del módulo de acuerdo a la ecuación (1) según el modelo de diodo único de un módulo fotovoltaico de acuerdo a lo indicado por [Alexandre J. Bühler et al., 2014].

$$I = I_{PH} - I_0 \cdot \left( \exp\left(\frac{V + I \cdot R_S}{m \cdot V_T}\right) - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_S}{R_{SH}} \quad (1)$$

Donde  $I_{PH}$  es la fotocorriente,  $I_0$  es la corriente de saturación oscura y  $R_S$  y  $R_{SH}$  corresponden a la resistencia de serie y de derivación del dispositivo fotovoltaico. El término  $V_T$  es igual a  $N_S k_B T_1 / e$ , donde  $N_S$  es el número de células en serie,  $m$  es el factor de idealidad del diodo,  $k_B$  es la constante de Boltzmann,  $T_1$  (asumida igual a la temperatura del módulo fotovoltaico) y  $e$  es la carga del electrón.

Estos cinco parámetros fotovoltaicos se extraen de la curva i-v mediante un método propuesto por [Phang et al., 1984]. Como parámetros de entrada, este método necesita los siguientes datos: la derivada de la tensión en función de la intensidad en el punto de cortocircuito ( $R_{SH0}$ ) y la derivada de la tensión en función de la intensidad en el punto de circuito abierto ( $R_{S0}$ ),  $V_{OC}$ ,  $I_{SC}$ ,  $V_M$  e  $I_M$ . Una vez que se dispone de estos datos, los parámetros se calculan mediante las siguientes ecuaciones:

$$R_{SH} \cong -R_{SH0} \quad (2)$$

$$m = \frac{V_M + I_M \cdot R_{S0} - V_{OC}}{V_T \cdot \left( \ln\left(I_{SC} - \frac{V_M}{R_{SH}} - I_M\right) - \ln\left(I_{SC} - \frac{V_{OC}}{R_{SH}}\right) + \frac{I_M \cdot R_{SH}}{I_{SC} \cdot R_{SH} - V_{OC}} \right)} \quad (3)$$

$$I_0 = \left( I_{SC} - \frac{V_{OC}}{R_{SH}} \right) \cdot \exp \left( \frac{-V_{OC}}{m \cdot V_T} \right) \quad (4)$$

$$R_S = \left( R_{S0} - \frac{m \cdot V_T}{I_0} \right) \cdot \exp \left( \frac{-V_{OC}}{m \cdot V_T} \right) \quad (5)$$

$$I_{PH} = I_{SC} \cdot \left( 1 + \frac{R_S}{R_{SH}} \right) + I_0 \cdot \left( \exp \left( \frac{I_{SC} \cdot R_S}{m \cdot V_T} \right) - 1 \right) \quad (6)$$

Para conseguir la extrapolación de la curva a condiciones estándar se han utilizado las siguientes expresiones:

$$I_{sc}(I_2) = I_{sc}(I_1) \cdot \frac{I_2}{I_1} \cdot (1 + \alpha \cdot (T_2 - T_1)) \quad (7)$$

Donde  $I_{sc}(I_2)$  es la intensidad de cortocircuito a la irradiancia  $I_2$ ,  $I_{sc}(I_1)$  es la intensidad de cortocircuito a la irradiancia  $I_1$ ,  $\alpha$  es el coeficiente de temperatura de cortocircuito del módulo,  $T_1$  y  $T_2$  son la temperatura del dispositivo fotovoltaico en las condiciones medidas respectivamente.

$$V_{oc}(I_2) = V_{oc}(I_1) + \beta \cdot (T_1 - T_2) + \frac{N_s \cdot m \cdot k_B \cdot T_1}{e} \cdot \ln \left( \frac{I_2}{I_1} \right) \quad (8)$$

Donde  $V_{oc}(I_2)$  es la tensión a circuito abierto a la irradiancia  $I_2$ ,  $V_{oc}(I_1)$  es la tensión a circuito abierto a la irradiancia  $I_1$  y  $\beta$  es coeficiente de temperatura de tensión en circuito abierto del módulo.

$$P_{mp}(I_2) = P_{mp}(I_1) \cdot \frac{I_2}{I_1} \quad (9)$$

Donde  $P_{mp}(I_2)$  es la potencia máxima a la irradiancia  $I_2$  y  $P_{mp}(I_1)$  es la potencia máxima a la irradiancia  $I_1$ . En este proyecto se han realizado los ensayos sin cambio de la temperatura del módulo respecto a 25° C, por lo tanto no se ha considerado el término de temperatura en las expresiones anteriores.

Se ha obtenido el factor de forma para una irradiancia  $I_2$  y 25°C mediante la expresión:

$$FF(I_2) = \frac{P_{mp}(I_2)}{V_{oc}(I_2) \cdot I_{sc}(I_2)} \quad (10)$$

El rendimiento, para una irradiancia  $I_2$  y  $25^\circ\text{C}$  mediante la expresión:

$$\eta(I_2, 25^\circ\text{C}) = \frac{100 \cdot P_{\text{mp}}(I_2, 25^\circ\text{C})}{I_2 \cdot A} \quad (11)$$

Donde  $A$  es el área del módulo fotovoltaico.

A continuación se muestran las ecuaciones utilizadas para conseguir la extrapolación de la curva a condiciones estándar:

$$I_{\text{sc}}(1000) = I_{\text{sc}}(I_1) \cdot \frac{1000}{I_1} \quad (12)$$

Donde  $I_{\text{sc}}(1000)$  es la intensidad de cortocircuito a  $1000 \text{ W/m}^2$  y  $25^\circ \text{C}$  e  $I_{\text{sc}}(I_1)$  es la intensidad de cortocircuito a la irradiancia del ensayo  $I_1$  en  $\text{W/m}^2$  y  $25^\circ \text{C}$ .

$$m = 120, \quad T_1 = 298,15 \text{ K}, \quad e = 1,6 \cdot 10^{-19} \text{ C}, \quad k_B = 5,67 \cdot 10^{-8} \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}^4}$$

$$V_{\text{oc}}(1000) = V_{\text{oc}}(I_1) + \frac{m \cdot k_B \cdot T_1}{e} \cdot \ln \frac{1000}{I_1} \quad (13)$$

Donde  $V_{\text{oc}}(1000)$  es la tensión a circuito abierto a  $1000 \text{ W/m}^2$  y  $25^\circ\text{C}$  y  $V_{\text{oc}}(I_1)$  es la tensión a circuito abierto a la irradiancia del ensayo  $I_1$  en  $\text{W/m}^2$  y  $25^\circ \text{C}$ .

$$P_{\text{mp}}(1000) = P_{\text{mp}}(I_1) \cdot \frac{1000}{I_1} \quad (14)$$

Donde  $P_{\text{mp}}(1000)$  es la potencia máxima a  $1000 \text{ W/m}^2$  y  $25^\circ\text{C}$ ,  $P_{\text{mp}}(I_1)$  es la potencia máxima a la irradiancia del ensayo  $I_1$  en  $\text{W/m}^2$  y  $25^\circ \text{C}$ .

El rendimiento, para una irradiancia  $I_2$  y  $25^\circ\text{C}$ , particularizado para el área del módulo fotovoltaico:

$$\eta(I_2, 25^\circ\text{C}) = \frac{100 \cdot P_{\text{mp}}(I_2, 25^\circ\text{C})}{I_2 \cdot A} \quad (15)$$

Donde  $A$  es  $1,29 \text{ m} \cdot 0,325 \text{ m} = 0,41925 \text{ m}^2$ .

Por otro lado se ha determinado la resistencia serie  $R_s$  y la resistencia paralelo  $R_p$  en los módulos fotovoltaicos con las siguientes expresiones:

$$R_p = \lim_{V_i \rightarrow 0} \left( \frac{V_i}{I_{cc} - I_i} \right) \quad (16)$$

$$R_s = \lim_{I_j \rightarrow 0} \left( \frac{V_{ca} - V_j}{I_j} \right) \quad (17)$$

Donde  $V_i$  e  $I_i$  es la tensión e intensidad medida en un punto  $i$  de la curva a una tensión tendiente a cero y a una intensidad menor que la de cortocircuito,  $I_{cc}$  es la intensidad de cortocircuito,  $V_{oc}$  es la tensión a circuito abierto y  $V_j$  e  $I_j$  es la tensión e intensidad medida en un punto  $j$  de la curva a una intensidad tendiente a cero y a una tensión menor a la tensión de circuito abierto.

### 7.1. Determinación de la degradación en las instalaciones fotovoltaicas

Se describe en este apartado el procedimiento seguido para la estimación de la degradación en la potencia de salida de los campos solares de las instalaciones fotovoltaicas 1 y 2 descritas en el apartado 6.3.1. El procedimiento seguido ha sido el siguiente:

1.- Se ha medido la potencia a la salida del inversor y la tensión de máxima potencia en los dos campos en un instante en que la irradiancia es la misma en los dos campos, mediante el software del propio inversor.

$$P_{mp1,i} (T_{1,a}, V_{mp1,a}, I_{1,a}), V_{mp1,a}, \\ P_{mp2,i} (T_{2,b}, V_{mp2,b}, I_{2,b}), V_{mp2,b}.$$

Donde  $P_{mp1,i}$  y  $P_{mp2,i}$  son la potencia a la salida del campo fotovoltaico 1 y 2 respectivamente,  $T_{1,a}$  y  $T_{2,b}$  es la temperatura del módulo fotovoltaico en el campo 1 y 2 respectivamente,  $V_{mp1}$  y  $V_{mp2}$  es la tensión de máxima potencia del módulo fotovoltaico en el campo 1 y 2 respectivamente, e  $I_{1,a}$  y  $I_{2,b}$  es la irradiancia incidente sobre cada campo.

Las irradiancias  $I_{1,a}$  y  $I_{2,b}$  han sido aportadas por el grupo de Termodinámica obtenida de su estación meteorológica situada en la terraza del laboratorio L-1 de la Escuela de Ingenieros de Sevilla para las orientaciones e inclinaciones de los dos campos, asumiendo que los datos de radiación son los mismos que en el emplazamiento de las dos instalaciones situadas en la cubierta de la vivienda de Sevilla.

## 2.- Extrapolación de la potencia a la salida del campo solar.

Los valores medidos de potencia son a la salida del inversor, para conseguir el valor de las potencias a la salida del campo solar 1,  $P_{mp1}(T_{1,a}, V_{mp1,a}, I_{1,a})$  y del campo solar 2  $P_{mp2}(T_{2,b}, V_{mp2,b}, I_{2,b})$ , suponiendo totalmente limpios los módulos fotovoltaicas es necesario tener en cuenta las pérdidas desde la salida del campo solar hasta la salida del inversor, para ha considerado un rendimiento del inversor del 96% para el campo 1 y del 95,5% para el campo 2. Se reduce ese rendimiento en un 3% por pérdidas en cableado, ángulo de incidencia y no estar lo módulos totalmente limpios. Por ello se ha asumido un rendimiento total del 93% para el campo 1 y del 92,5% para el campo 2. El motivo de la ligera diferencia entre el rendimiento entre ambos campos es debido a que la tensión de entrada en el campo 1 es superior a la del campo 2 y por ello se mejora su rendimiento.

Estos valores se han estimado utilizando la ficha técnica del inversor Fronius Primo 3.0 que proporciona el siguiente rendimiento en función de la tensión de entrada y potencia de entrada:

RENDIMIENTO	PRIMO 3.0-1
Máximo rendimiento	97,9 %
Rendimiento europeo ( $\eta_{pe}$ )	96,1 %
$\eta$ con 5 % $P_{ac,t}^{20}$	80,8 / 82,5 / 82,5 %
$\eta$ con 10 % $P_{ac,t}^{20}$	84,1 / 86,5 / 86,1 %
$\eta$ con 20 % $P_{ac,t}^{20}$	90,3 / 95,5 / 94,8 %
$\eta$ con 25 % $P_{ac,t}^{20}$	91,8 / 96,4 / 95,1 %
$\eta$ con 30 % $P_{ac,t}^{20}$	92,7 / 96,9 / 96,0 %
$\eta$ con 50 % $P_{ac,t}^{20}$	94,5 / 97,4 / 97,0 %
$\eta$ con 75 % $P_{ac,t}^{20}$	95,4 / 97,9 / 97,7 %
$\eta$ con 100 % $P_{ac,t}^{20}$	95,7 / 97,9 / 97,8 %

Figura 28: Ficha técnica del inversor Fronius Primo 3.0

Por ello, las expresiones utilizadas para determinar los valores de las potencias a la salida del campo solar 1,  $P_{mp1}(T_{1,a}, V_{mp1,a}, I_{1,a})$  y del campo solar 2,  $P_{mp2}(T_{2,b}, V_{mp2,b}, I_{2,b})$  son:

$$P_{mp1}(T_{1,a}, V_{mp1,a}, I_{1,a}) = P_{mp1,i}(T_{1,a}, V_{mp1,a})/0,93 \quad (18)$$

$$P_{mp2}(T_{2,b}, V_{mp2,b}, I_{2,b}) = P_{mp2,i}(T_{2,b}, V_{mp2,b})/0,925 \quad (19)$$

## 3.- Extrapolación de la potencia a 1000 W/m<sup>2</sup>.

Posteriormente se ha extrapolado los valores de las potencias a la salida del campo solar 1,  $P_{mp1}(T_{1,a}, V_{mp1,a}, I_{1,a})$  y del campo solar 2,  $P_{mp2}(T_{2,b}, V_{mp2,b}, I_{2,b})$ , a 1000 W/m<sup>2</sup> utilizando las expresiones:

$$P_{mp1}(T_{1,a}, V_{mp1,a}, 1000) = P_{mp1}(T_{1,a}, V_{mp1,a}, I_{1,a}) \cdot 1000/I_{1,a} \quad (20)$$

$$P_{mp2}(T_{2,b}, V_{mp2,b}, 1000) = P_{mp2}(T_{2,b}, V_{mp2,b}, I_{2,b}) \cdot 1000/I_{2,b} \quad (21)$$

4.- Extrapolación de la potencia para  $1000\text{W/m}^2$  y  $25^\circ\text{C}$ .

Posteriormente se ha extrapolado los valores de las potencias  $P_{mp1}$  ( $T_{1,a}, V_{mp1,a}, 1000$ ) y  $P_{mp2}$  ( $T_{2,b}, V_{mp2,b}, 1000$ ), a  $25^\circ\text{C}$ .

Para ello primero es la estimación de la temperatura de los módulos de los campos fotovoltaicos.

La temperatura de los campos ha sido estimada y no medida por no disponer de termómetro de contacto superficial para realizarlo.

Para estimar las temperaturas  $T_{1,a}$  y  $T_{2,b}$  se ha utilizado el siguiente procedimiento.

Como la tensión de máxima potencia de cada módulo a  $25^\circ\text{C}$  y  $1000\text{W/m}^2$  es  $17,4\text{V}$ , la tensión de máxima potencia a la salida de cada campo solar resulta:

$$\text{Campo 1: } V_{mp1} (25^\circ\text{C}, 1000 \text{ W/m}^2) = 17,4 \text{ V/panel} \cdot 26 = 452,4 \text{ V} \quad (22)$$

$$\text{Campo 2: } V_{mp2} (25^\circ\text{C}, 1000 \text{ W/m}^2) = 17,4 \text{ V/panel} \cdot 17 = 295,8 \text{ V} \quad (23)$$

Se conoce por las fichas técnicas del módulo que:

$$\frac{\partial V_{mp}}{\partial T} = 130 \frac{\text{mV}}{^\circ\text{C} \cdot \text{módulo}}$$

$$\text{Para el campo 1 resulta: } \frac{\partial V_{mp1}}{\partial T} = 0,13 \text{ V} \cdot 26 \text{ módulos} = 3,38 \text{ V/}^\circ\text{C}$$

$$\text{Para el campo 2 resulta: } \frac{\partial V_{mp2}}{\partial T} = 0,13 \text{ V} \cdot 17 \text{ módulos} = 2,21 \text{ V/}^\circ\text{C}$$

Asumiendo que la tensión de máxima potencia varía linealmente con la temperatura, resultaría:

$$T_{1,a} = 25^\circ\text{C} + (V_{mp1} (25^\circ\text{C}) - V_{mp1,a}) / \frac{\partial V_{mp1}}{\partial T} \quad (24)$$

$$T_{2,b} = 25^\circ\text{C} + (V_{mp2} (25^\circ\text{C}) - V_{mp2,b}) / \frac{\partial V_{mp2}}{\partial T} \quad (25)$$

Se conoce por las fichas técnicas del módulo que:

$$\frac{\partial P_{mp}}{\partial T} = 0,5\%$$

Por lo que resulta:

$$P_{mp1}(25, V_{mp1}, 1000) = P_{mp1}(T_{1,a}, V_{mp1,a}, 1000) \cdot (1 + ((T_{1,a} - 25^\circ\text{C}) \cdot 0,5)/100) \quad (26)$$

$$P_{mp2}(25, V_{mp2}, 1000) = P_{mp2}(T_{2,b}, V_{mp2,b}, 1000) \cdot (1 + ((T_{2,b} - 25^\circ\text{C}) \cdot 0,5)/100) \quad (27)$$

Por último se ha calculado la degradación producida en el módulo fotovoltaico para el campo 1 y 2 utilizando el valor de la potencia obtenido a una irradiancia de  $1000\text{W}/\text{m}^2$  y  $25^\circ\text{C}$  y la potencia pico en condiciones estándar de acuerdo a los datos del fabricante.:

$$\text{Degradación Potencia campo 1} = 100 \cdot \left( \frac{P_{1,pi} \cdot P_{mp1}(25, V_{mp1}, 1000)}{P_{1,pi}} \right) \quad (28)$$

$$\text{Degradación Potencia campo 2} = 100 \cdot \left( \frac{P_{2,pi} \cdot P_{mp1}(25, V_{mp1}, 1000)}{P_{2,pi}} \right) \quad (29)$$

Donde  $P_{1,pi}$  es la potencia pico del campo 1, calculada como  $53\text{Wp} \cdot 26 \text{ módulos} = 1378\text{Wp}$ , y  $P_{2,pi}$  es la potencia pico del campo 2, calculada como  $53\text{Wp} \cdot 17 \cdot 3 \text{ módulos} = 2703\text{Wp}$ .

### 7.1.1. Relación de la degradación con la curva i-v

En función de la forma de la curva característica i-v del módulo fotovoltaico medida después de un largo periodo de funcionamiento respecto a la curva i-v dada por el fabricante, se pueden deducir los motivos que han conducido a las posibles desviaciones de acuerdo a la degradación producida. Esto se realiza mediante el análisis de las desviaciones en la intensidad de cortocircuito, la tensión de circuito abierto, el factor de forma, las curvaturas de la propia curva i-v y en especial las pendientes de la curva en los puntos cercanos a la tensión de circuito abierto y a la intensidad de cortocircuito, por variación de las resistencias series y paralelo respectivamente del módulo fotovoltaico de acuerdo a las relaciones aportadas en la [IEA PVPS Task 13, 2017].

*Variación en la intensidad de cortocircuito:*

De acuerdo a la figura 29, un valor de la corriente de cortocircuito menor que el dado por el fabricante indica que hay una menor transmitancia en el encapsulamiento debido a decoloración del encapsulante o a delaminación del encapsulante con la célula o del encapsulante con el vidrio provocando un desajuste óptico entre las diferentes capas del módulo disminuyendo la transmitancia. Esto se produce tanto si la delaminación y/o decoloración es homogénea o heterogénea sobre la superficie de todas las células del módulo. Este efecto sería equivalente a disminuir la irradiancia incidente sobre el módulo. También puede disminuir la intensidad de cortocircuito debido a célula rotas o fisuradas.

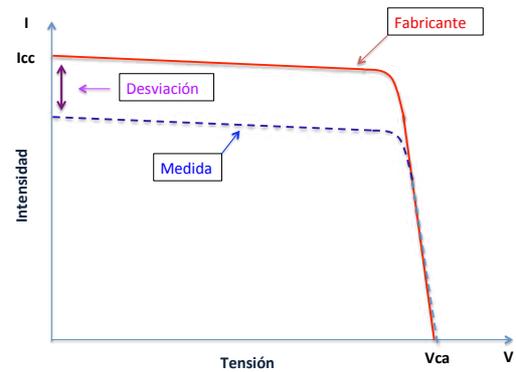


Figura 29: Variación en la intensidad de cortocircuito

*Variación en la tensión de circuito abierto:*

De acuerdo a la figura 30, un valor de la tensión de circuito abierto menor que el dado por el fabricante indica que hay fallos o degradaciones en las interconexiones de las células, cortocircuitos de una célula con otra o incluso un fallo en el diodo by-pass. También pudiera deberse al efecto a los efectos producidos por la degradación por luz inducida (LID) o a la degradación por potencial inducido (PID).

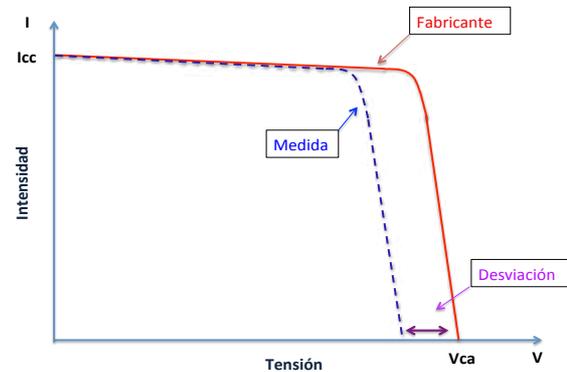


Figura 30: Variación en la tensión de circuito abierto

### *Aumento de la resistencia en serie:*

De acuerdo a la figura 31, un aumento de la pendiente de la curva i-v cerca de la tensión de circuito abierto respecto a la pendiente de la curva dada por el fabricante indica un valor de la resistencia serie mayor que el dado por el fabricante. La resistencia serie aumenta debido a una mayor resistencia en las interconexiones de células e hileras dentro del módulo o por corrosión en las conexiones dentro de la caja de conexiones. Este efecto también se ve reflejado en una disminución del factor de forma.

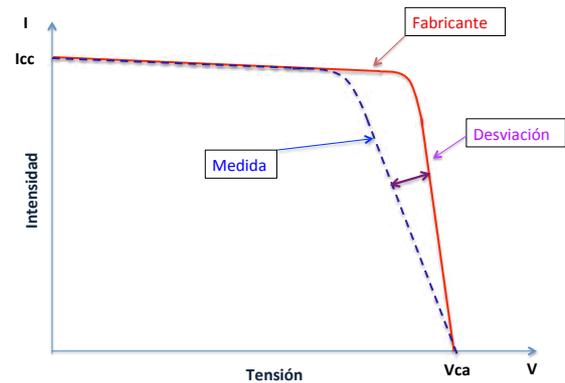


Figura 31: Aumento de la resistencia en serie

### *Descenso de la resistencia en paralelo:*

De acuerdo a la figura 32, un descenso de la pendiente de la curva i-v cerca de la tensión de circuito abierto respecto a la pendiente de la curva dada por el fabricante indica un valor de la resistencia paralelo menor que el dado por el fabricante. La resistencia paralelo disminuye al aumentar los efectos de desacoplamiento entre las curvas de i-v de cada célula principalmente debido a decoloraciones y delaminaciones heterogéneas entre las células del módulo y dentro de cada célula. Este efecto también se ve reflejado en una disminución del factor de forma.

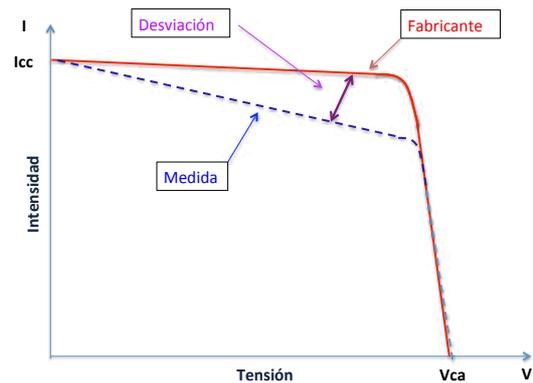


Figura 32: Descenso de la resistencia en paralelo

*Escalonamientos en la curva:*

De acuerdo a la figura 33, la curva i-v del módulo muestra escalones. Esto solamente se podría producir cuando en el módulo hay varias hileras de células protegidas cada una por un diodo by-pass. En este caso la principal causa podría ser principalmente por un defecto en el diodo by-pass o en algunas ocasiones por desacoplamientos muy grandes entre las curvas i-v de las células del módulo. Este efecto también se ve reflejado en una disminución del factor de forma.

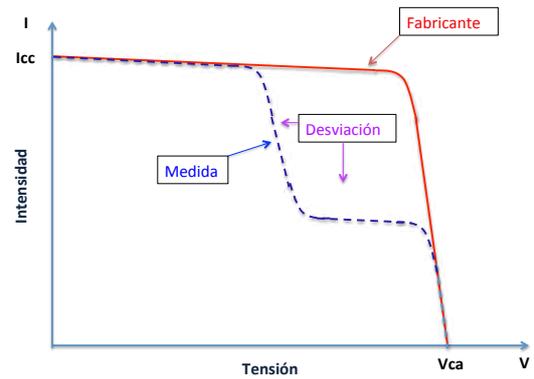


Figura 33: Escalonamiento en la curva

# 8. Resultados

---

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos a partir de los distintos ensayos que se han realizado, tanto experimentalmente como teóricamente. Dentro de los resultados experimentales se encuentran los obtenidos para la obtención de las curvas i-v, las imágenes EL del ensayo de electroluminiscencia, termografías, además de los resultados de la inspección visual. Por otra parte, dentro de los resultados teóricos se encuentra el más importante del proyecto, la potencia máxima pico, además de otros parámetros importantes como son la intensidad de cortocircuito, tensión de circuito abierto, rendimiento, factor de forma, además de las resistencias en serie y en paralelo.

## 8.1. Resultados experimentales

En este apartado se encuentran todos los datos obtenidos experimentalmente a partir de los diferentes ensayos anteriormente explicados. Se presentan los datos según la forma más apropiada para cada uno de ellos, en tablas, gráficas o imágenes.

### 8.1.1. Datos y curvas experimentales

A continuación se indica, para cada módulo ensayado, una tabla con los valores de tensión e intensidad medidos experimentalmente en diferentes puntos del mismo, y la potencia obtenida para cada uno de ellos, con indicación en un cuadro de la irradiancia incidente y la temperatura del módulo en el instante del ensayo. Además se ha añadido una gráfica donde se representa en color azul la curva i-v y en color rojo la curva p-v de cada módulo por ajuste de los puntos medidos experimentalmente, y en color verde la curva i-v del módulo según datos del fabricante en condiciones estándar.

Los módulos se encuentran ordenados de menos a mayor número de serie.

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,42	0,00
0,8	2,41	1,93
5,8	2,36	13,69
12,8	2,29	29,31
15,7	2,06	32,34
17,6	1,65	29,04
18,3	1,38	25,25
19,2	0,84	16,13
19,8	0,5	9,90
20,3	0,13	2,64
20,4	0	0,00

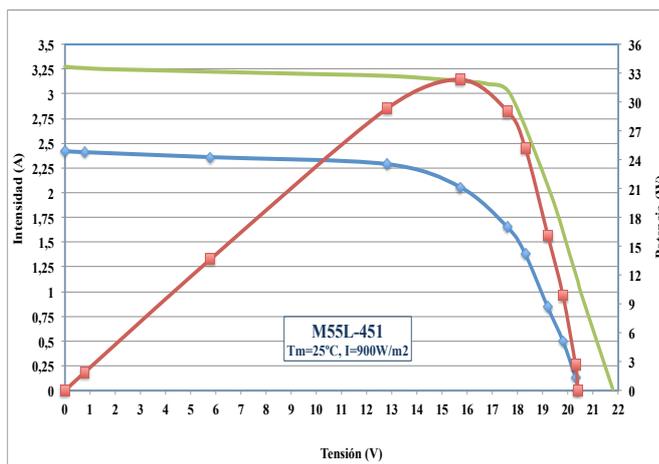


Figura 34: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 451

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,46	0,00
1	2,45	2,45
1,4	2,44	3,42
10	2,35	23,50
11,6	2,31	26,80
14,1	2,18	30,74
15,3	2,01	30,75
16,8	1,7	28,56
18,5	1,15	21,28
19,2	0,82	15,74
20,3	0,13	2,64
20,4	0	0,00

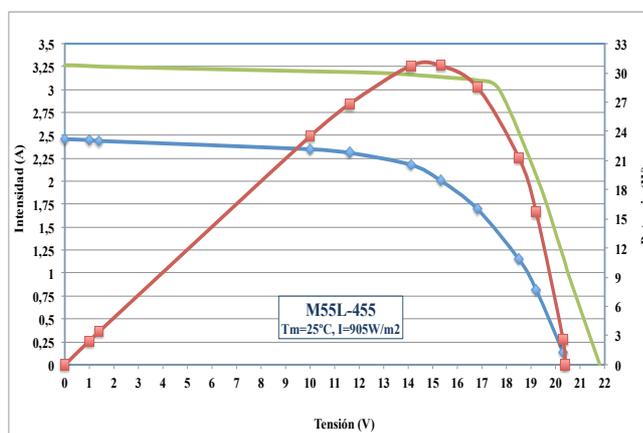


Figura 35: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 455

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,5	0,00
1	2,45	2,45
7,5	2,34	17,55
10,3	2,31	23,79
12,5	2,28	28,50
16	2,11	33,76
16,1	2,1	33,81
18,3	1,46	26,72
19,1	1,05	20,06
19,7	0,57	11,23
20,3	0,14	2,84
20,4	0	0,00

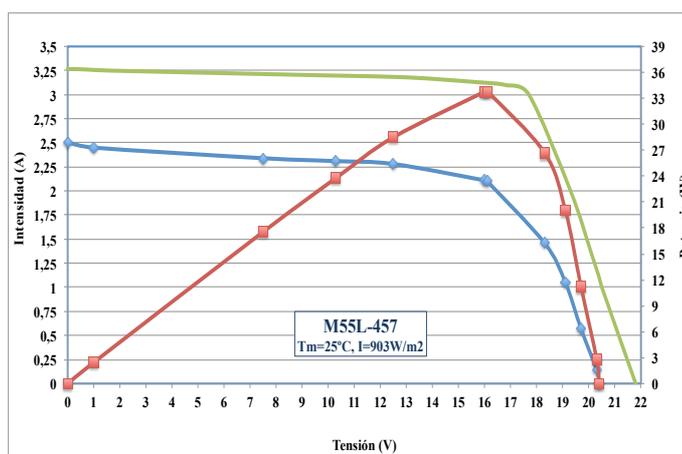


Figura 36: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 457

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,33	0,00
0,8	2,32	1,86
1,6	2,31	3,70
9,9	2,25	22,28
13	2,21	28,73
15,7	2,07	32,50
16,8	1,91	32,09
17,7	1,67	29,56
19,3	0,96	18,53
20,1	0,37	7,44
20,4	0,14	2,86
20,5	0	0,00

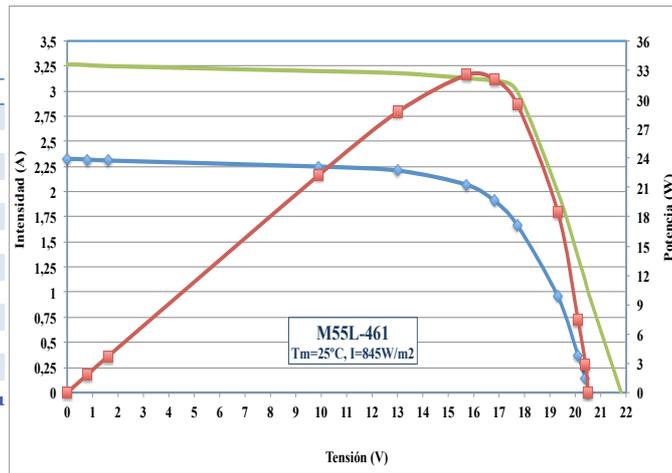


Figura 37: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 461

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,35	0,00
0,8	2,34	1,87
5,7	2,3	13,11
10	2,25	22,50
13,5	2,19	29,57
15	2,07	31,05
16,9	1,71	28,90
17,9	1,4	25,06
19,6	0,6	11,76
20,4	0,13	2,65
20,5	0	0,00

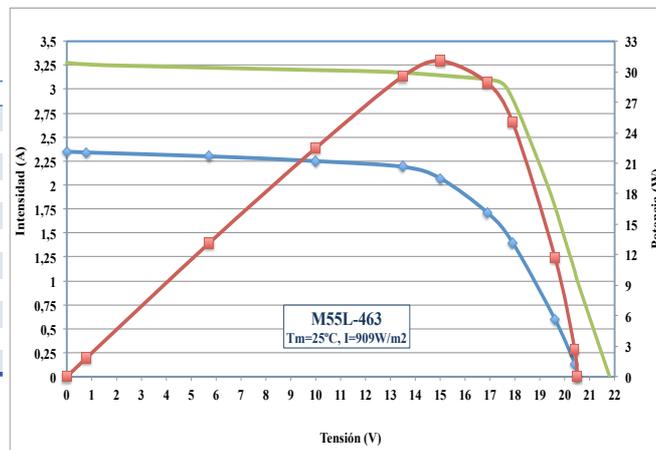


Figura 38: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 463

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,47	0,00
0,8	2,46	1,97
5,1	2,43	12,39
11,9	2,36	28,08
14,1	2,3	32,43
16	2,11	33,76
17,7	1,67	29,56
18,5	1,33	24,61
18,8	1,18	22,18
19,4	0,83	16,10
19,8	0,56	11,09
20,4	0,13	2,65
20,5	0	0,00

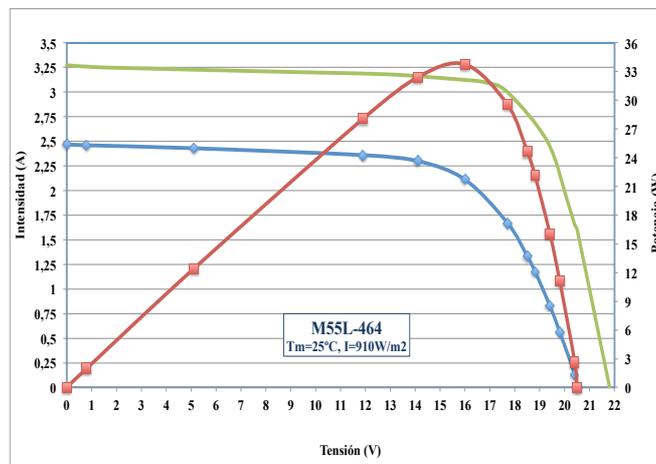


Figura 39: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 464

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,36	0,00
1	2,35	2,35
1,6	2,34	3,74
11,5	2,25	25,88
15,7	2,05	32,19
15,8	2,05	32,39
17,6	1,65	29,04
18,4	1,3	23,92
19,4	0,88	17,07
19,8	0,51	10,10
20,4	0,14	2,86
20,5	0	0,00

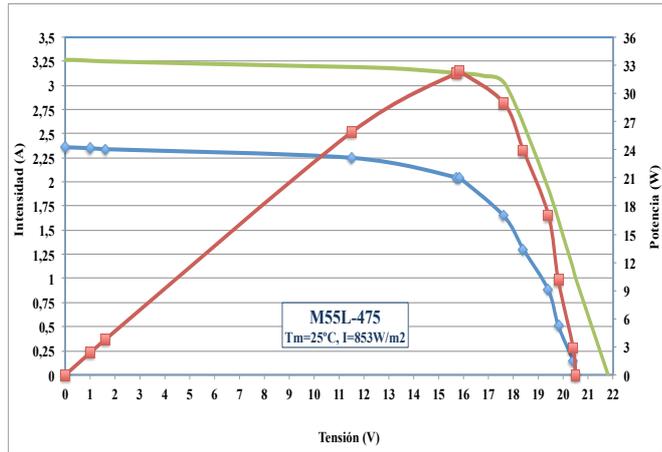


Figura 40: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 475

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,5	0,00
0,9	2,44	2,20
1,3	2,43	3,16
10,9	2,39	26,05
12,8	2,3	29,44
15,1	2,18	32,92
16,9	1,94	32,79
17,8	1,68	29,90
18,7	1,28	23,94
19,5	0,8	15,60
20,4	0,3	6,12
20,5	0	0,00

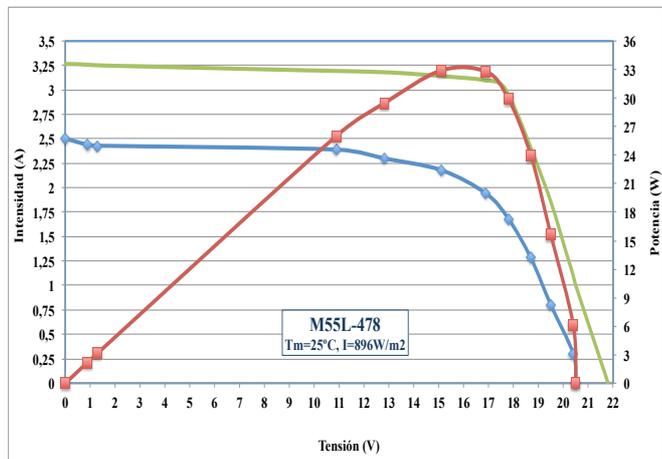


Figura 41: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 478

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,29	0,00
0,8	2,28	1,82
4,1	2,26	9,27
9,7	2,25	21,83
11,8	2,23	26,31
13,6	2,17	29,51
15,7	2,06	32,34
16,7	1,93	32,23
18,2	1,45	26,39
19,5	0,8	15,60
20,3	0,25	5,08
20,4	0,11	2,24
20,5	0	0,00

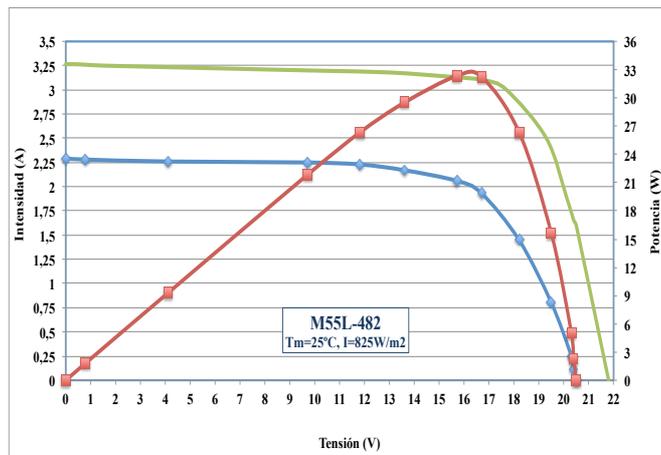


Figura 42: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 482

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,4	0,00
0,9	2,39	2,15
4,05	2,37	9,60
10,9	2,33	25,40
16,1	2,12	34,13
17,4	1,8	31,32
18,3	1,5	27,45
18,8	1,22	22,94
19,5	0,81	15,80
20,4	0,13	2,65
20,5	0	0,00

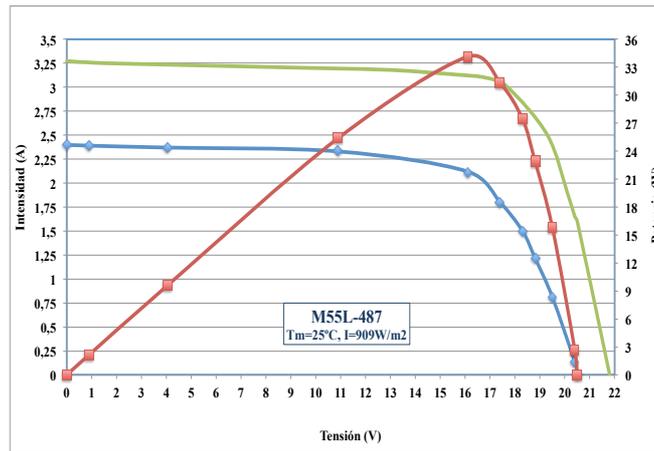


Figura 43: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 487

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,38	0,00
0,8	2,37	1,90
7,5	2,32	17,40
13,1	2,26	29,61
16,1	2,09	33,65
17,7	1,68	29,74
17,9	1,67	29,89
18,8	1,3	24,44
19,4	0,91	17,65
20,1	0,41	8,24
20,5	0,14	2,87
20,6	0	0,00

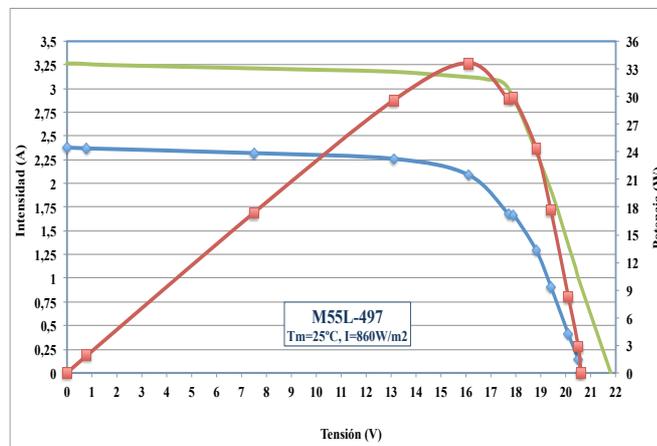


Figura 44: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 497

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,42	0,00
0,8	2,41	1,93
5,8	2,36	13,69
12,8	2,29	29,31
15,7	2,06	32,34
17,6	1,65	29,04
18,3	1,38	25,25
19,2	0,84	16,13
19,8	0,5	9,90
20,3	0,13	2,64
20,4	0	0,00

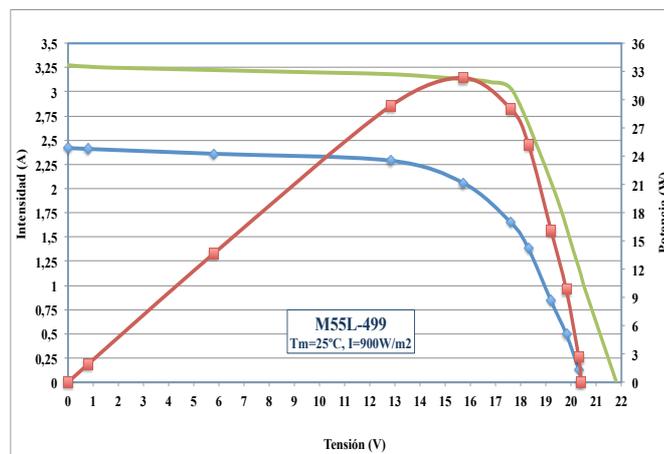


Figura 45: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 499

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,39	0,00
0,8	2,39	1,91
9,7	2,28	22,12
15,7	2,13	33,44
17,6	1,65	29,04
18,8	1,15	21,62
19,7	0,65	12,81
20,5	0,13	2,67
20,58	0	0,00

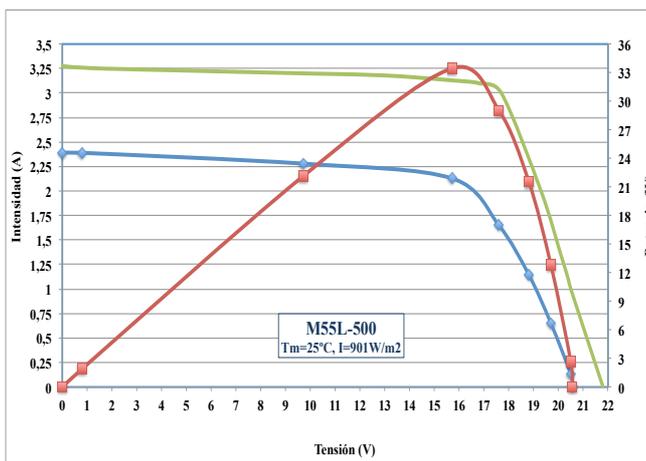


Figura 46: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 500

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,55	0,00
0,7	2,52	1,76
1,4	2,51	3,51
10,2	2,42	24,68
14,9	2,24	33,38
16,4	2,01	32,96
17,7	1,69	29,91
19,1	1,13	21,58
20	0,48	9,60
20,5	0,15	3,08
20,6	0	0,00

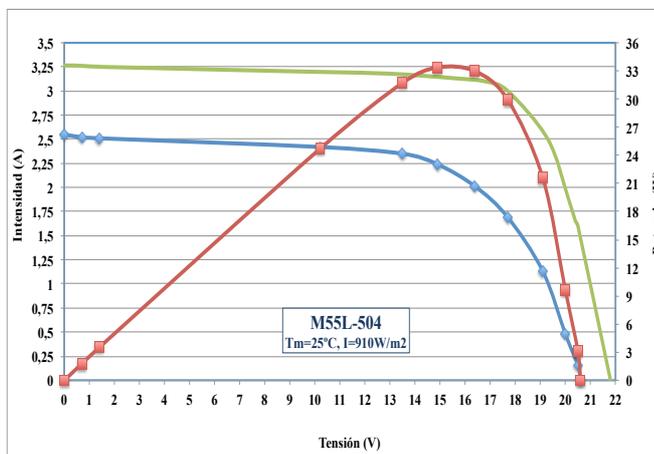


Figura 47: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 504

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,45	0,00
0,6	2,42	1,45
5,8	2,4	13,92
10,1	2,37	23,94
12,5	2,33	29,13
14,6	2,26	33,00
16	2,12	33,92
17,9	1,65	29,54
18,6	1,33	24,74
19,5	0,88	17,16
19,8	0,64	12,67
20,4	0,14	2,86
20,5	0	0,00

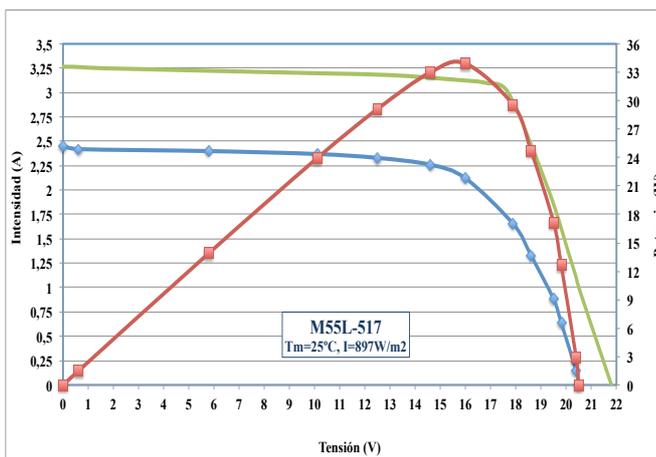


Figura 48: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 517

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,56	0,00
0,8	2,55	2,04
1,5	2,53	3,80
5,9	2,4	14,16
12,6	2,33	29,36
15,1	2,3	34,73
16,5	2,16	35,64
17,7	1,87	33,10
19,1	1,23	23,49
19,7	0,76	14,97
20,1	0,52	10,45
20,5	0,13	2,67
20,58	0	0,00

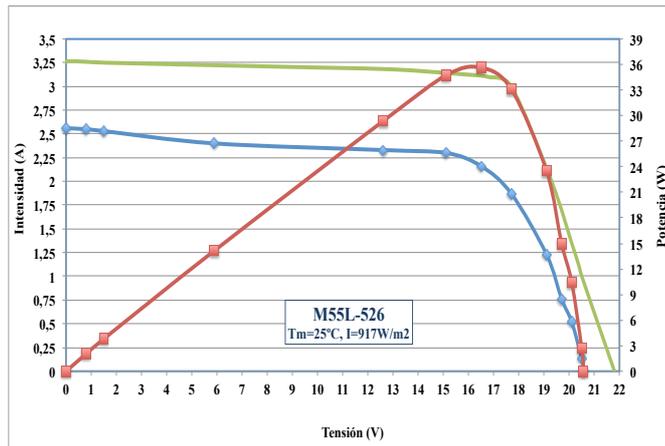


Figura 49: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 526

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,55	0,00
0,8	2,52	2,02
6,1	2,5	15,25
12,8	2,4	30,72
15,9	2,11	33,55
16,6	2,03	33,70
16,8	1,94	32,59
17,7	1,7	30,09
19	1,12	21,28
19,5	0,83	16,19
20,5	0,15	3,08
20,6	0	0,00

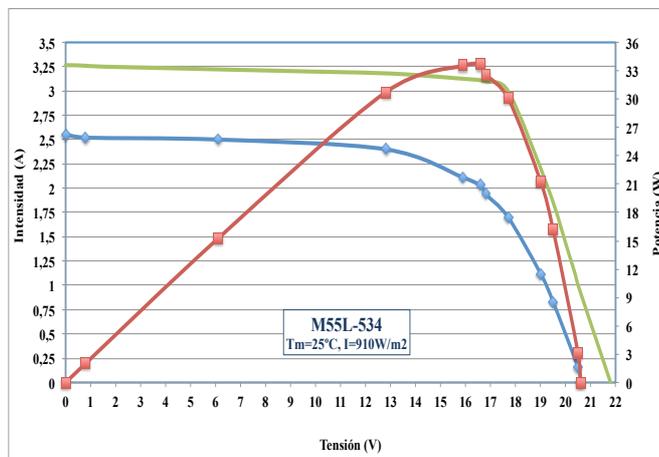


Figura 50: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 534

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,66	0,00
0,8	2,63	2,10
0,9	2,63	2,37
8,2	2,51	20,58
13,3	2,49	33,12
16,3	2,29	37,33
16,8	2,22	37,30
19,4	1,08	20,95
20,1	0,58	11,66
20,6	0,15	3,09
20,8	0	0,00

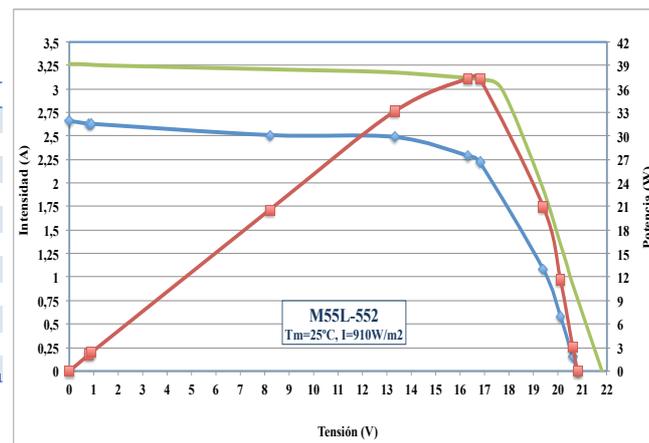


Figura 51: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 552

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,7	0,00
0,9	2,66	2,39
5,3	2,57	13,62
11	2,53	27,83
16,7	2,2	36,74
17,5	1,99	34,83
18,6	1,54	28,64
19,4	1,06	20,56
20,2	0,45	9,09
20,5	0,14	2,87
20,58	0	0,00

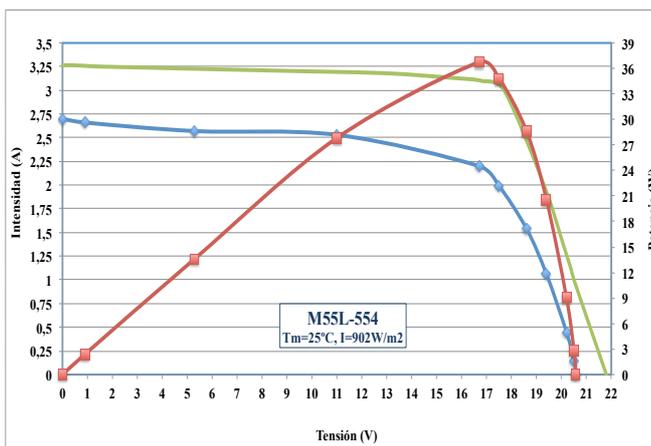


Figura 52: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 554

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,66	0,00
0,8	2,62	2,10
4,5	2,6	11,70
11,1	2,57	28,53
14,8	2,42	35,82
16,6	2,2	36,52
18,2	1,72	31,30
19,4	1,03	19,98
20	0,56	11,20
20,5	0,15	3,08
20,6	0	0,00

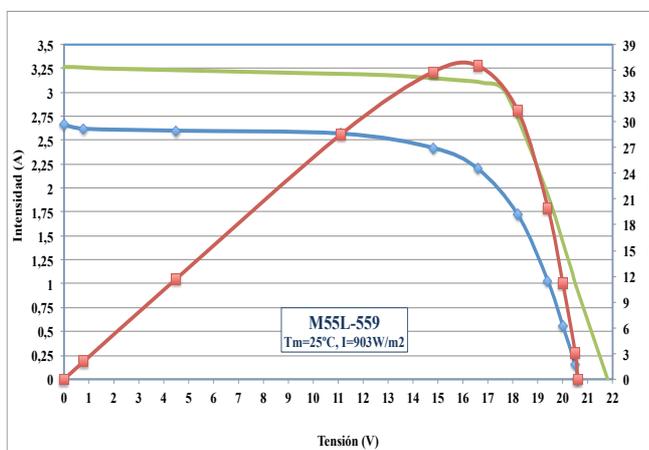


Figura 53: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 559

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,37	0,00
0,9	2,36	2,12
5,7	2,25	12,83
10,3	2,22	22,87
15,8	2,04	32,23
16,6	1,88	31,21
17,3	1,74	30,10
18,2	1,44	26,21
19,5	0,72	14,04
20,2	0,26	5,25
20,4	0,13	2,65
20,5	0	0,00

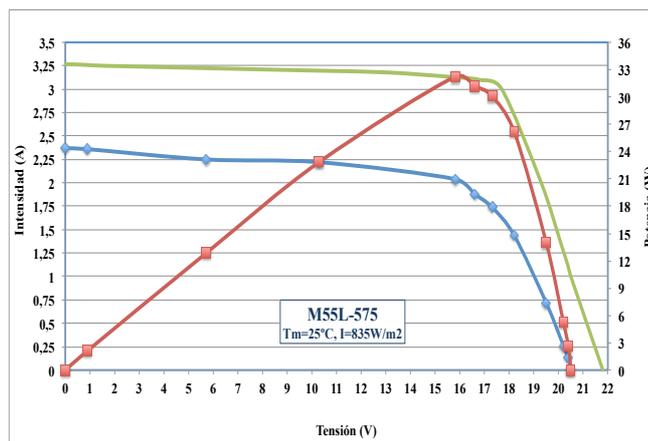


Figura 54: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 575

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,39	0,00
1	2,38	2,38
1,4	2,37	3,32
10,4	2,22	23,09
13,2	2,14	28,25
13,4	2,13	28,54
15	2	30,00
16,6	1,56	25,90
17,6	1,21	21,30
19,1	0,72	13,75
19,8	0,41	8,12
20,4	0,14	2,86
20,5	0	0,00

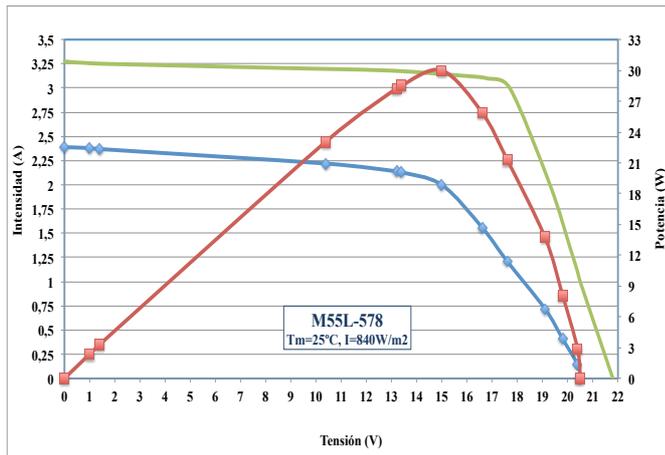


Figura 55: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 578

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,22	0,00
1,1	2,21	2,43
9,3	2,1	19,53
10,2	2,09	21,32
15,1	1,96	29,60
15,9	1,89	30,05
16,5	1,72	28,38
16,9	1,59	26,87
17,5	1,38	24,15
18,2	1,08	19,66
19,4	0,14	2,72
19,6	0	0,00

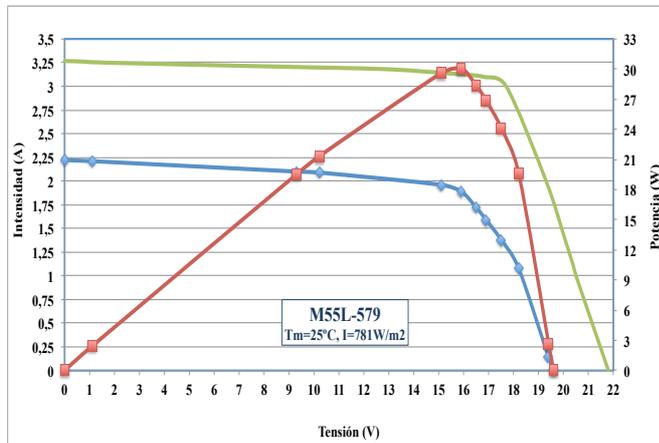


Figura 56: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 579

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,58	0,00
0,7	2,55	1,79
1,3	2,54	3,30
6	2,49	14,94
13	2,44	31,72
16,3	2,17	35,37
17,2	1,97	33,88
18,2	1,6	29,12
19,2	1,08	20,74
19,5	0,84	16,38
20	0,52	10,40
20,4	0,14	2,86
20,5	0	0,00

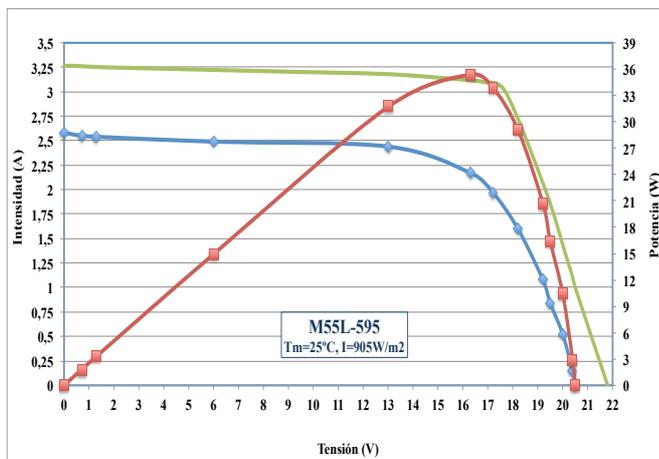


Figura 57: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 595

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,17	0
0,7	2,17	1,519
3,4	1,22	4,148
3,7	1,04	3,848
4,1	0,82	3,362
4,5	1	4,5
5	0,56	2,8
5,3	0,47	2,491
5,6	0,39	2,184
6,2	0,38	2,356
18	0,43	7,74
19,7	0,12	2,364
19,9	0	0

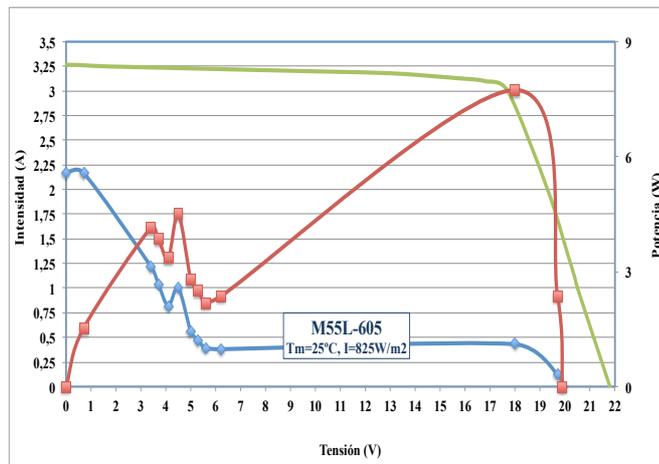


Figura 58: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 605

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	1,8	0,00
0,7	1,79	1,25
4,2	0,9	3,78
14	0,3	4,20
14,9	0,24	3,58
15,7	0,19	2,98
16,4	0,15	2,46
17,2	0,12	2,06
17,4	0,11	1,91
18	0	0,00

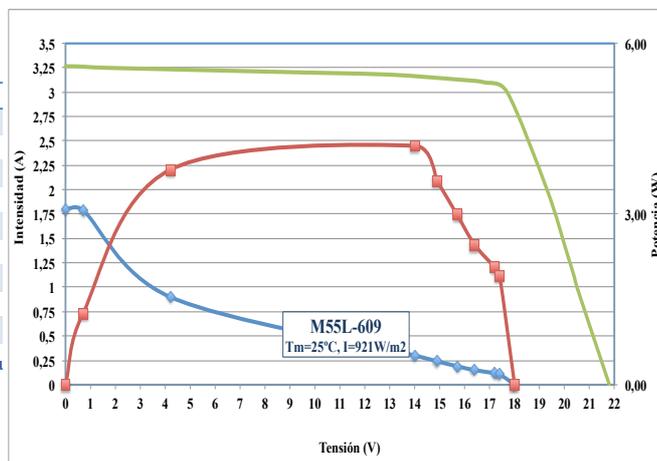


Figura 59: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 609

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,7	0,00
0,9	2,64	2,38
6,4	2,59	16,58
12	2,56	30,72
14,1	2,52	35,53
15,4	2,43	37,42
17,5	2	35,00
18,3	1,66	30,38
18,5	1,5	27,75
19,2	1,17	22,46
19,9	0,61	12,14
20,5	0,13	2,67
20,58	0	0,00

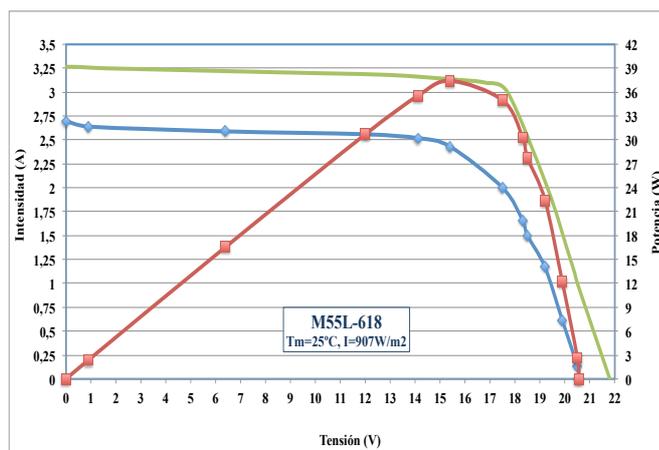


Figura 60: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 618

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,52	0,00
0,9	2,51	2,26
1	2,52	2,52
1,6	2,5	4,00
10,6	2,46	26,08
15,4	2,2	33,88
16	2,08	33,28
16,7	1,87	31,23
17,3	1,6	27,68
18,7	0,85	15,90
20	0,1	2,00
20,1	0	0,00

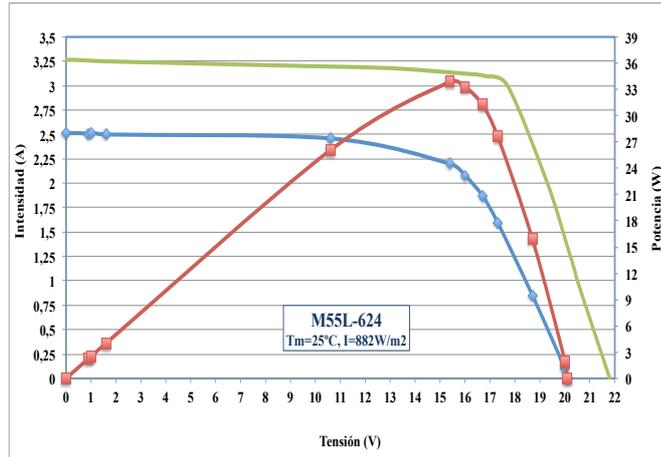


Figura 61: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 624

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,4	0,00
0,8	2,38	1,90
0,9	2,38	2,14
6,4	2,35	15,04
12,2	2,24	27,33
15,6	1,91	29,80
17,4	1,46	25,40
18	1,23	22,14
19,6	0,56	10,98
20,4	0,13	2,65
20,5	0	0,00

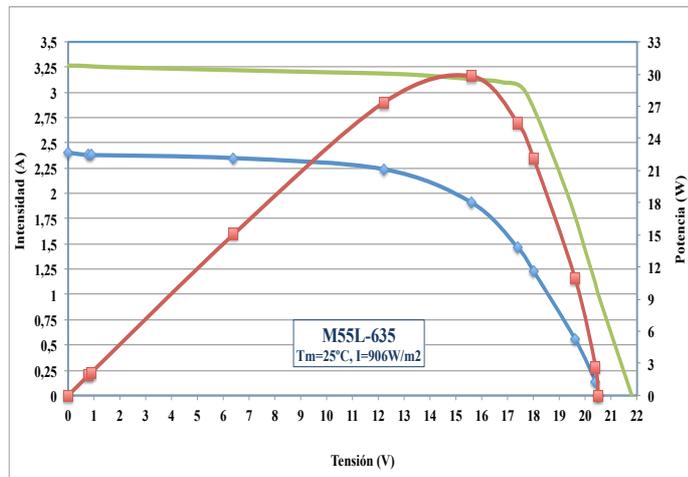


Figura 62: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 635

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,46	0,00
0,8	2,44	1,95
1,4	2,43	3,40
7,6	2,38	18,09
12,5	2,33	29,13
14,1	2,28	32,15
17	1,94	32,98
17,9	1,68	30,07
18,6	1,35	25,11
19,3	0,99	19,11
20,2	0,34	6,87
20,5	0,12	2,46
20,58	0	0,00

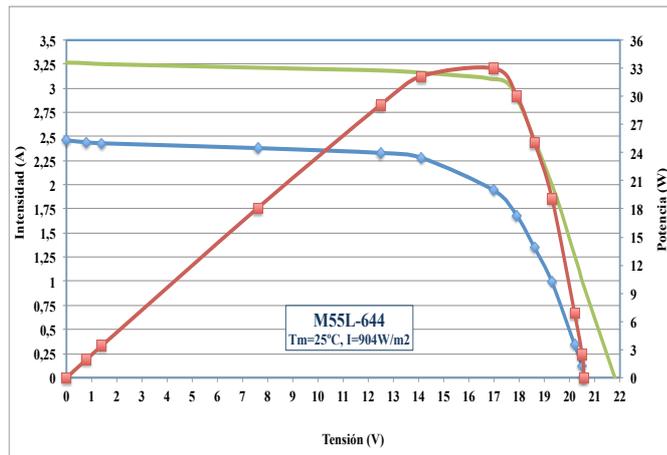


Figura 63: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 644

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,34	0,00
0,8	2,33	1,86
1,4	2,32	3,25
9,7	2,24	21,73
12	2,2	26,40
15,1	1,98	29,90
15,2	1,97	29,94
16,1	1,82	29,30
18,5	1,16	21,46
19,2	0,64	12,29
19,8	0,33	6,53
20,1	0,14	2,81
20,2	0	0,00

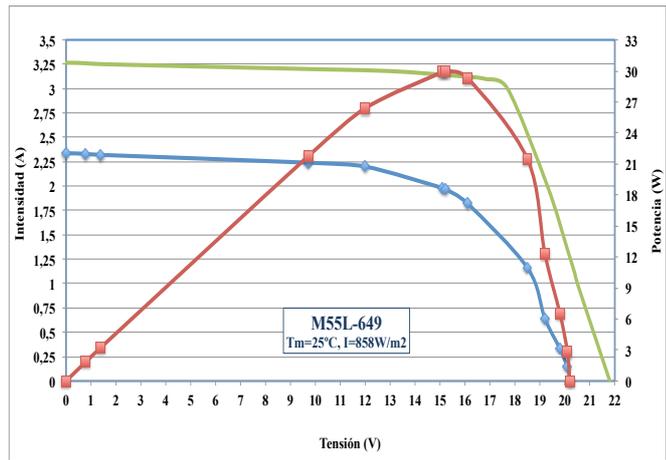


Figura 64: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 649

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,37	0,00
1	2,36	2,36
1,6	2,35	3,76
10,1	2,31	23,33
13,4	2,21	29,61
15,5	2,02	31,31
15,8	1,97	31,13
17,3	1,63	28,20
18,4	1,2	22,08
19,1	0,78	14,90
20,1	0,14	2,81
20,2	0	0,00

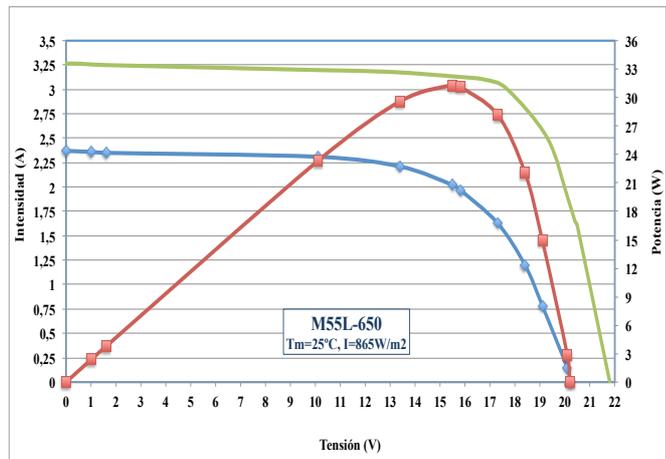


Figura 65: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 650

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,43	0,00
0,8	2,41	1,93
1,4	2,41	3,37
7,6	2,36	17,94
12,4	2,28	28,27
15,5	2,04	31,62
16	1,98	31,68
18,3	1,26	23,06
18,8	1,01	18,99
19,4	0,67	13,00
20,2	0,13	2,63
20,26	0	0,00

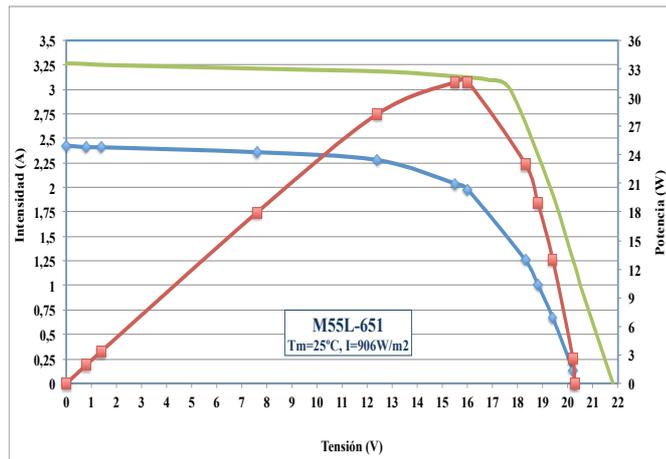


Figura 66: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 651

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,4	0,00
0,8	2,35	1,88
5,8	2,33	13,51
10,7	2,28	24,40
12,6	2,22	27,97
14,9	2,05	30,55
15,8	1,89	29,86
17,4	1,43	24,88
18,1	1,15	20,82
19,2	0,55	10,56
19,9	0,12	2,39
19,98	0	0,00

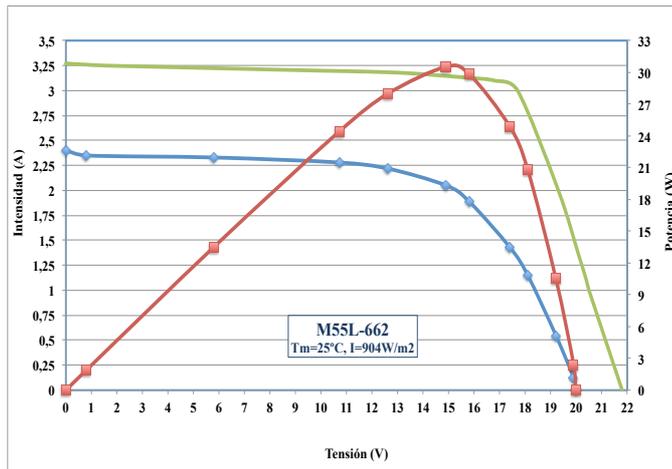


Figura 67: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 662

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,42	0,00
1,3	2,41	3,13
5,9	2,37	13,98
12	2,27	27,24
15,6	2,04	31,82
16,5	1,89	31,19
17,7	1,72	30,44
18	1,43	25,74
18,5	1,21	22,39
19,1	0,94	17,95
19,7	0,52	10,24
20,2	0,13	2,63
20,3	0	0,00

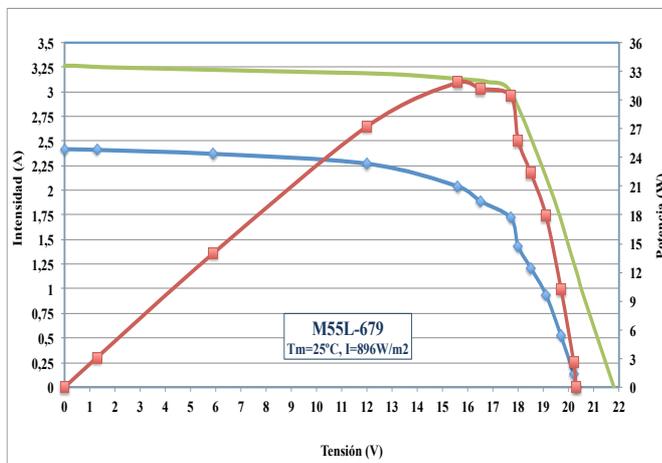


Figura 68: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 679

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,54	0,00
1,5	2,53	3,80
8	2,47	19,76
10,6	2,43	25,76
13	2,37	30,81
15,7	2,07	32,50
17,2	1,73	29,76
18,4	1,28	23,55
18,8	1,02	19,18
19,2	0,77	14,78
19,6	0,47	9,21
20	0,14	2,80
20,1	0	0,00

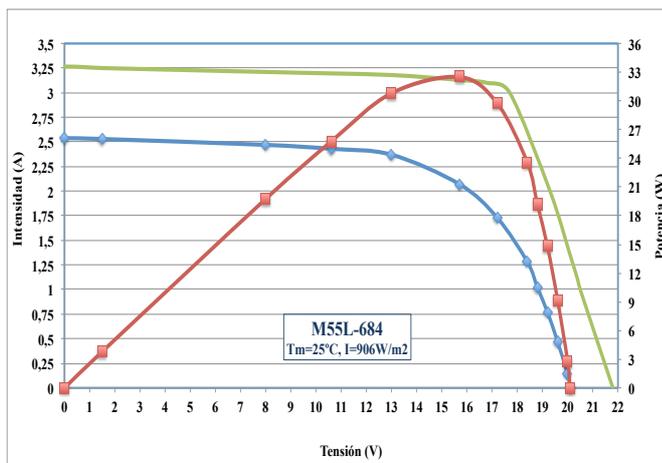


Figura 69: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 684

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,4	0,00
0,9	2,35	2,12
5,5	2,31	12,71
9,4	2,27	21,34
15,5	2,2	34,10
16,5	2,03	33,50
16,9	1,82	30,76
17,3	1,7	29,41
19,1	0,91	17,38
19,6	0,57	11,17
20,2	0,14	2,83
20,27	0	0,00

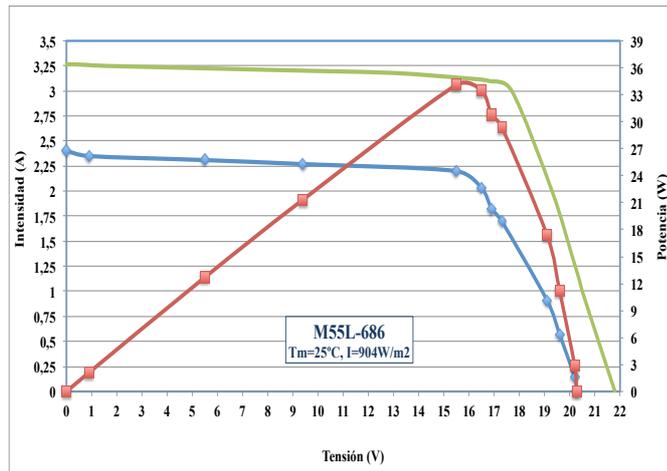


Figura 70: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 686

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,19	0,00
0,8	2,19	1,75
1,4	2,18	3,05
5,4	2,14	11,56
9,8	2,08	20,38
14,9	1,92	28,61
15,2	1,91	29,03
17,9	1,33	23,81
19	0,82	15,58
19,8	0,28	5,54
20,1	0,13	2,61
20,2	0	0,00

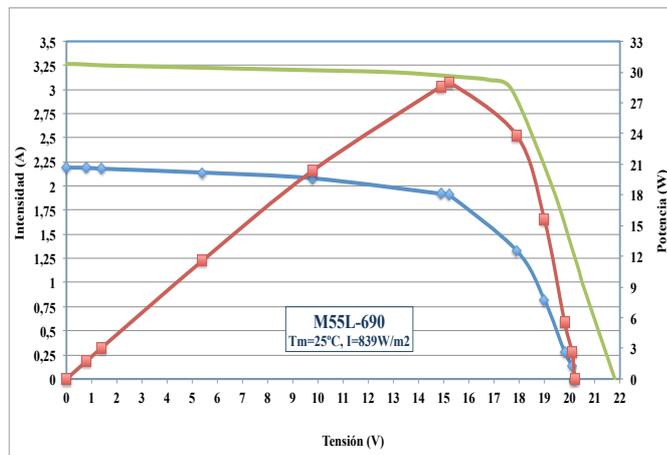


Figura 71: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 690

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,4	0,00
1	2,39	2,39
1,5	2,38	3,57
10	2,3	23,00
14,6	2,11	30,81
15,5	1,99	30,85
15,8	1,95	30,81
17,3	1,6	27,68
18,5	1	18,50
19,3	0,48	9,26
19,8	0,14	2,77
19,9	0	0,00

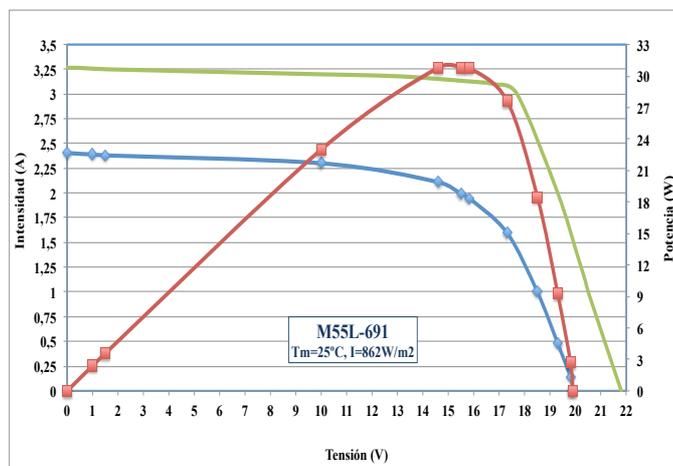


Figura 72: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 691

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,33	0,00
1,3	2,32	3,02
7,4	2,26	16,72
11,9	2,2	26,18
15,1	1,98	29,90
16,7	1,7	28,39
18,1	1,25	22,63
19,4	0,59	11,45
20,1	0,13	2,61
20,2	0	0,00

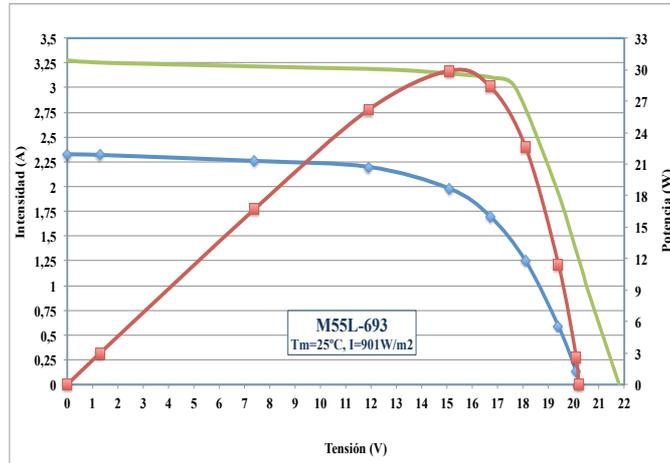


Figura 73: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 693

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,24	0,00
1,7	2,24	3,81
10,4	2,16	22,46
13,2	2,11	27,85
15,4	2	30,80
16,5	1,85	30,53
17,7	1,58	27,97
19,4	0,73	14,16
19,8	0,42	8,32
19,9	0,35	6,97
20,3	0,13	2,64
20,35	0	0,00

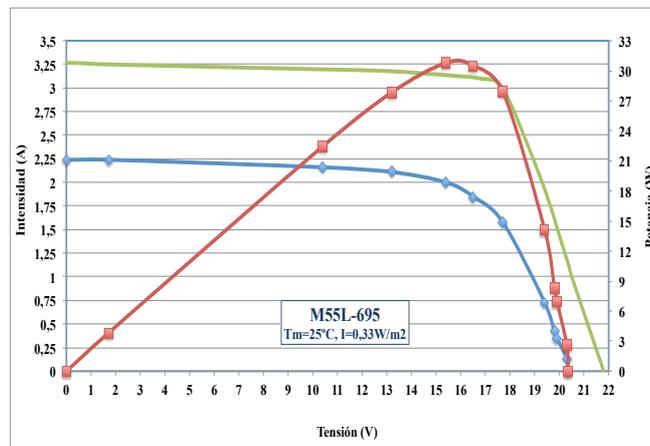


Figura 74: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 695

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,43	0,00
0,7	2,4	1,68
1,3	2,4	3,12
7,5	2,33	17,48
15,4	2,06	31,72
17	1,75	29,75
18,4	1,22	22,45
18,9	0,97	18,33
19,5	0,58	11,31
20,1	0,14	2,81
20,2	0	0,00

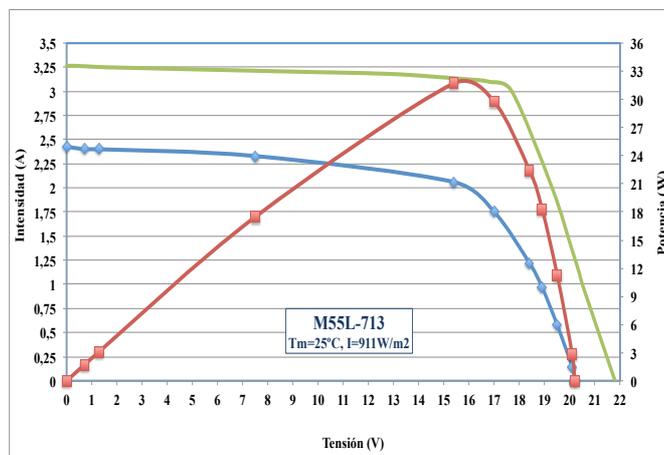


Figura 75: Datos y curvas experimentales del módulo nº serie 713

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,37	0,00
1,4	2,36	3,30
9,8	2,26	22,15
12,2	2,22	27,08
13,5	2,18	29,43
15,7	2,03	31,87
16,6	1,89	31,37
17,3	1,74	30,10
19,2	0,92	17,66
19,9	0,51	10,15
20,4	0,13	2,65
20,5	0	0,00

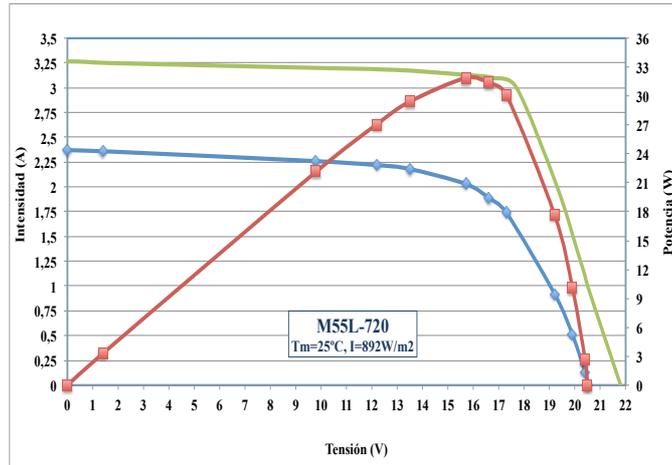


Figura 76: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 720

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,44	0,00
1,5	2,42	3,63
10,1	2,33	23,53
12,4	2,28	28,27
14,5	2,18	31,61
16,7	1,89	31,56
17,7	1,63	28,85
18,3	1,36	24,89
19,1	0,95	18,15
19,7	0,57	11,23
20,3	0,13	2,64
20,4	0	0,00

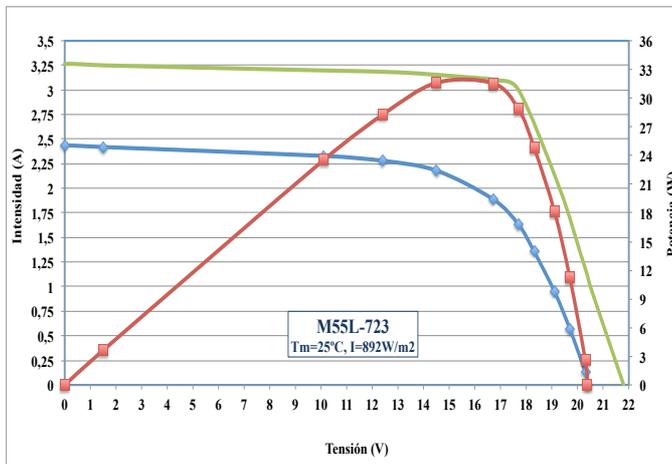


Figura 77: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 723

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,26	0,00
0,8	2,25	1,80
1,3	2,24	2,91
9,5	2,15	20,43
13	2,08	27,04
15	1,95	29,25
16,7	1,69	28,22
17,6	1,45	25,52
18,8	0,82	15,42
19,5	0,45	8,78
20	0,14	2,80

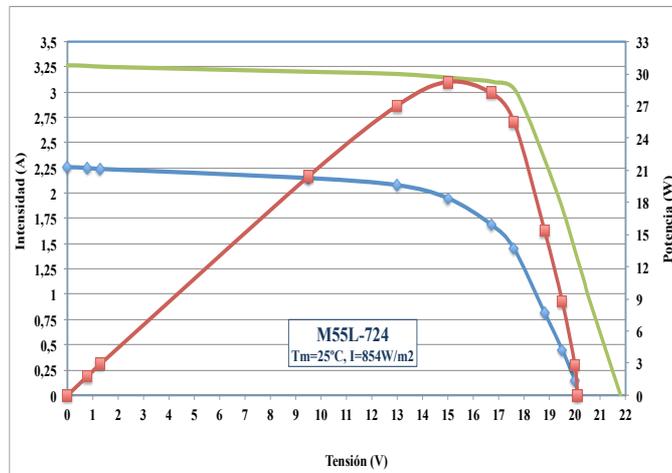


Figura 78: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 724

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,23	0,00
0,8	2,22	1,78
10,4	2,12	22,05
11,4	2,09	23,83
13,4	1,98	26,53
14,8	1,91	28,27
16,5	1,66	27,39
18,7	0,88	16,46
19,2	0,64	12,29
19,4	0,55	10,67
20,1	0,13	2,61
20,2	0	0,00

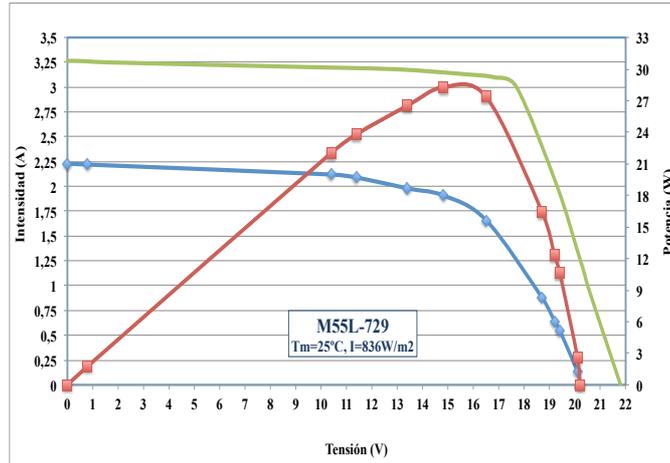


Figura 79: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 729

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,35	0,00
0,9	2,34	2,11
1,6	2,33	3,73
11,9	2,2	26,18
14,5	2,08	30,16
15,4	1,99	30,65
16,3	1,75	28,53
17,7	1,47	26,02
18,3	1,2	21,96
18,9	0,95	17,96
19,7	0,48	9,46
20,2	0,14	2,83
20,3	0	0,00

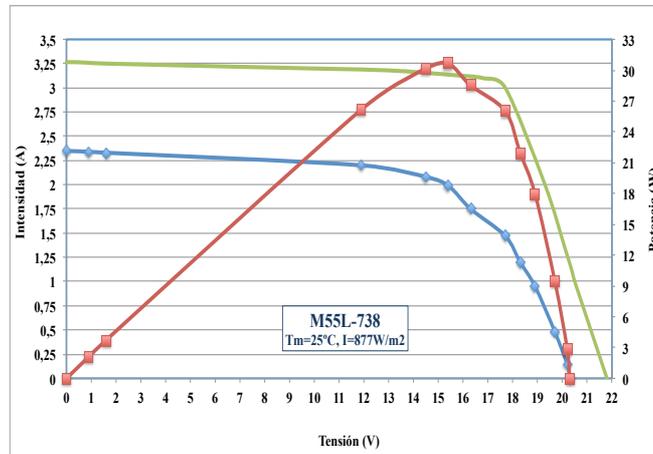


Figura 80: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 738

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,34	0,00
0,8	2,33	1,86
5,9	2,29	13,51
9,9	2,24	22,18
12,3	2,15	26,45
15,2	1,98	30,10
15,3	1,95	29,84
16,8	1,7	28,56
18	1,25	22,50
19,5	0,48	9,36
20,2	0	0,00

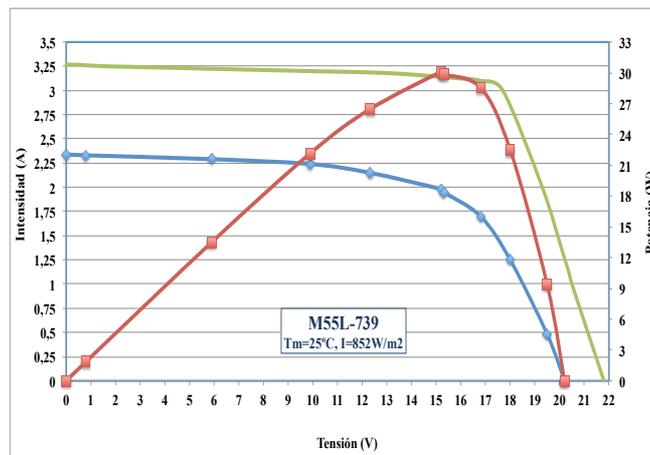


Figura 81: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 739

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,56	0,00
8,2	2,46	20,17
12,6	2,32	29,23
15,1	2,18	32,92
15,9	2,07	32,91
16,1	2,05	33,01
16,6	1,91	31,71
17,1	1,8	30,78
18,2	1,45	26,39
19,7	0,49	9,65
20,3	0,13	2,64
20,4	0	0,00

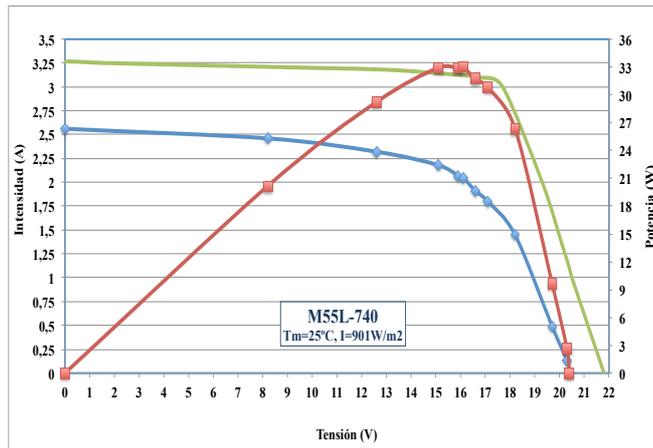


Figura 82: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 740

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,33	0,00
0,9	2,33	2,10
9,7	2,25	21,83
10,7	2,28	24,40
12,4	2,26	28,02
13,2	2,24	29,57
16,4	2,01	32,96
16,6	1,96	32,54
18,5	1,41	26,09
19,6	0,79	15,48
20,3	0,23	4,67
20,6	0	0,00

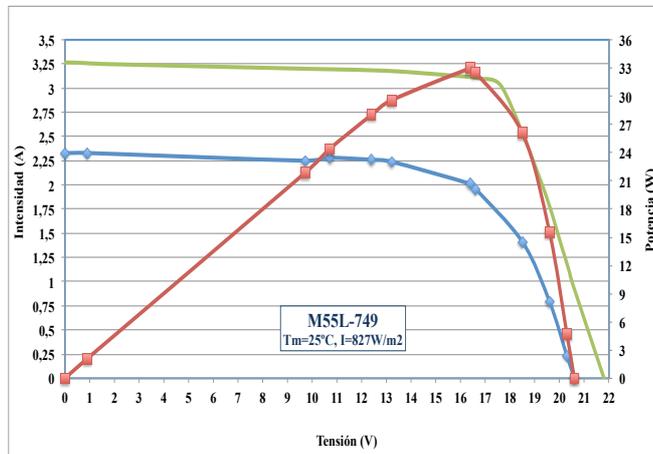


Figura 83: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 749

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,4	0,00
0,9	2,39	2,15
1,5	2,38	3,57
10	2,31	23,10
12,5	2,27	28,38
14,9	2,14	31,89
15,8	2,05	32,39
16,5	1,94	32,01
19,2	0,79	15,17
20,1	0,13	2,61
20,2	0	0,00

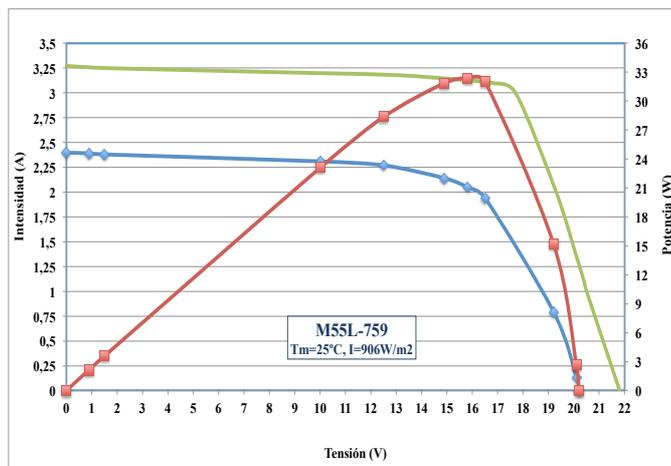


Figura 84: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 759

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,34	0,00
1,4	2,33	3,26
7,7	2,28	17,56
12,9	2,2	28,38
15,6	2,04	31,82
17,4	1,63	28,36
18,1	1,36	24,62
18,5	1,16	21,46
18,9	0,99	18,71
19,5	0,55	10,73
20,1	0,13	2,61
20,2	0	0

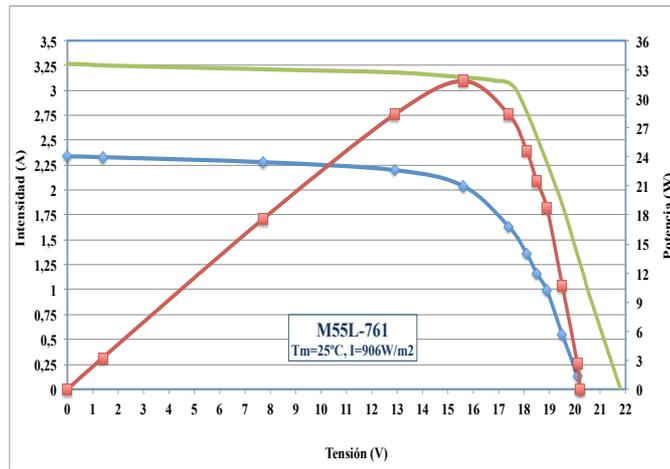


Figura 85: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 761

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,09	0,00
0,8	2,07	1,66
6,6	2,01	13,27
12,1	1,96	23,72
14,5	1,89	27,41
15,7	1,8	28,26
17,2	1,55	26,66
18	1,29	23,22
19,6	0,45	8,82
19,9	0,24	4,78
20,1	0,14	2,81
20,15	0	0,00

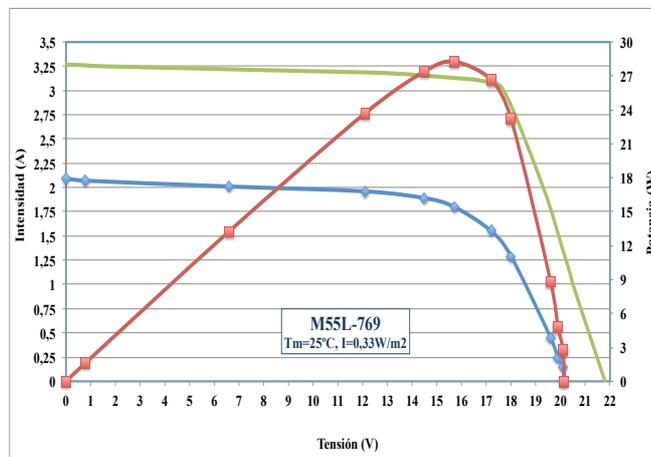


Figura 86: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 769

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,45	0,00
0,8	2,4	1,92
5,9	2,37	13,98
12,7	2,3	29,21
14,1	2,25	31,73
15,9	2,08	33,07
16	2,08	33,28
16,8	1,92	32,26
18,2	1,45	26,39
19,2	0,9	17,28
19,5	0,69	13,46
20,2	0,12	2,42
20,3	0	0,00

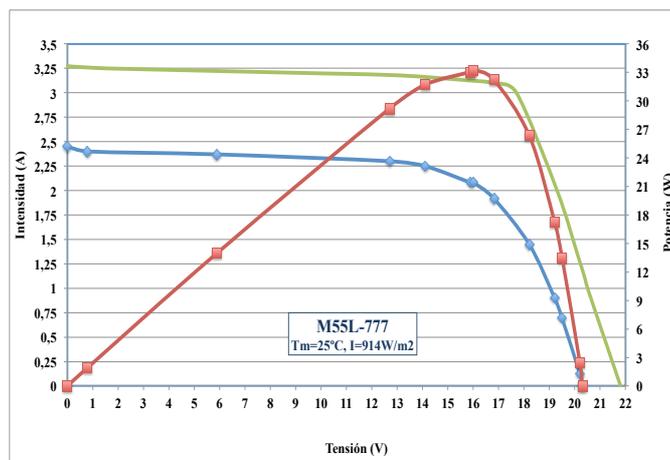


Figura 87: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 777

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,33	0,00
1,1	2,32	2,55
1,3	2,31	3,00
9,7	2,22	21,53
13,8	2,08	28,70
15,5	1,91	29,61
16,9	1,57	26,53
18,2	0,99	18,02
18,8	0,68	12,78
19,6	0,12	2,35
19,7	0	0,00

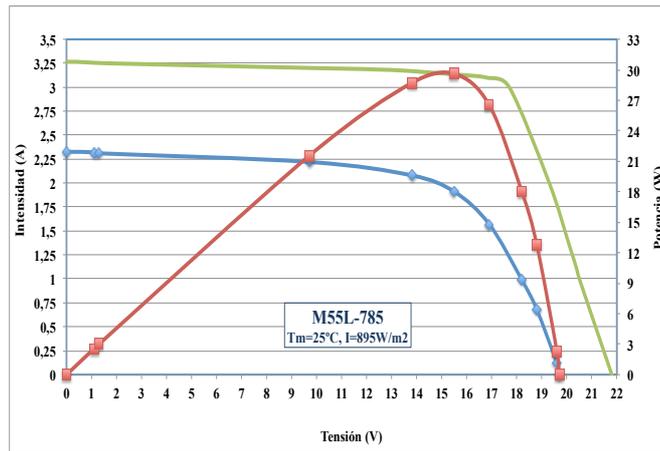


Figura 88: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 785

Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
0	2,32	0,00
1,1	2,31	2,54
1,3	2,3	2,99
7,6	2,26	17,18
12	2,21	26,52
13	2,19	28,47
15,4	2,03	31,26
18,2	1,18	21,48
18,9	0,8	15,12
19,05	0,5	9,53
19,2	0	0,00

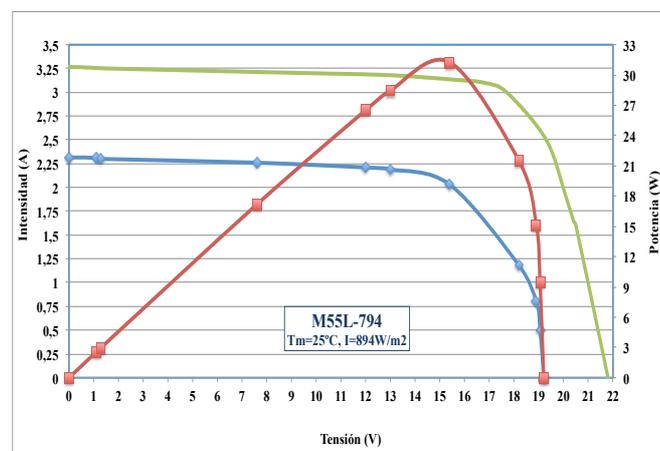


Figura 89: Datos y curvas experimentales del módulo n° serie 794

Del análisis de las gráficas obtenidas a partir de los datos experimentales se comprueba un comportamiento similar de las curvas i-v y v-p en la mayoría de los módulos fotovoltaicos, aunque existen algunas excepciones, como ocurre en los módulos 605 y 609. Esto nos manifiesta el mal estado en el que se encuentran los diodos de estos módulos fotovoltaicos, aunque a simple vista no se pudiera apreciar.

Estos módulos se han descartado de los cálculos numéricos por considerar un fallo de los módulos en lugar de una degradación. Se debiera sustituir el diodo de los módulos

De este análisis se ha obtenido que la intensidad de cortocircuito se encuentra comprendida entre 2,56A y 2,99A, con un valor medio de 2,73A, y la tensión de circuito abierto comprendida entre 19,44V y 21,18V, con un valor medio de 20,72V.

### 8.1.2. Inspección visual

En este apartado se presenta un resumen de los principales resultados de la inspección visual realizada a 77 módulos fotovoltaicos.

Las tablas 3-4 muestran las distintas degradaciones detectadas para cada uno de los módulos estudiados con una diferente escala de valores para cada tipo de defecto que se está analizando:

Oxidación tornillos a tierra	Sí	1	No	0
Juntas resquebrajadas	Sí	1	No	0

Mala fijación caja	Ninguna	0	Una	1	Dos	2				
Caja rota	Ninguna	0	Una	1	Dos	2				
Mal estado tapadera	Ninguna	0	Una	1	Dos	2				
Mal estado diodos	Ninguno	0	Uno	1	Dos	2				
Mal estado pasatubos	Ninguno	0	Uno	1	Dos	2	Tres	3	Cuatro	4

Delaminación tedlar	Sí	1	No	0
Burbujas	Número de burbujas encontradas			
Puntos calientes	Número de puntos calientes encontrados			
Golpes mecánicos	Número de golpes mecánicos encontrados			

Quemaduras	Número de células afectadas					
Delaminación exterior	Número de células afectadas					
Delaminación interior	Número de células afectadas					
Decoloración	Número de células afectadas					
Delaminación lechosa	Grado uno	1	Grado dos	2	Grado tres	3
Célula agrietada	Número de células afectadas					
Corrosión conexiones	Número de células afectadas					
Babas de caracol	Número de células afectadas					

Tabla 3: Resultados de la inspección visual desde el módulo 451 al 623

E	C	451	455	457	461	463	464	467	471	475	478	482	487	497	498	499	500	504	517	526	533	534	538	552	554	559	563	570	575	578	579	595	597	605	607	609	611	618	619	623							
M	OT	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
	JR	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
CDC	MFC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0		
	CR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MET	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MED	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MEP	4	4	2	4	4	2	4	4	4	4	2	4	4	4	4	3	4	4	4	4	4	4	1	4	4	4	4	3	4	4	4	0	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	0	0		
PPM	DT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	B	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	PC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	
	GM	3	0	0	0	0	0	2	2	1	0	0	0	0	1	0	0	3	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	4	0	1	1	0	0	0	0	0	1			
PDM	Q	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	DI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	DE	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	11	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	DEC	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	
	DL	2	1	1	2	1	1	1	1	2	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1		
	CA	1	1	0	1	2	1	1	3	1	3	0	1	1	1	1	1	3	1	1	0	4	0	1	5	1	1	0	2	1	0	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
	CC	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	
	BC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

ELEMENTO	E
MARCO	M
CAJA DE CONEXIONES	CDC
PARTE POSTERIOR DEL MÓDULO	PPM
PARTE DELANTERA DEL MÓDULO	PDM

CARACTERÍSTICA	C
OXIDACIÓN TORNILLOS A TIERRA	OT
JUNTAS RESQUEBRAJADAS	JR
MALA FIJACIÓN CAJA	MFC
CAJA ROTA	CR
MAL ESTADO TAPADERA	MET
MAL ESTADO DIODOS	MED
MAL ESTADO PASATUBOS	MEP

DELAMINACIÓN TEDLAR	DT
BURBUJAS	B
PUNTOS CALIENTES	PC
GOLPES MECÁNICOS	GM
QUEMADURAS	Q
DELAMINACIÓN EXTERIOR	DI
DELAMINACIÓN INTERIOR	DE
DECOLORACIÓN	DEC
DELAMINACIÓN LECHOSA	DL
CÉLULA AGRIETADA	CA
CORROSIÓN CONEXIONES	CC
BABAS DE CARACOL	BC

Tabla 4: Resultados de la inspección visual desde el módulo 624 al 794

E	C	624	629	635	644	649	650	651	652	662	671	676	679	684	686	690	691	693	695	697	713	720	723	724	729	735	738	739	740	749	759	761	769	772	777	779	784	785	794				
M	OT	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
	JR	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
CDC	MFC	0	0	2	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1		
	CR	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0		
	MET	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0		
	MED	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0		
	MEP	3	4	4	4	4	4	4	4	3	4	4	4	4	2	4	3	0	3	4	4	4	2	2	4	4	4	3	4	4	0	4	4	4	4	2	4	4	4	4	2		
PPM	DT	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0	1	0	0	1	0	0		
	B	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	PC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GM	1	0	0	3	3	1	0	2	0	0	1	5	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	6	0	4	3	1	0	1	1	1	1	1	0	1	1		
PDM	Q	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	DI	0	0	0	0	0	8	3	0	0	0	0	12	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	0	0	0	0	6	0	0	0	3	36	11	0	10	0	0	0		
	DE	0	0	14	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	3	0	5	0	36	0	0	12	0	0	0			
	DEC	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	
	DL	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	2	2	1	2	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
	CA	1	0	3	2	2	1	3	1	3	0	1	3	2	1	6	4	1	1	1	2	1	3	1	2	0	3	2	2	7	1	1	3	1	1	1	1	1	1	2	3		
	CC	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	
	BC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

ELEMENTO	E
MARCO	M
CAJA DE CONEXIONES	CDC
PARTE POSTERIOR DEL MÓDULO	PPM
PARTE DELANTERA DEL MÓDULO	PDM

CARACTERÍSTICA	C
OXIDACIÓN TORNILLOS A TIERRA	OT
JUNTAS RESQUEBRAJADAS	JR
MALA FIJACIÓN CAJA	MFC
CAJA ROTA	CR
MAL ESTADO TAPADERA	MET
MAL ESTADO DIODOS	MED
MAL ESTADO PASATUBOS	MEP

DELAMINACIÓN TEDLAR	DT
BURBUJAS	B
PUNTOS CALIENTES	PC
GOLPES MECÁNICOS	GM
QUEMADURAS	Q
DELAMINACIÓN EXTERIOR	DI
DELAMINACIÓN INTERIOR	DE
DECOLORACIÓN	DEC
DELAMINACIÓN LECHOSA	DL
CÉLULA AGRIETADA	CA
CORROSIÓN CONEXIONES	CC
BABAS DE CARACOL	BC

A continuación se detalla en más profundidad algunos de estos defectos ubicándolos en los módulos encontrados.

En primer lugar se observó que las cajas de conexiones de los módulos presentaban varios tipos de degradación, la mayoría tenían los pasatubos en mal estado y varias de ellas estaban despejadas rotas (Figura 90), a pesar de ellos el interior de las cajas estaba prácticamente íntegro.

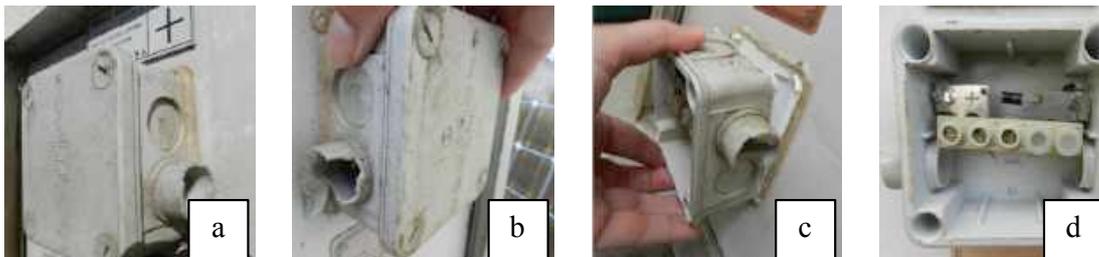


Figura 90: Detalle de a-Caja de conexiones b-Pasatubos estallado c-Caja de conexiones rota y despejada d-Interior de la caja de conexiones

Por otro lado, en la parte posterior del módulo, en todos los módulos se ha observado el agrietamiento de las juntas de teflón que unen el marco con el conjunto laminado vidrio-EVA-célula y tedlar y la oxidación del tornillos para la puesta a tierra del módulo.

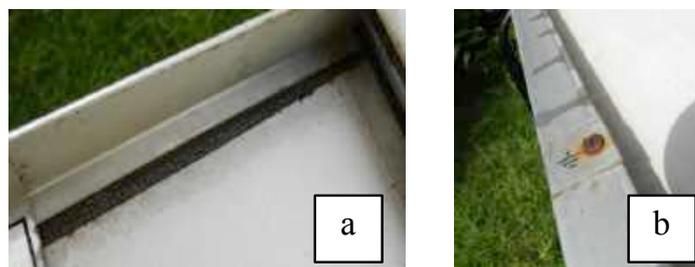


Figura 91: Detalle del a-estado de las juntas, b-estado de los tornillos a tierra

Las células fotovoltaicas están hechas de silicio, esto hace que las células fotovoltaicas sean muy frágiles. Las grietas de las células son grietas en el sustrato de silicio de las células fotovoltaicas que a menudo no se pueden ver a simple vista, a no ser que ya sea una rotura importante como algunos ejemplos que se han documentado durante la inspección visual de la muestra (Figura 92). Las grietas de las células pueden formarse en diferentes longitudes y orientaciones.

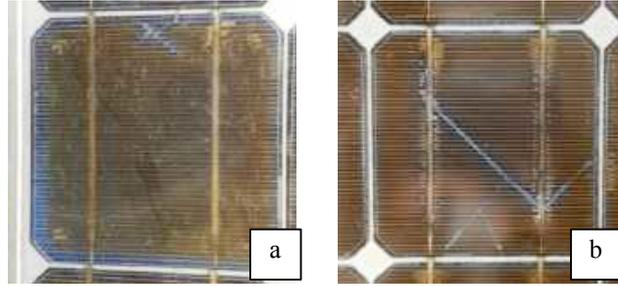


Figura 92: a- Detalle del módulo 644, b- Detalle del módulo 463

Hay varios módulos que presentan células agrietadas debido a otros tipos de degradación, como son golpes mecánicos y puntos calientes.

En algunas ocasiones se ha observado que la ubicación de la grieta coincide con un raja o golpe en la parte posterior por lo que el motivo de esta rotura previsiblemente ha sido por errores durante el montaje o desmontaje. En las Figuras 93-96 se puede observar dos ejemplos encontrados en la muestra debidos a golpes mecánicos y puntos calientes respectivamente.

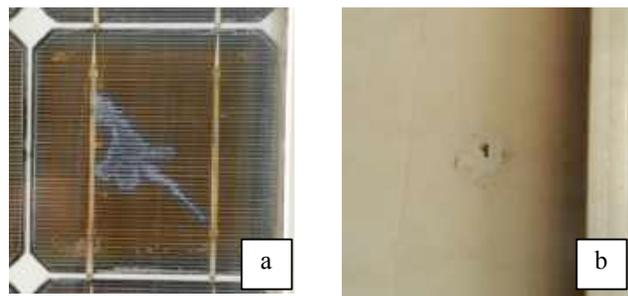


Figura 93: Detalle de golpe mecánico en el módulo 624. a-Parte delantera, b-Parte trasera

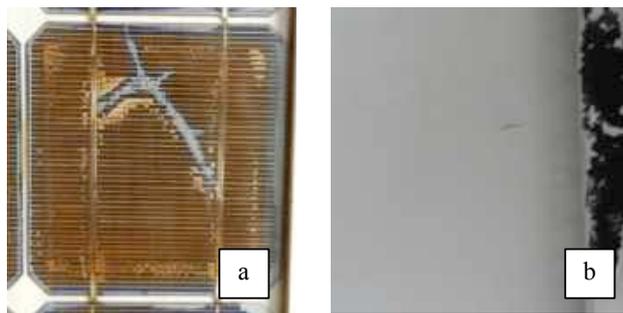


Figura 94: Detalle de golpe mecánico en el módulo 769. a-Parte delantera, b-Parte trasera

En otros módulos se ha detecta la rotura de la célula con la presencia de puntos calientes por haber observado quemadura en su parte posterior.

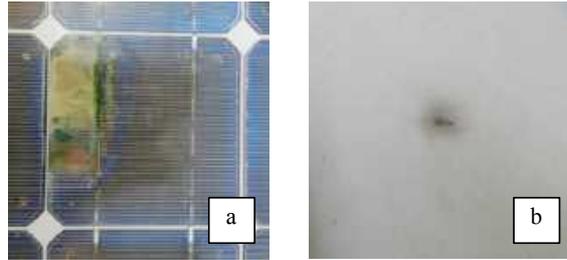


Figura 95: Detalle de la quemadura en el módulo 684. a-Parte delantera, b-Parte trasera

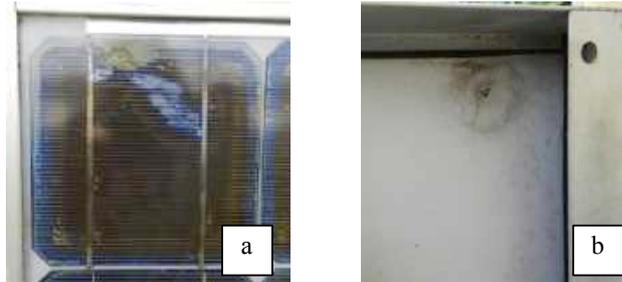


Figura 96: Detalle de la quemadura en el módulo 713. a-Parte delantera, b-Parte trasera

Durante la inspección visual de los módulos fotovoltaicos se ha observado que después de 22 años de funcionamiento, el oscurecimiento del EVA afectó al 100% de las células del módulo.

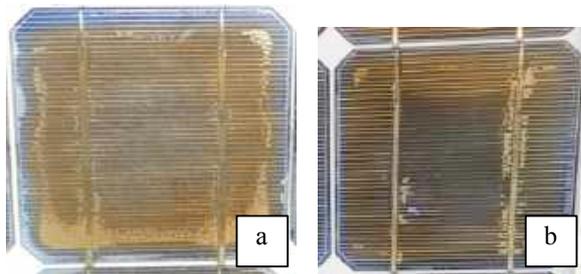


Figura 97: a- Detalle del módulo 475, b- Detalle del módulo 784

Además se ha observado ampliamente el problema de delaminación frontal de las células, formando un patrón lechoso (Figura 97.a), además de, aunque en menor medida, la delaminación interior y exterior (Figura 97.b).

Cuando las delaminaciones se encuentran lejos del borde del módulo afectan negativamente al rendimiento, aunque no tienen por qué constituir un problema de seguridad. No obstante, estas delaminaciones pueden extenderse y llegar a la zona borde del módulo (Figura 98), de este modo, puede entrar en contacto con el entorno favoreciendo la entrada de aire y humedad, lo que provocará la corrosión y la destrucción irreversible del módulo, afectando a la integridad de la planta.

La Figura 99 detalla una región del módulo 595, que presenta una decoloración frontal y formación en menor medida de un patrón lechoso.



Figura 98: Detalle de delaminación exterior en el módulo 500



Figura 99: Detalle del módulo 595

Por último, la pérdida de adhesión que ocurre entre el polímero encapsulado y las células o entre las células y el cristal frontal representa un problema importante porque provoca la penetración de la humedad en el módulo y, por lo tanto, causa diversas degradaciones químicas y físicas, como la corrosión del metal de la estructura del módulo con mayor frecuencia. En la Figura 100 se muestra el módulo fotovoltaico 785 con delaminación en los bordes y en la Figura 101 la formación de burbujas en el Tedlar del módulo 729.

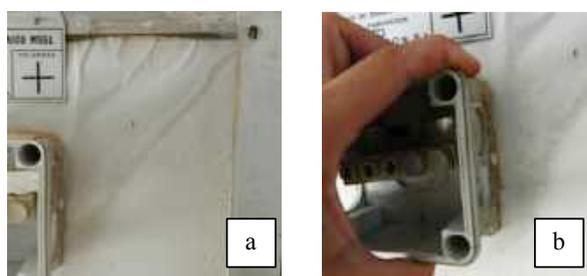


Figura 100: Detalle del módulo 785. a-Delaminación del Tedlar, b-Caja de conexiones

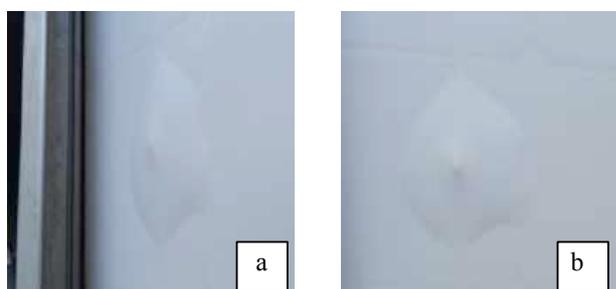


Figura 101: Detalle de burbujas en el módulo 729

### 8.1.3. Electroluminiscencia

En este apartado se encuentran los resultados obtenidos a partir del ensayo de electroluminiscencia realizado a 58 módulos fotovoltaicos. Consiste en las imágenes EL de cada uno de los módulos fotovoltaicos ordenados de menos a mayor número de serie. En ellas se pueden apreciar en un tono más oscuro las regiones más dañadas de cada una de las células que componen cada módulo fotovoltaico, además de encontrarse defectos que no podrían haber sido detectados a simple vista.

A continuación se encuentran las diferentes imágenes EL obtenidas:

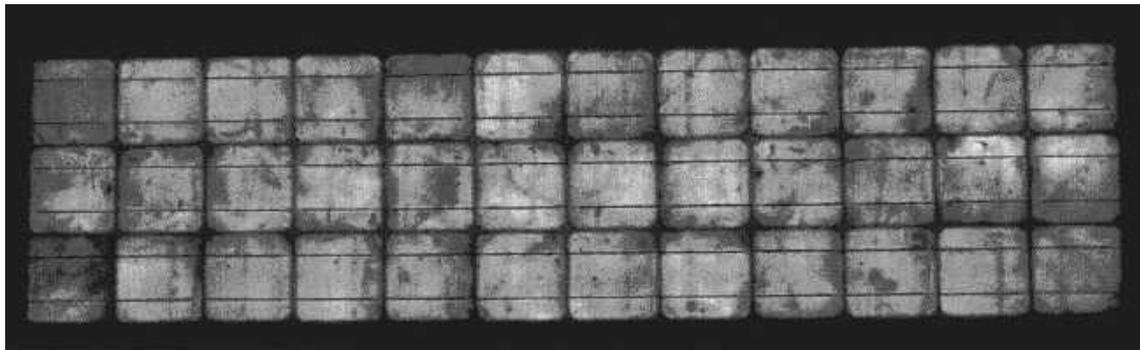


Figura 102: Imagen EL del módulo n° serie 451

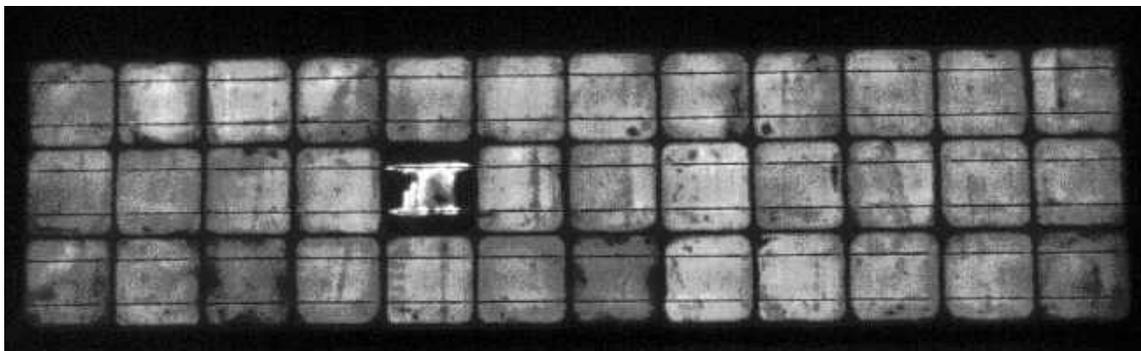


Figura 103: Imagen EL del módulo n° serie 455

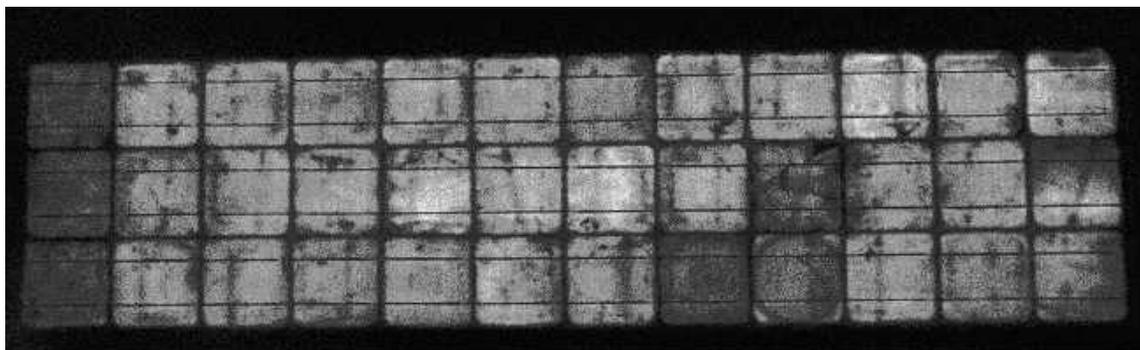


Figura 104: Imagen EL del módulo n° serie 457

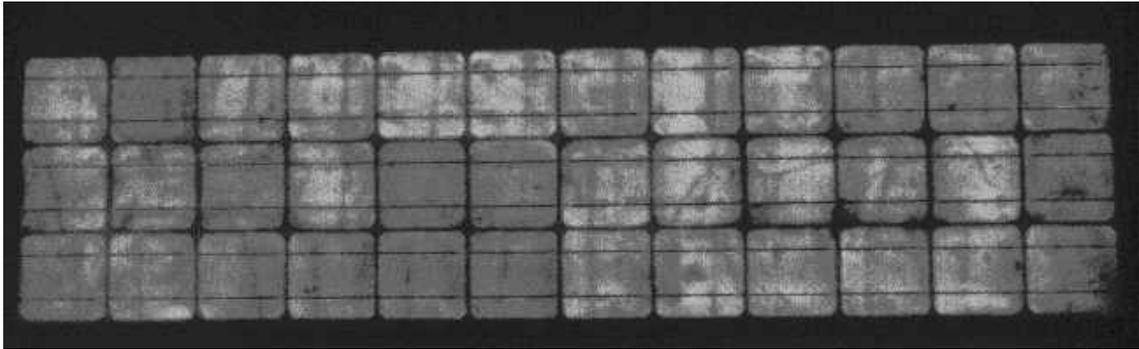


Figura 105: Imagen EL del módulo n° serie 461

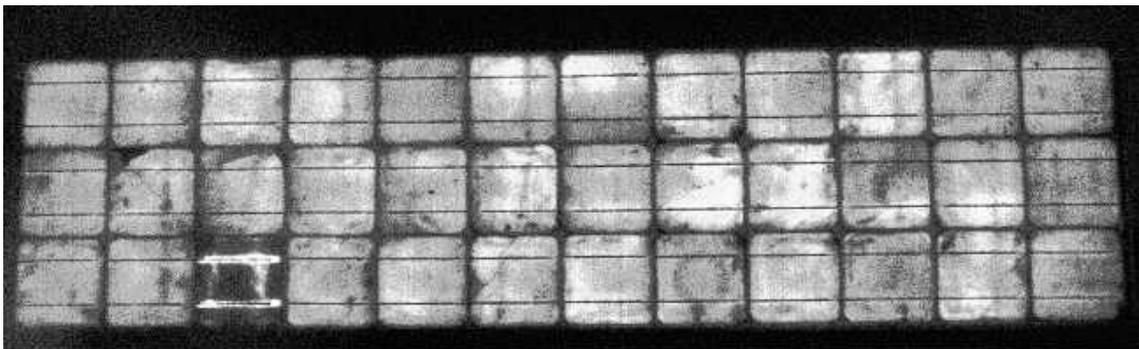


Figura 106: Imagen EL del módulo n° serie 463

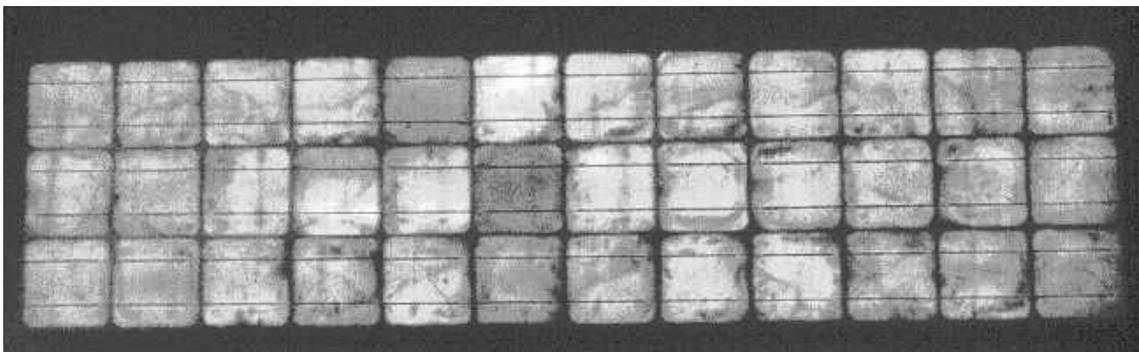


Figura 107: Imagen EL del módulo n° serie 464

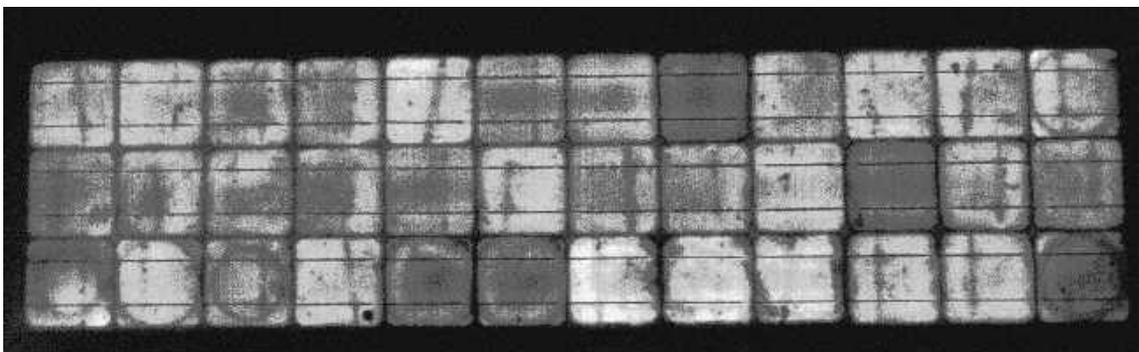


Figura 108: Imagen EL del módulo n° serie 471

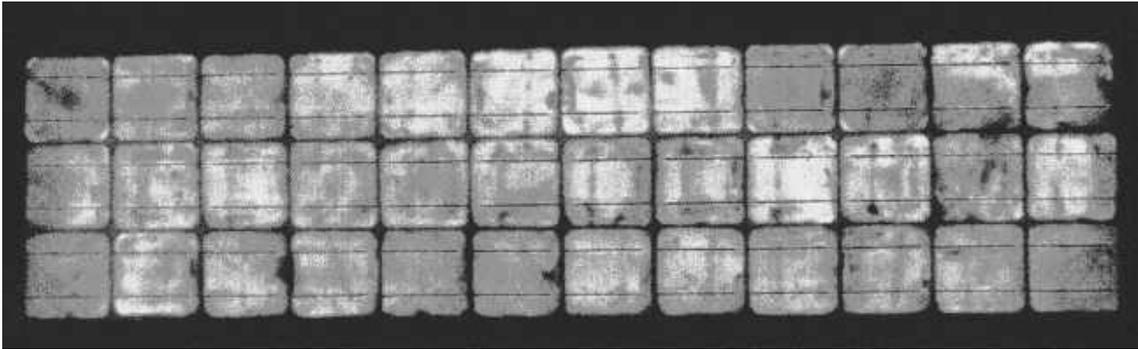


Figura 109: Imagen EL del módulo n° serie 475

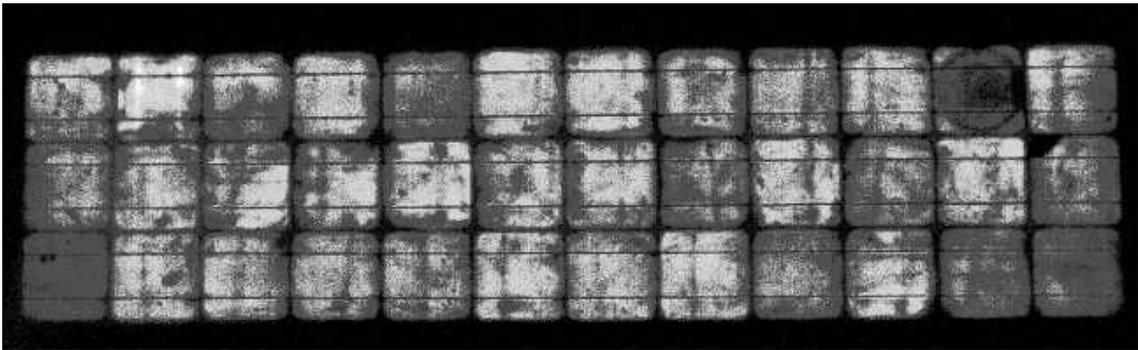


Figura 110: Imagen EL del módulo n° serie 478

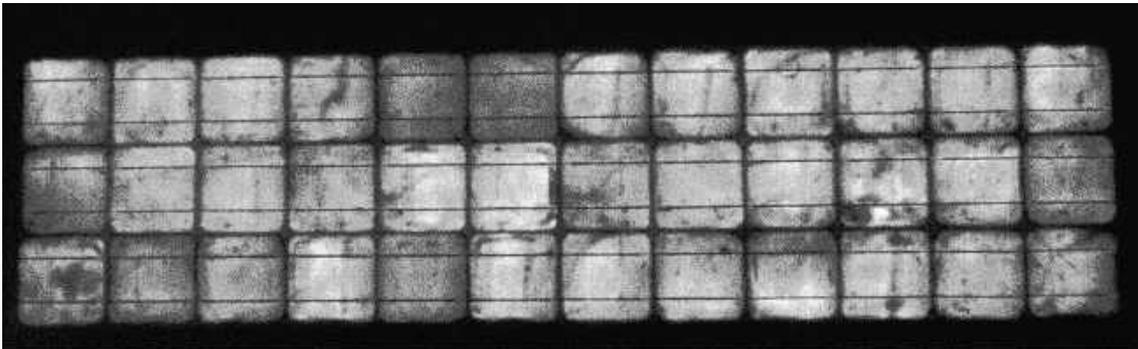


Figura 111: Imagen EL del módulo n° serie 482

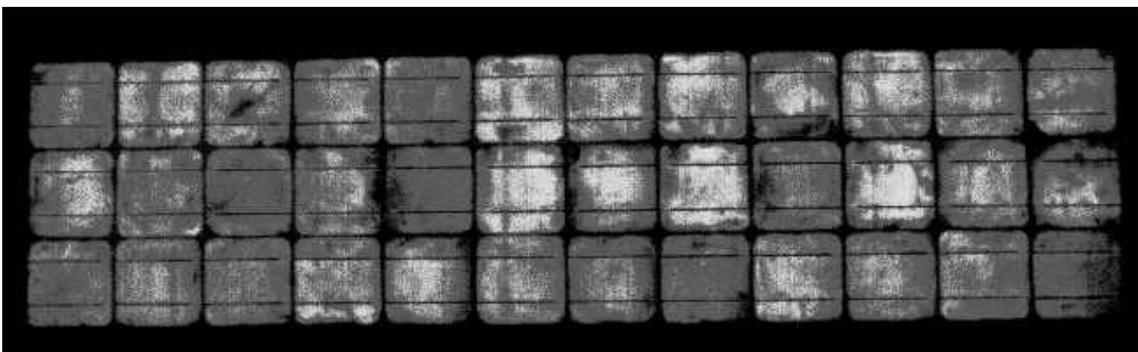


Figura 112: Imagen EL del módulo n° serie 487

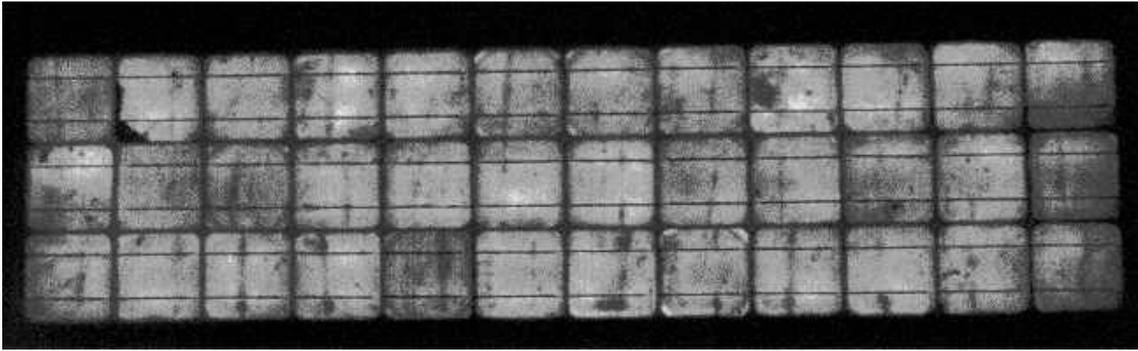


Figura 113: Imagen EL del módulo n° serie 497

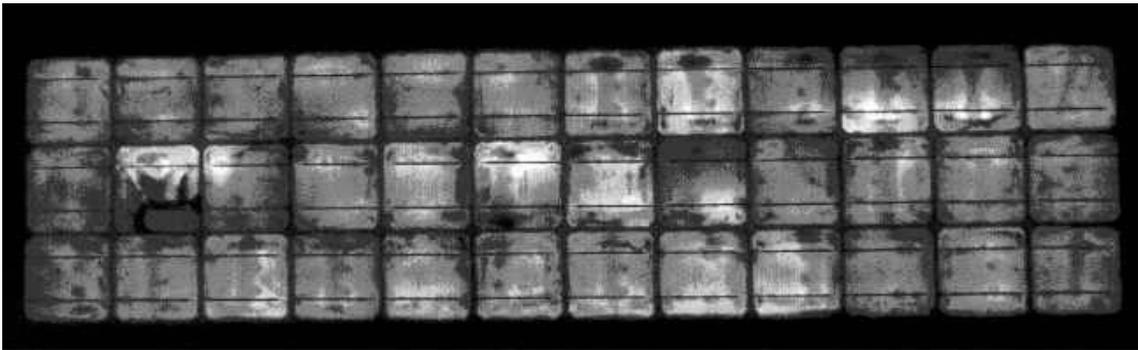


Figura 114: Imagen EL del módulo n° serie 499

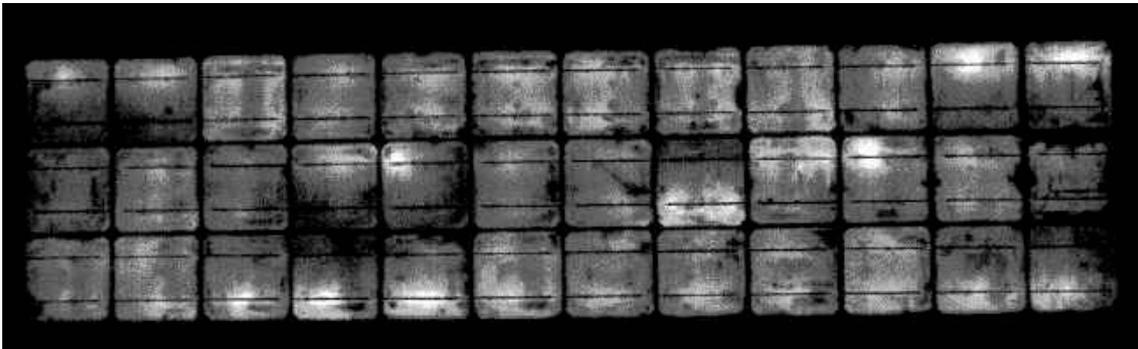


Figura 115: Imagen EL del módulo n° serie 500

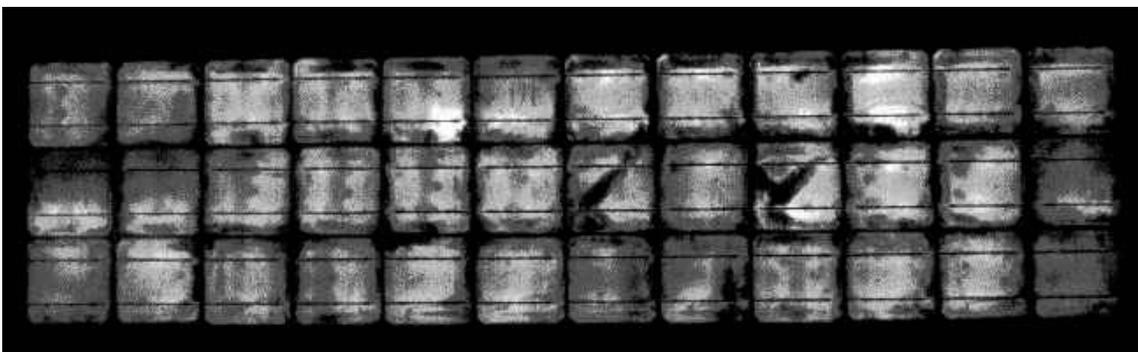


Figura 116: Imagen EL del módulo n° serie 504

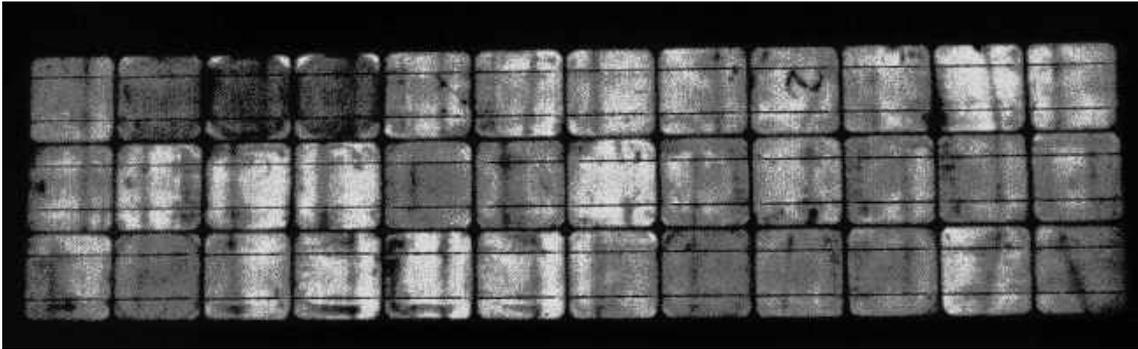


Figura 117: Imagen EL del módulo n° serie 517

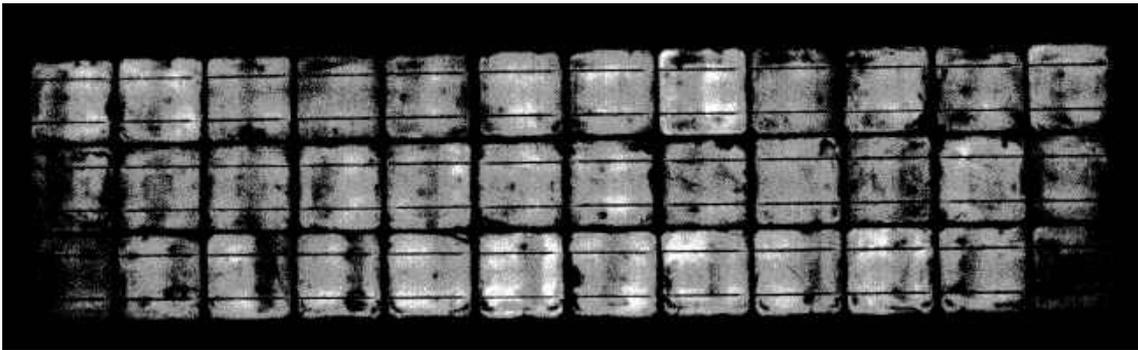


Figura 118: Imagen EL del módulo n° serie 526

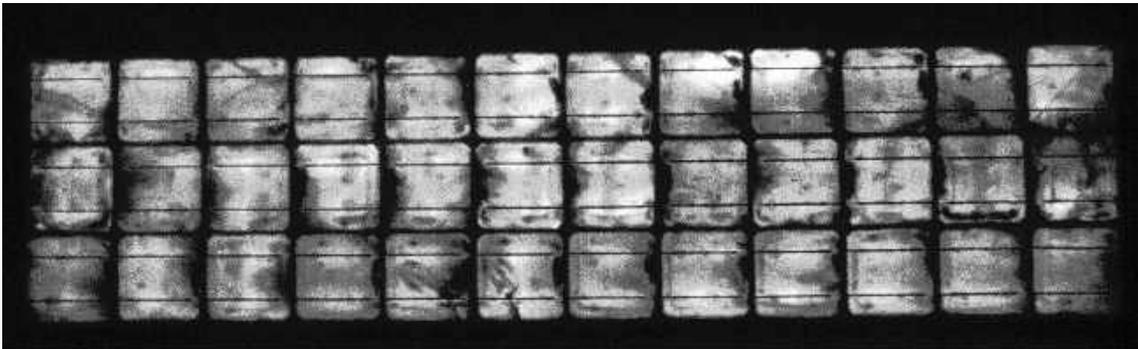


Figura 119: Imagen EL del módulo n° serie 534

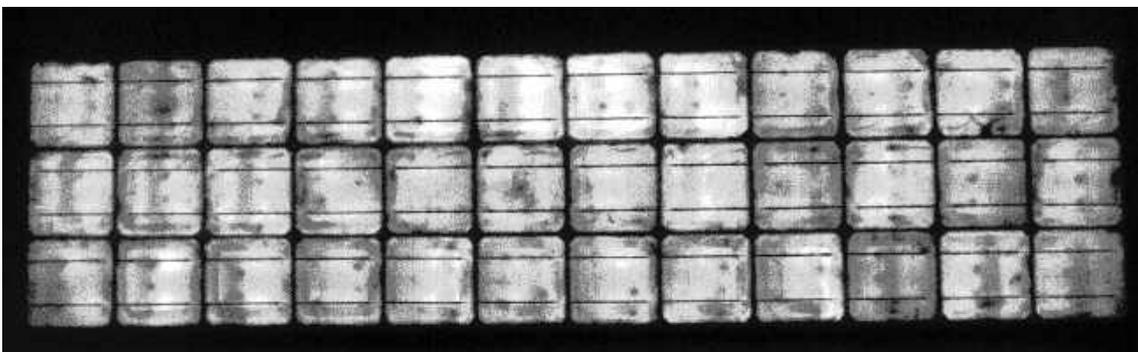


Figura 120: Imagen EL del módulo n° serie 552

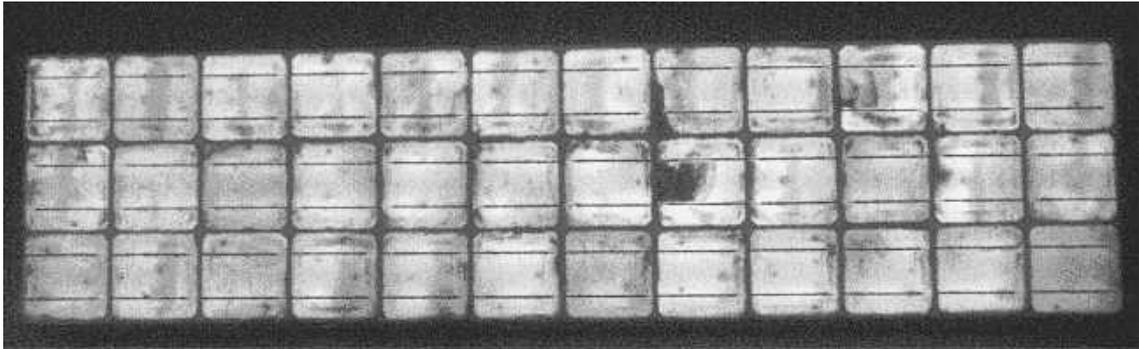


Figura 121: Imagen EL del módulo nº serie 554

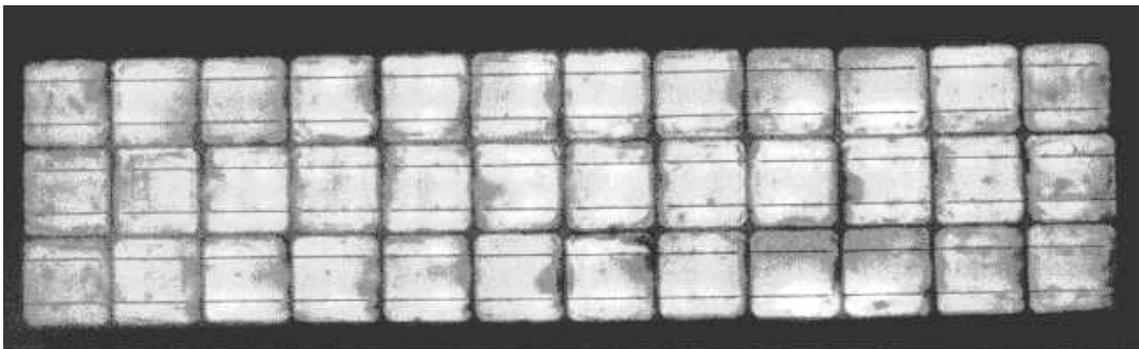


Figura 122: Imagen EL del módulo nº serie 559

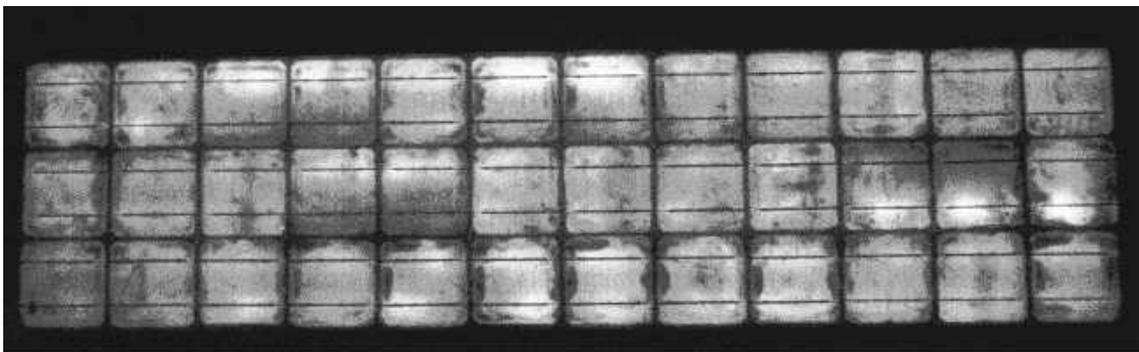


Figura 123: Imagen EL del módulo nº serie 575

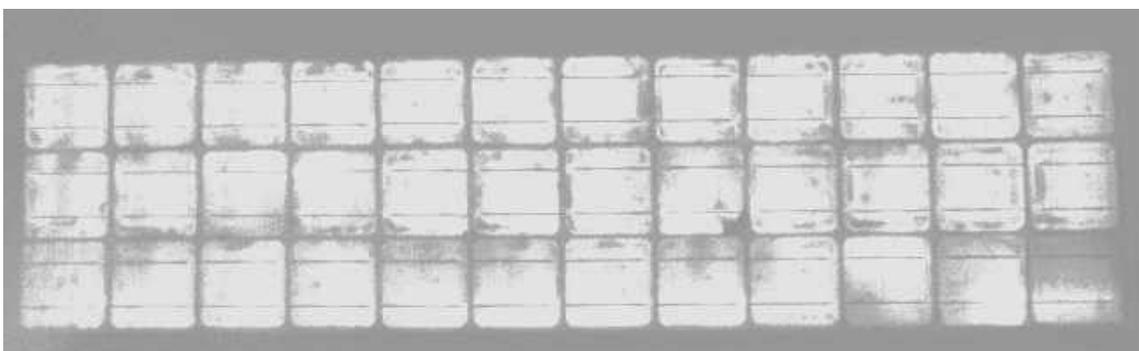


Figura 124: Imagen EL del módulo nº serie 578

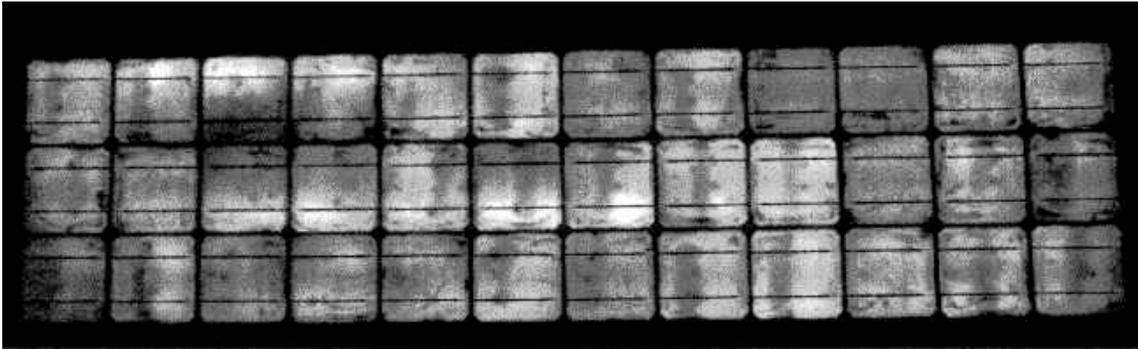


Figura 125: Imagen EL del módulo n° serie 579

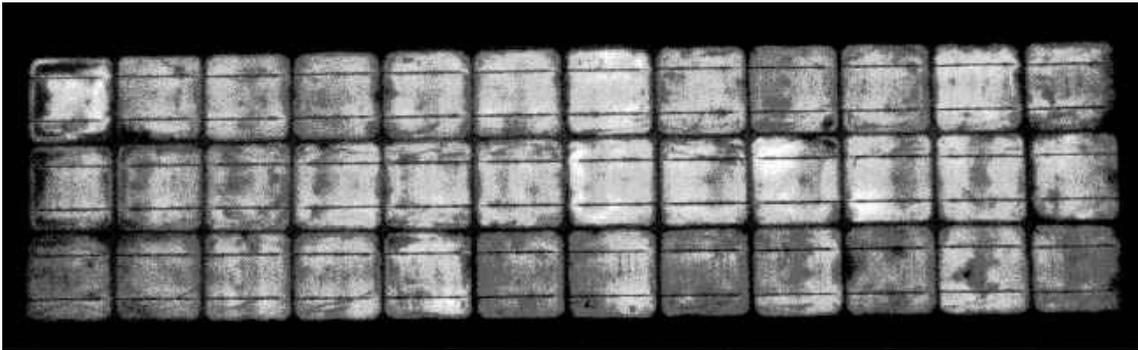


Figura 126: Imagen EL del módulo n° serie 595



Figura 127: Imagen EL del módulo n° serie 605

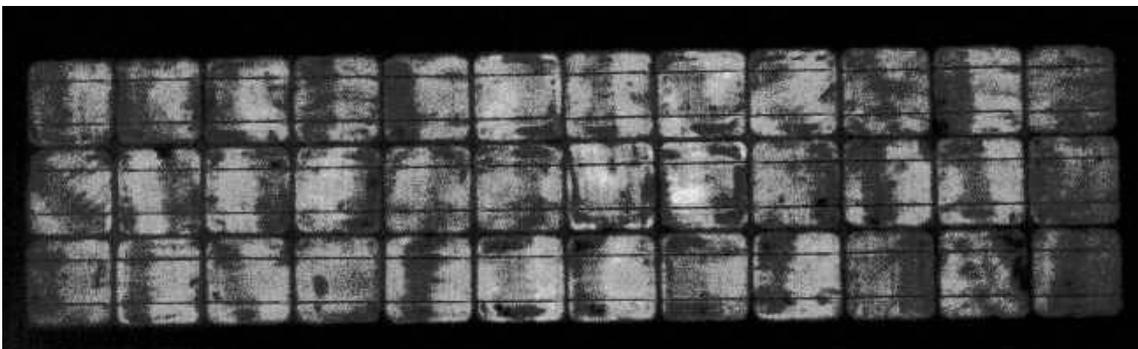


Figura 128: Imagen EL del módulo n° serie 607



Figura 129: Imagen EL del módulo nº serie 609

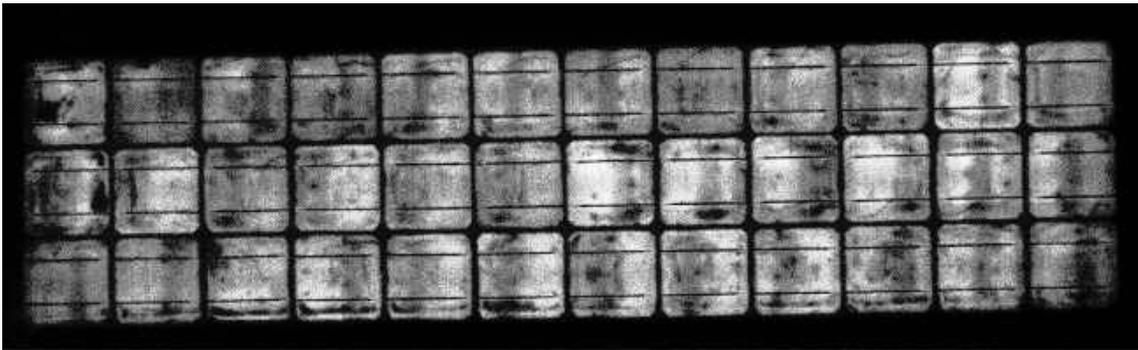


Figura 130: Imagen EL del módulo nº serie 618

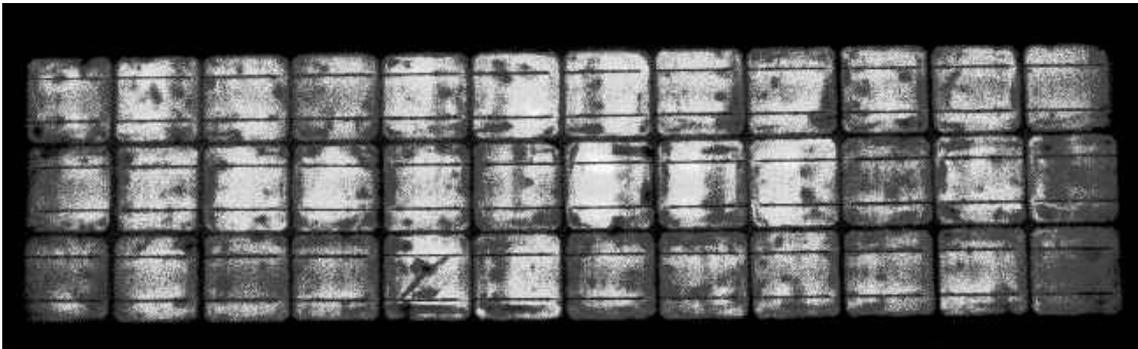


Figura 131: Imagen EL del módulo nº serie 624

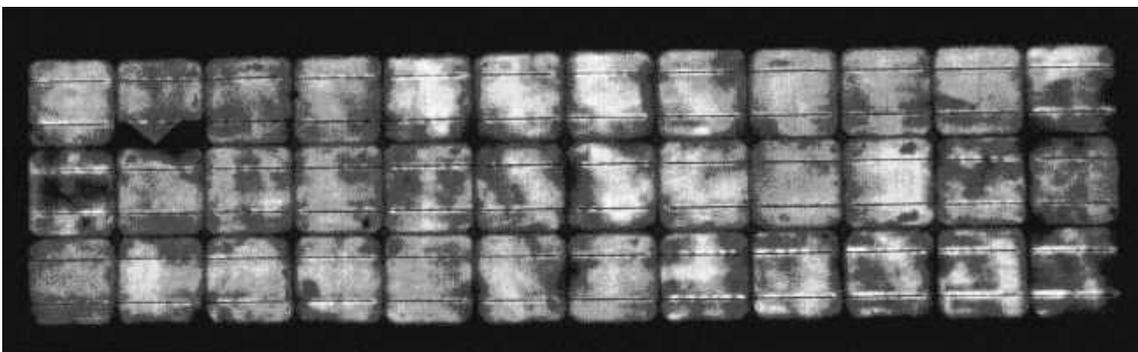


Figura 132: Imagen EL del módulo nº serie 635

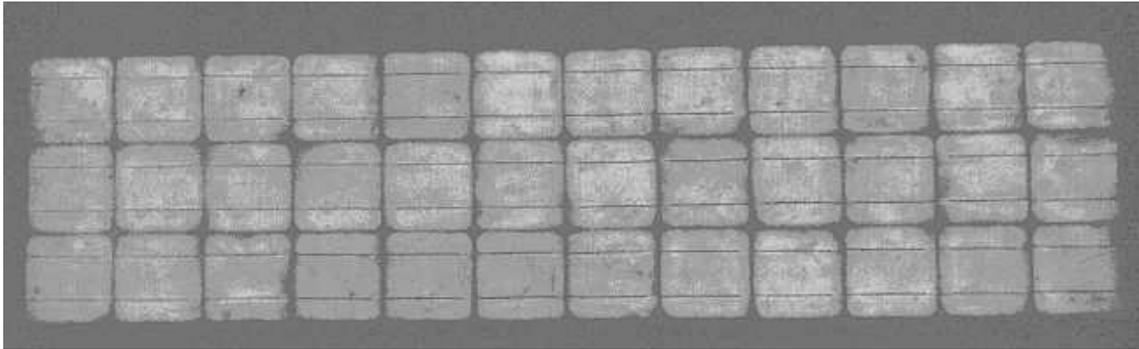


Figura 133: Imagen EL del módulo n° serie 644

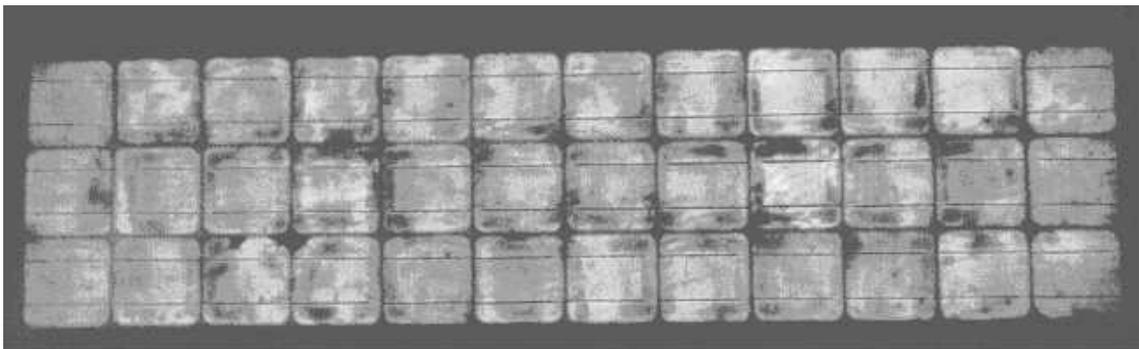


Figura 134: Imagen EL del módulo n° serie 649

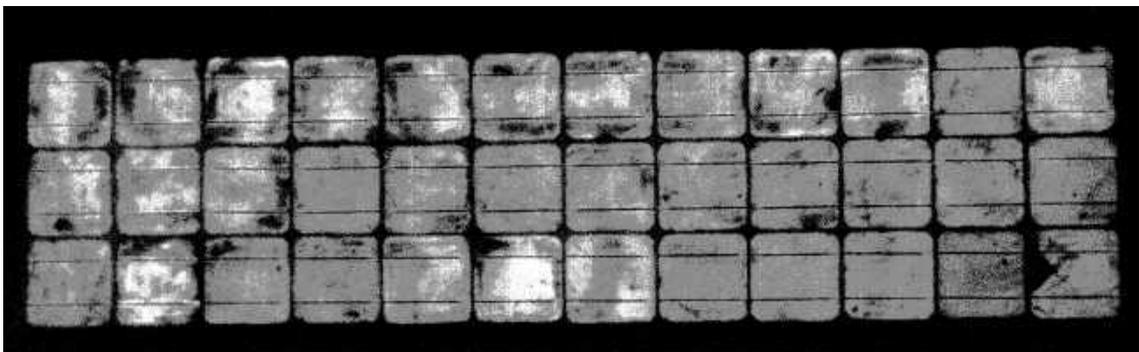


Figura 135: Imagen EL del módulo n° serie 650

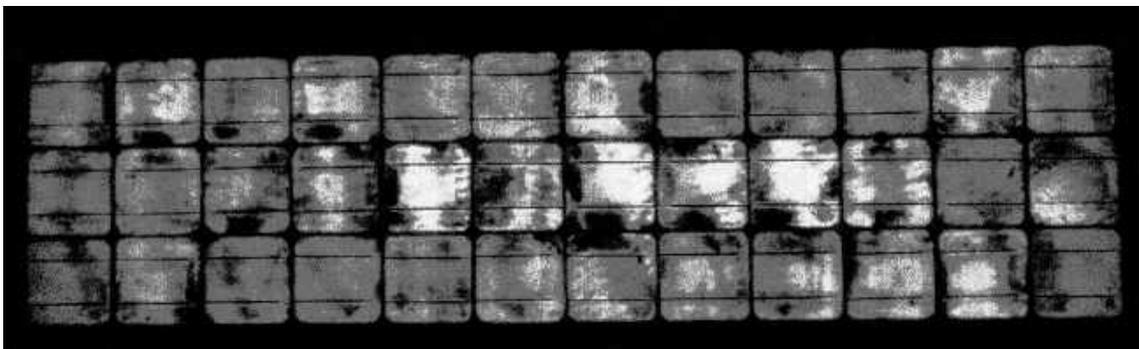


Figura 136: Imagen EL del módulo n° serie 651

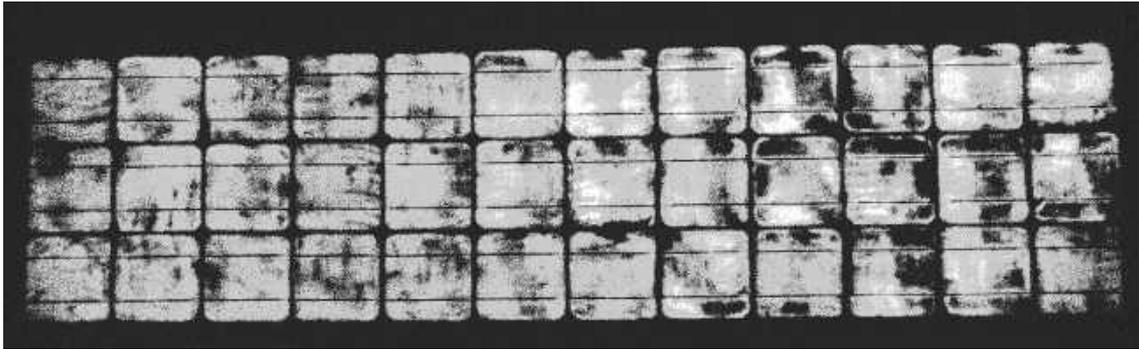


Figura 137: Imagen EL del módulo n° serie 662

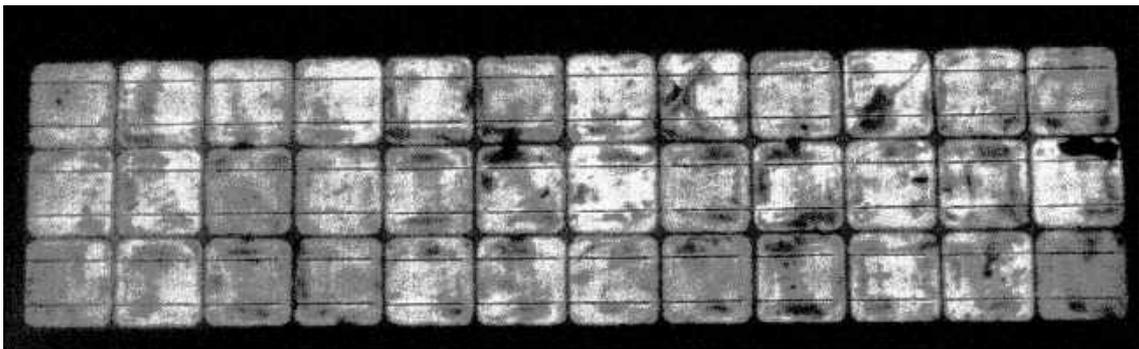


Figura 138: Imagen EL del módulo n° serie 679

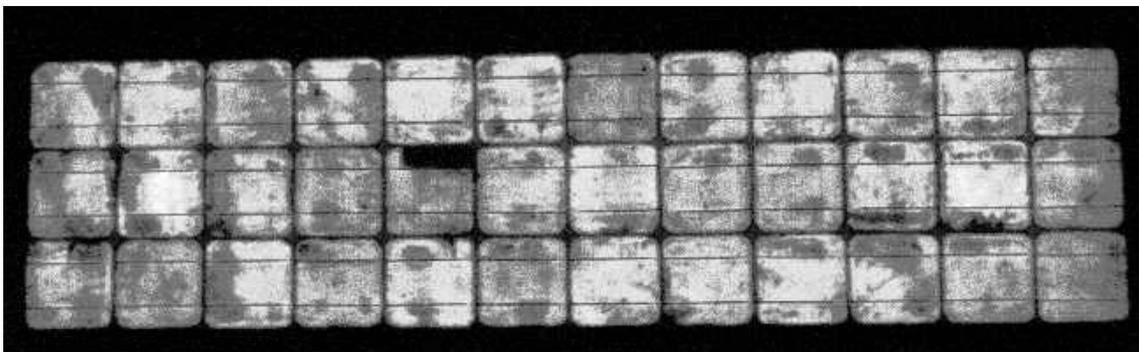


Figura 139: Imagen EL del módulo n° serie 684

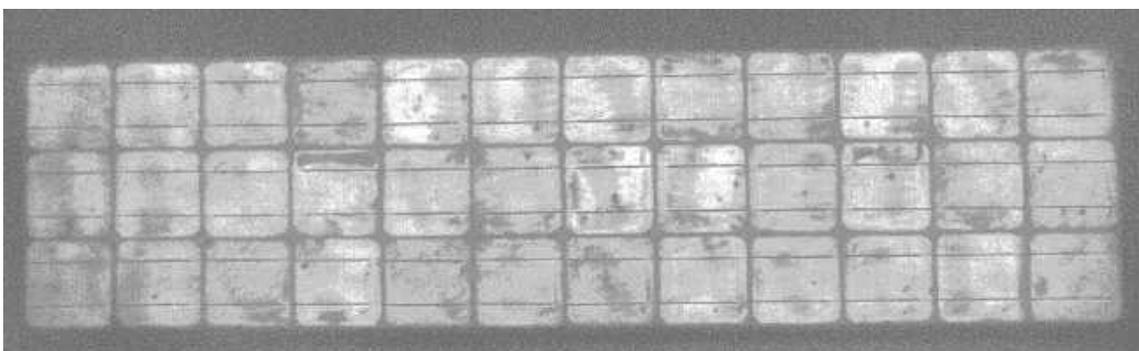


Figura 140: Imagen EL del módulo n° serie 686

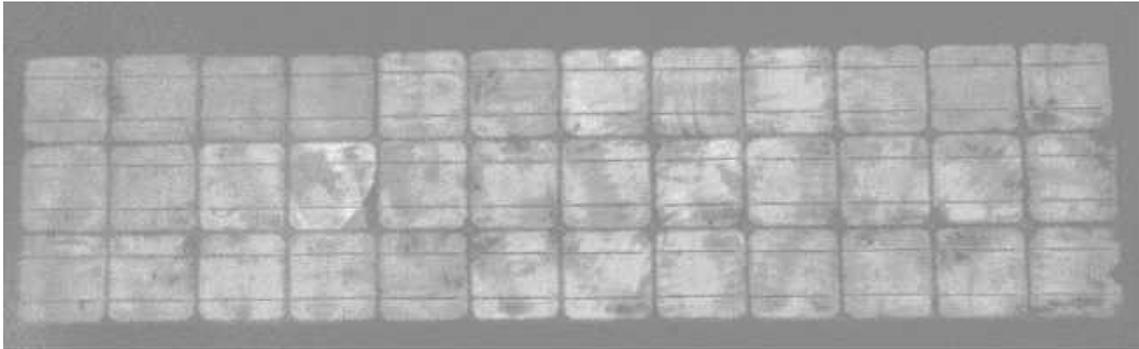


Figura 141: Imagen EL del módulo n° serie 690

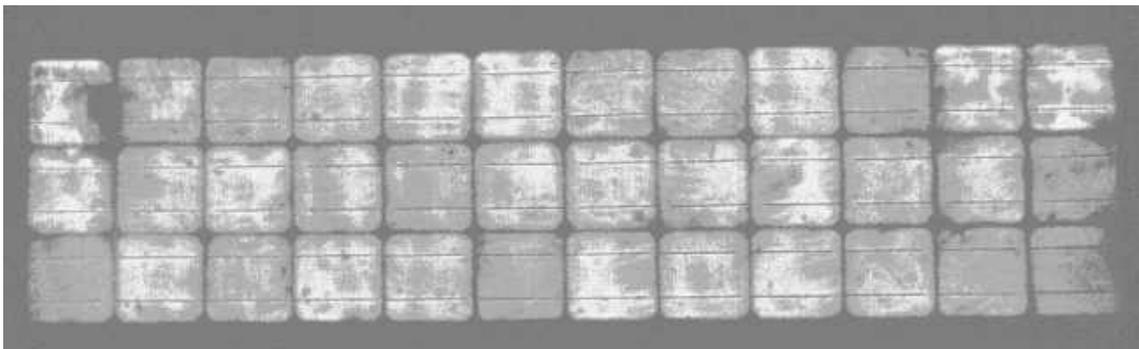


Figura 142: Imagen EL del módulo n° serie 691

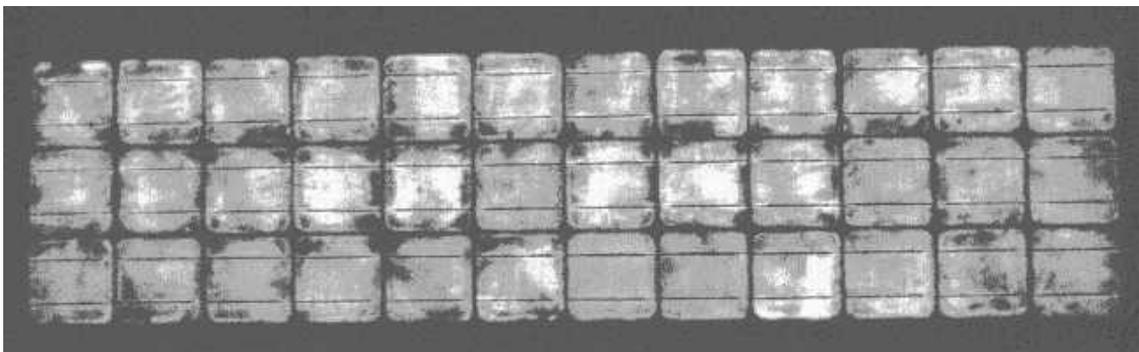


Figura 143: Imagen EL del módulo n° serie 693

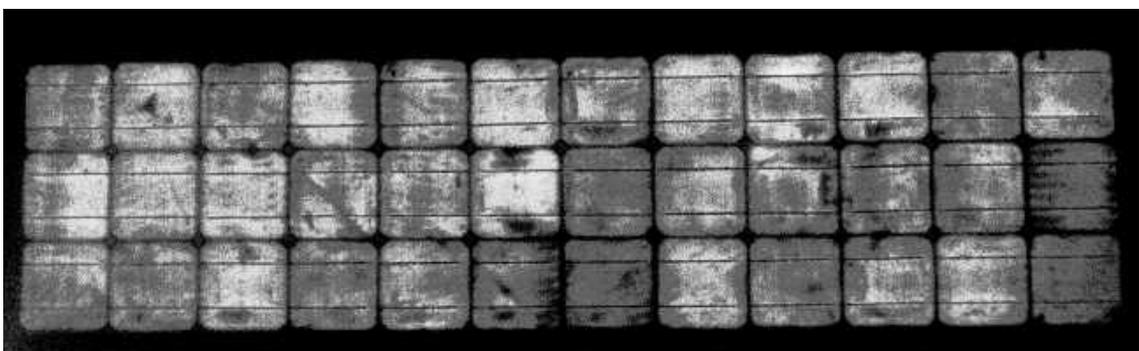


Figura 144: Imagen EL del módulo n° serie 695

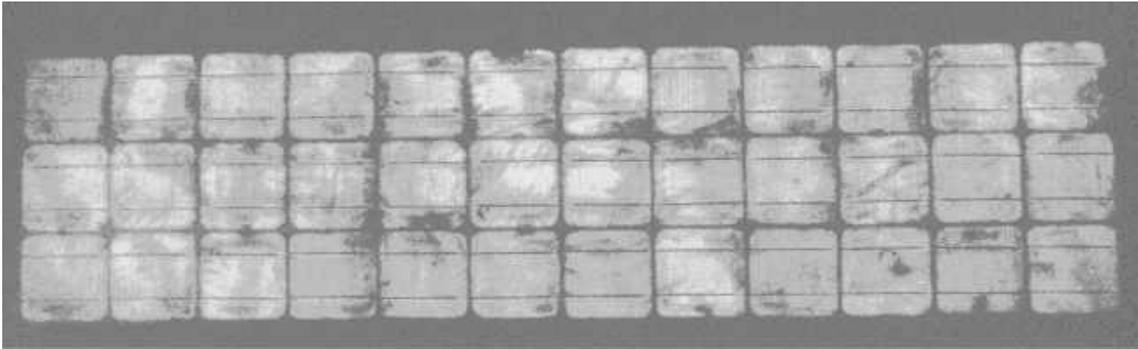


Figura 145: Imagen EL del módulo n° serie 713

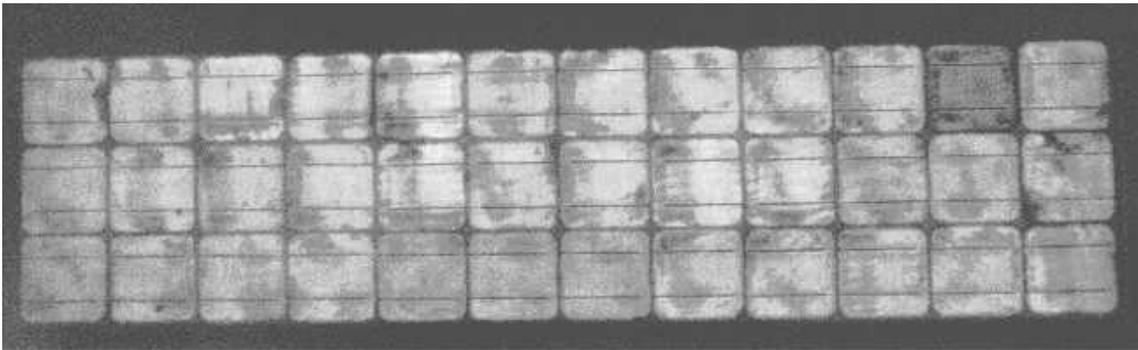


Figura 146: Imagen EL del módulo n° serie 720

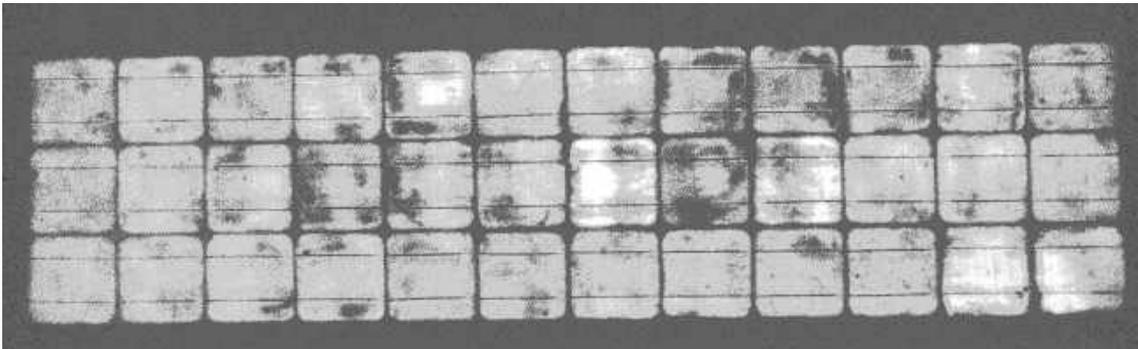


Figura 147: Imagen EL del módulo n° serie 723

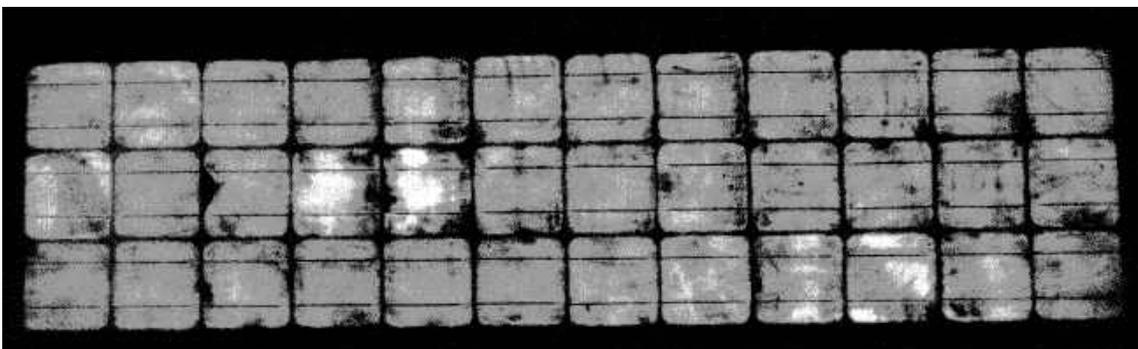


Figura 148: Imagen EL del módulo n° serie 724

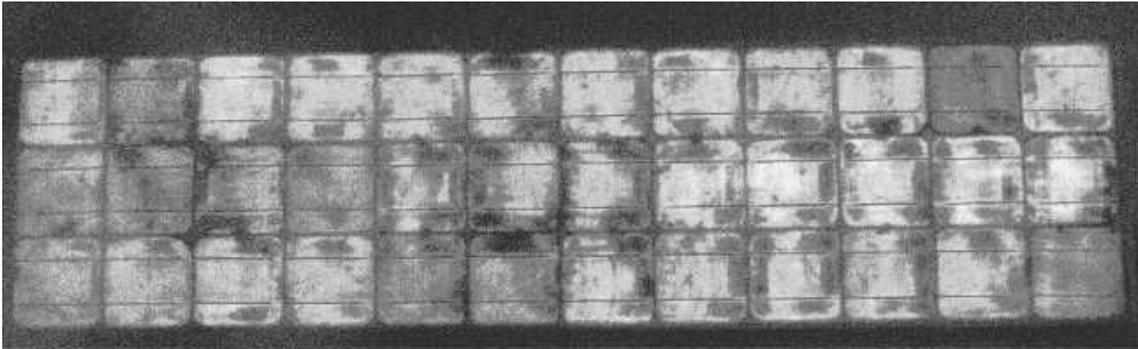


Figura 149: Imagen EL del módulo n° serie 729

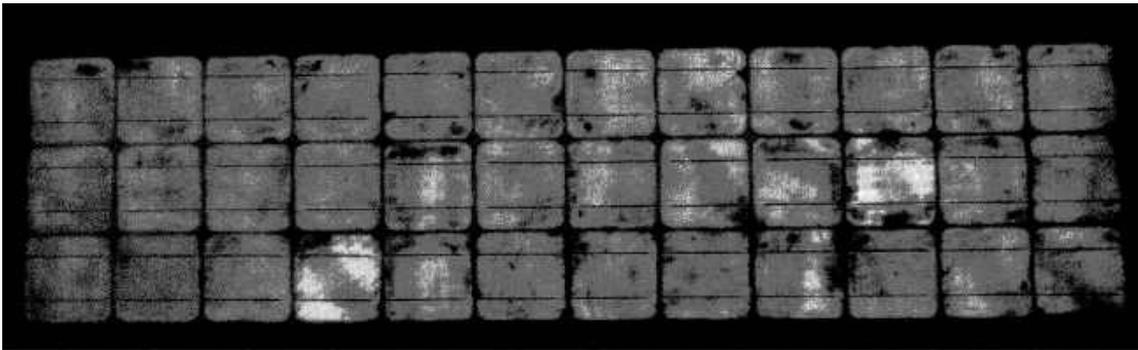


Figura 150: Imagen EL del módulo n° serie 738

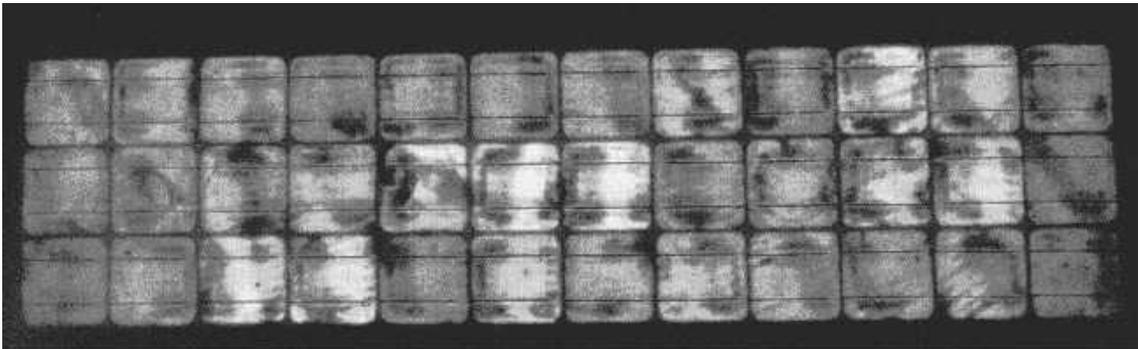


Figura 151: Imagen EL del módulo n° serie 739

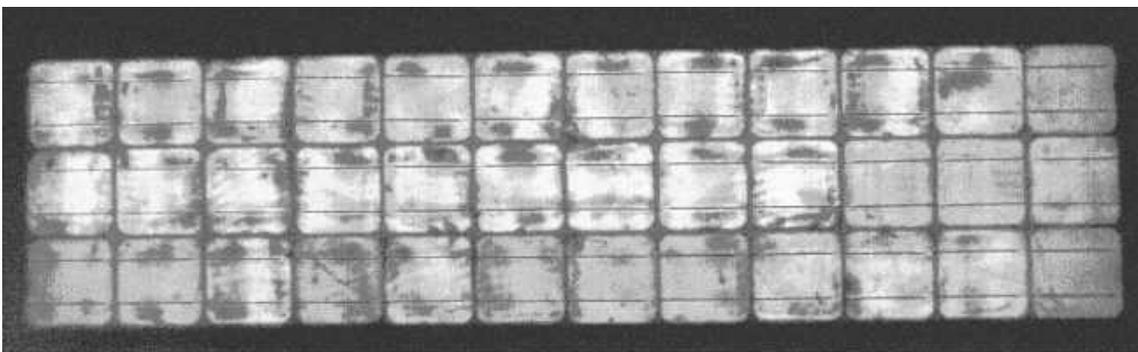


Figura 152: Imagen EL del módulo n° serie 740

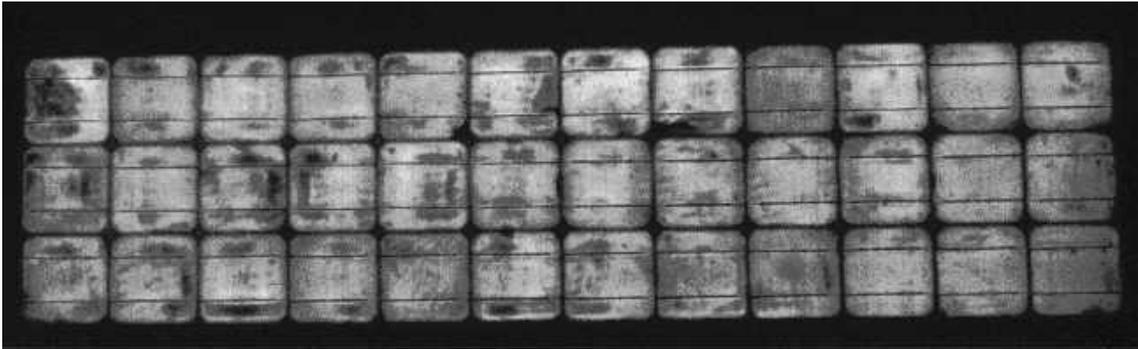


Figura 153: Imagen EL del módulo n° serie 749

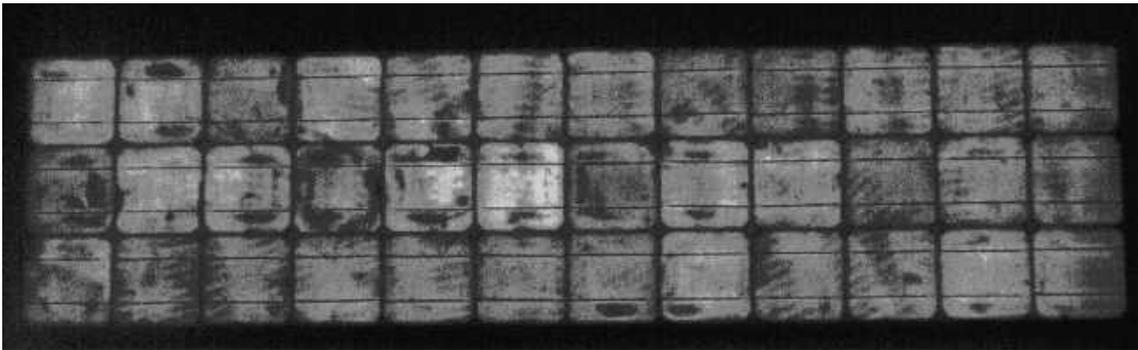


Figura 154: Imagen EL del módulo n° serie 759

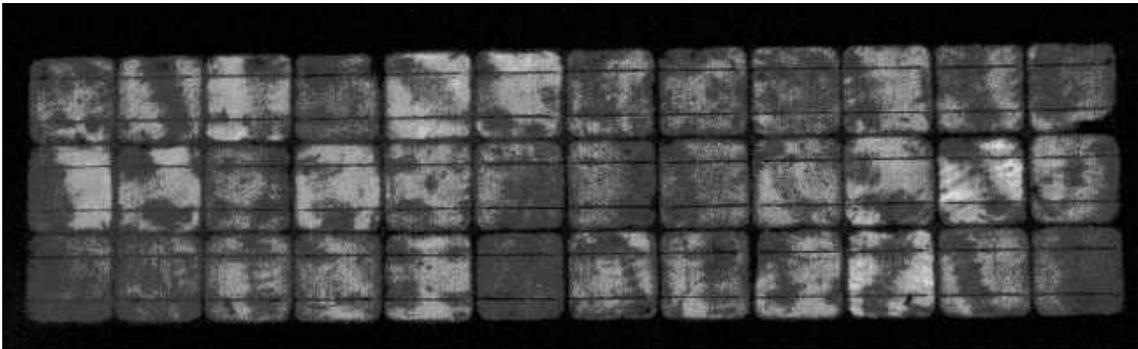


Figura 155: Imagen EL del módulo n° serie 761

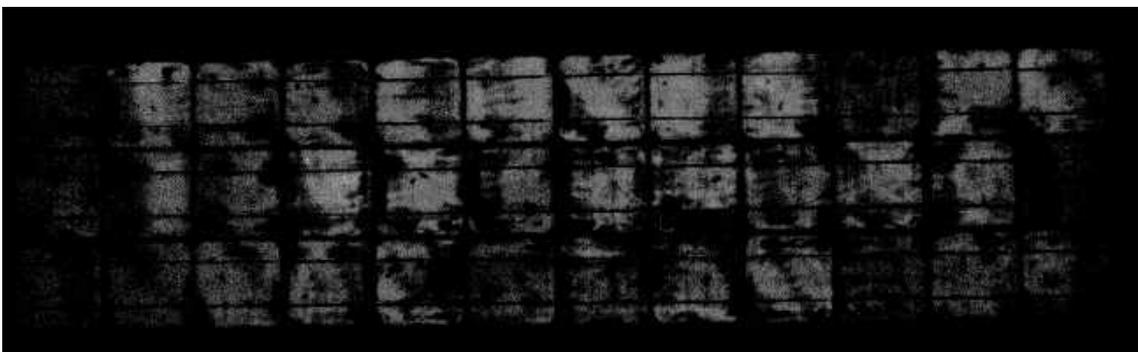


Figura 156: Imagen EL del módulo n° serie 769

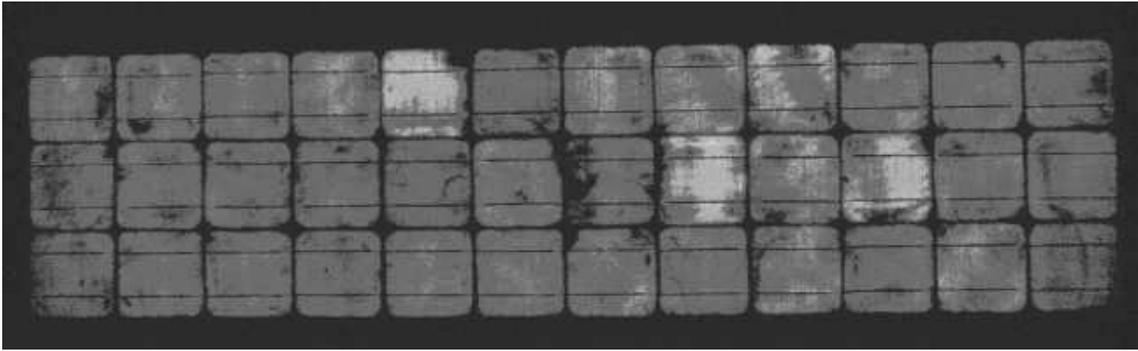


Figura 157: Imagen EL del módulo n° serie 777

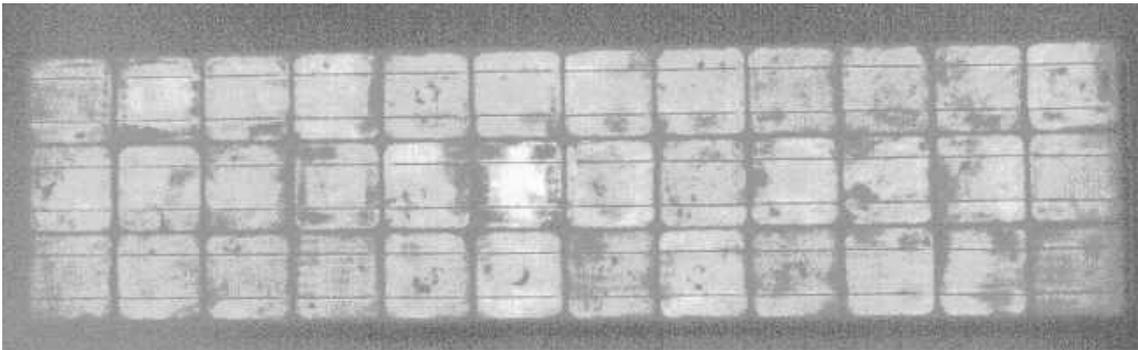


Figura 158: Imagen EL del módulo n° serie 785

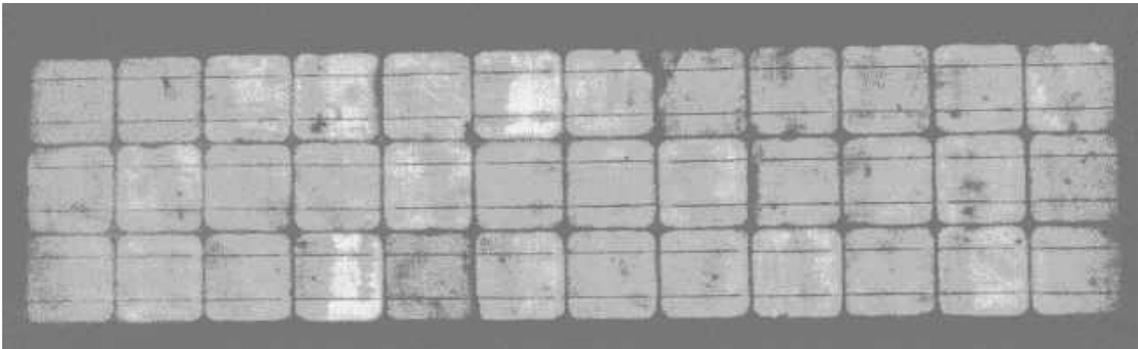


Figura 159: Imagen EL del módulo n° serie 794

En la mayoría de las imágenes EL se confirman corrosión en las conexiones, se identifican más microfisuras en las células, células rotas y delaminaciones. Aunque hay otros casos en los que nos encontramos con células inactivas que no se observan en la inspección visual, como es el caso del módulo 463 (Figura 160).

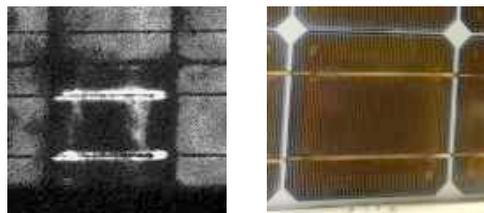


Figura 160: Imagen EL y ordinaria de la célula C3 del módulo 463

De la imagen EL del módulo 463 (Figura 106) se ha observado que la célula C3 presenta un comportamiento eléctrico nulo, algo que ha sorprendido al no haberse detectado ningún daño a partir de la inspección visual, como puede comprobarse en la Figura 159.

#### 8.1.4. Termografía

Se ha subido a la cubierta de la vivienda para obtener imágenes térmicas de los módulos que se encuentran conectados.

La Figura 161 muestra varias termografías tomadas de los módulos que forman los dos campos fotovoltaicos.

Las placas fotovoltaicas se montan generalmente en estructuras de aluminio muy reflectante, en la termografía aparece como una zona fría ya que refleja la radiación térmica emitida por el cielo. En la práctica esto significa que la cámara termográfica mostrará la temperatura de la estructura por debajo de 0°C. Dado que el algoritmo de la cámara termográfica se adapta automáticamente a la temperatura máxima y mínima que se haya medido.

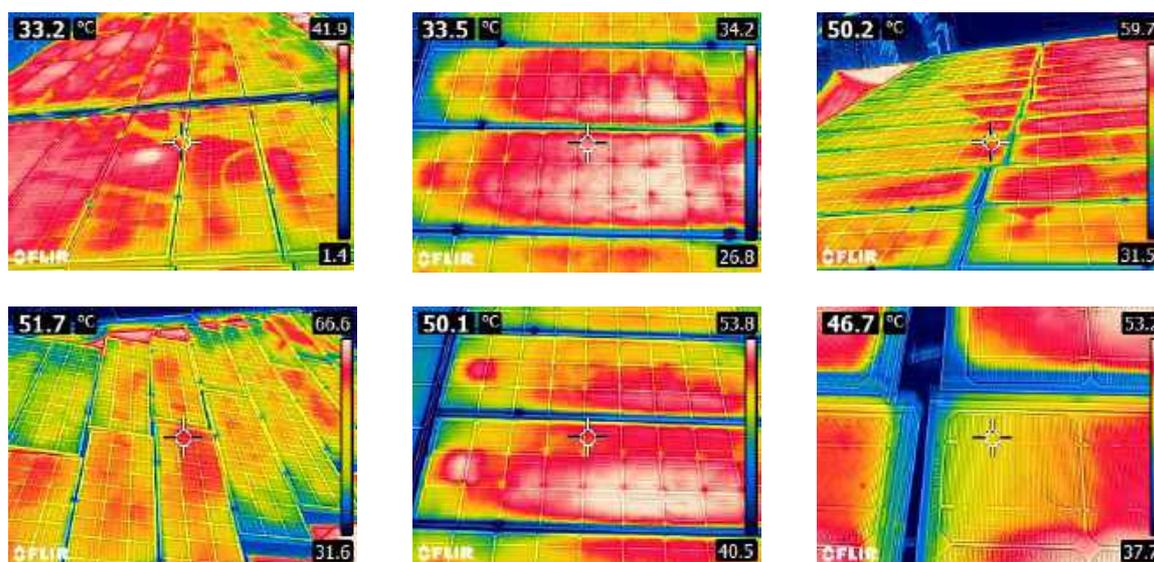


Figura 161: Imágenes tomadas en la cubierta

Las imágenes de la Figura 161 se encuentran en un rango de temperaturas entre 33,2°C y 51,7°C, además de mostrarse el rango de colores para las diferentes temperaturas debido al algoritmo de la cámara termográfica, ya que se adapta automáticamente a la temperatura máxima y mínima que se haya medido. Se observan zonas frías en donde se encuentran las estructuras de aluminio sobre las que se encuentran los módulos fotovoltaicos, y zonas muy calientes en la parte central de la mayoría de los módulos.

Además se han conectado varios módulos que no se encontraban en la cubierta en cortocircuito y se ha observado que las células agrietadas no tienen que estar obligatoriamente más calientes que el resto del módulo, como se puede comprobar en las Figuras 162-163.

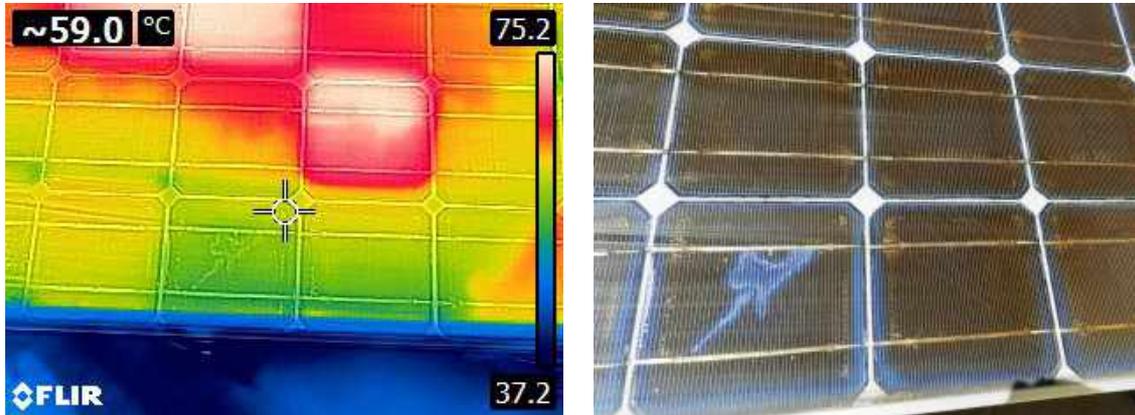


Figura 162: Termografía e imagen visual del módulo 624

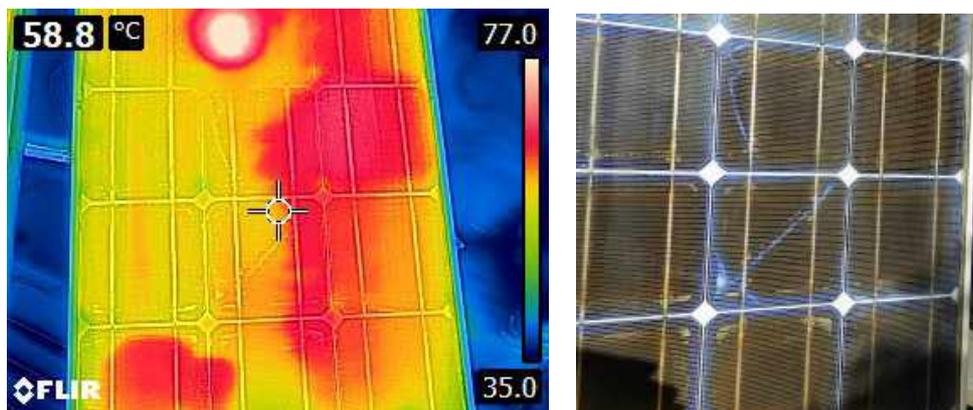


Figura 163: Termografía e imagen visual del módulo 463

### 8.1.5. Comportamiento en campo fotovoltaico

Como se indicó en la descripción de los ensayos, se han evaluado dos conjuntos de módulos fotovoltaicos agrupados en dos campos fotovoltaicos conectados a un mismo inversor que dispone de dos entradas independientes cada uno de ellas con su propio seguidor del punto de máxima potencia.

A continuación se muestra las gráficas que representan la evolución de la intensidad, tensión y potencia en el punto de máxima potencia de los dos campos fotovoltaicos para los diferentes días estudiados, donde se ha seleccionado y reflejado los valores para el instante en el que la irradiancia sobre los dos campo era la misma que ha sido las 14 h. Por ello, también se indica el valor de la irradiancia para ese instante.

Día 1: 28/07/2020 a las 14 h 00 min, con una irradiancia sobre los dos campos de 920 W/m<sup>2</sup>.

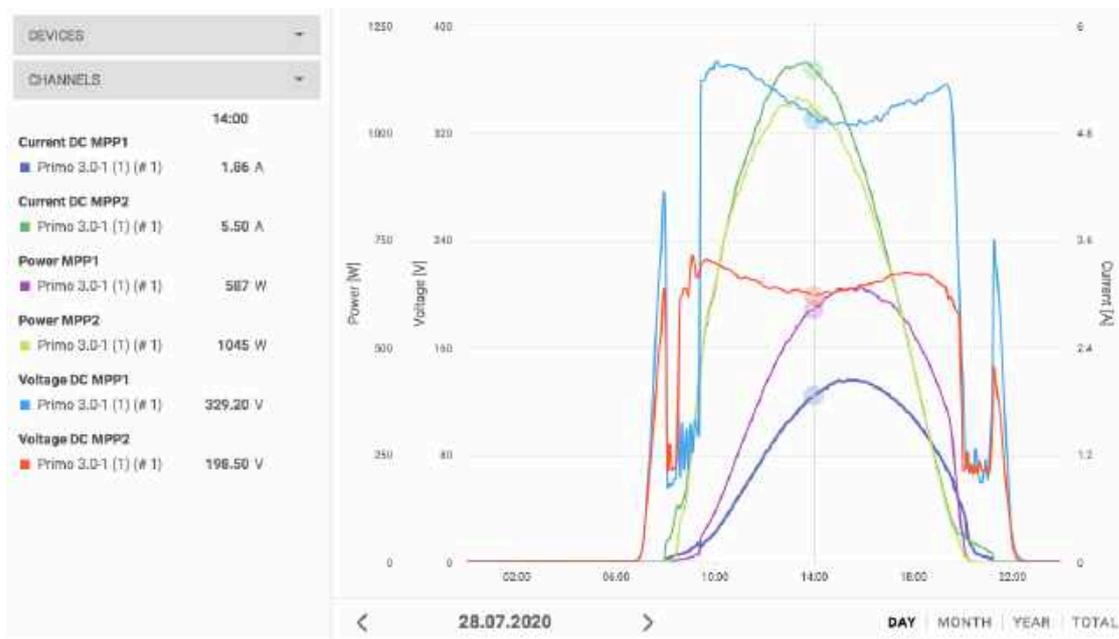


Figura 164: Evolución de la potencia máxima, intensidad y tensión de los campos fotovoltaicos 1 y 2

Día 2: 29/07/2020 a las 14 h 00 min, con una irradiancia sobre los dos campos de 936 W/m<sup>2</sup>.

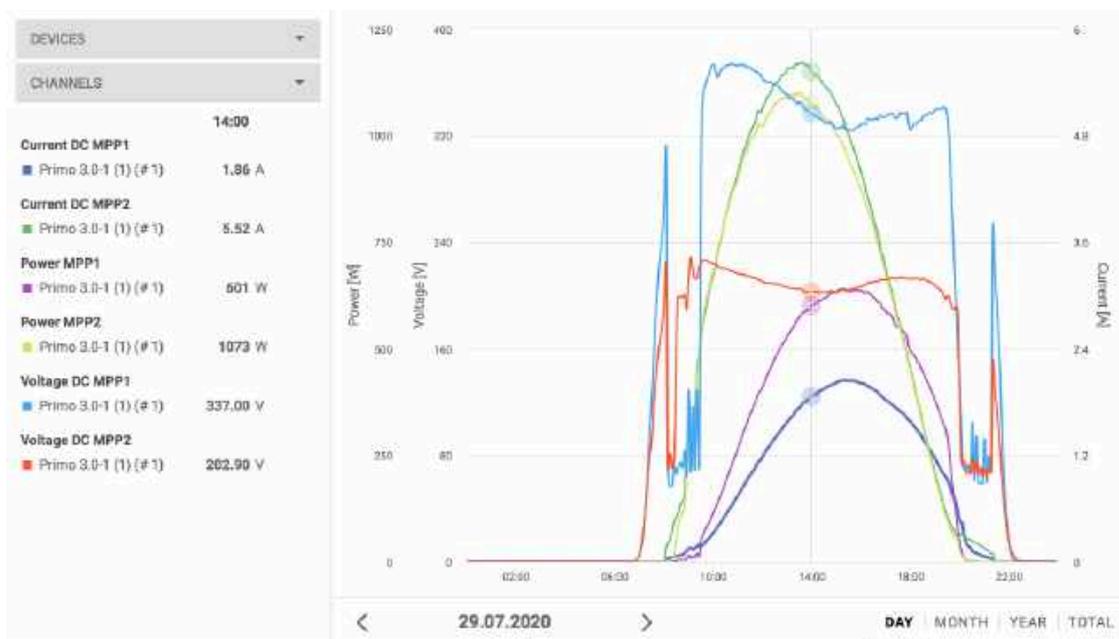


Figura 165: Evolución de la potencia máxima, intensidad y tensión de los campos fotovoltaicos 1 y 2

Día 3: 01/08/2020 a las 14 h 00 min, con una irradiancia sobre los dos campos de 866 W/m<sup>2</sup>.

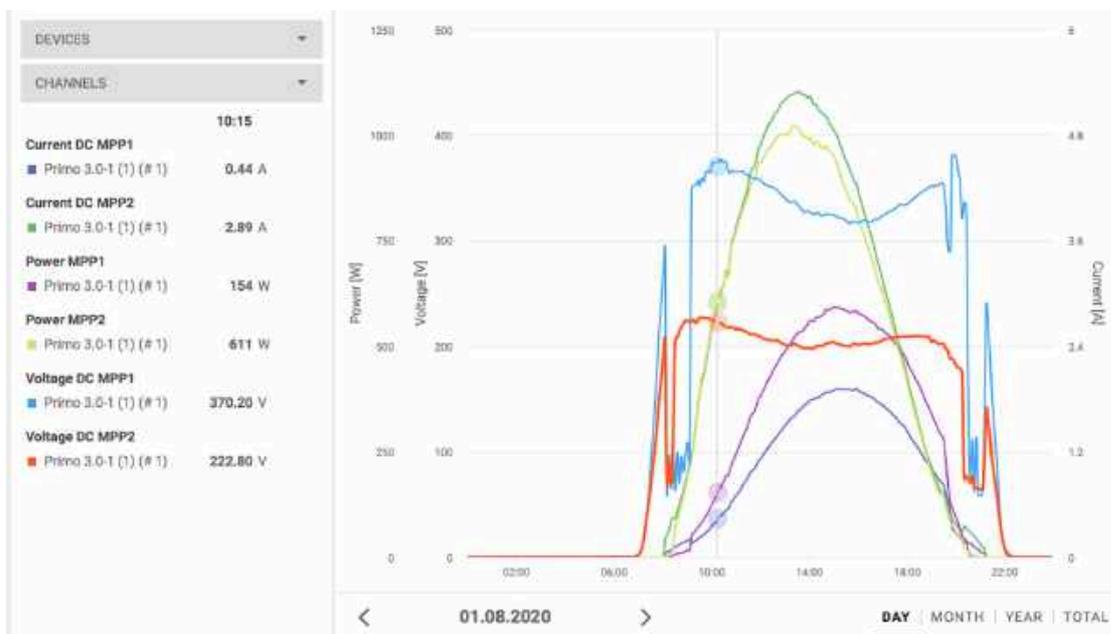


Figura 166: Evolución de la potencia máxima, intensidad y tensión de los campos fotovoltaicos 1 y 2

Día 4: 06/08/2020 a las 14 h 00 min, con una irradiancia sobre los dos campos de 895 W/m<sup>2</sup>.

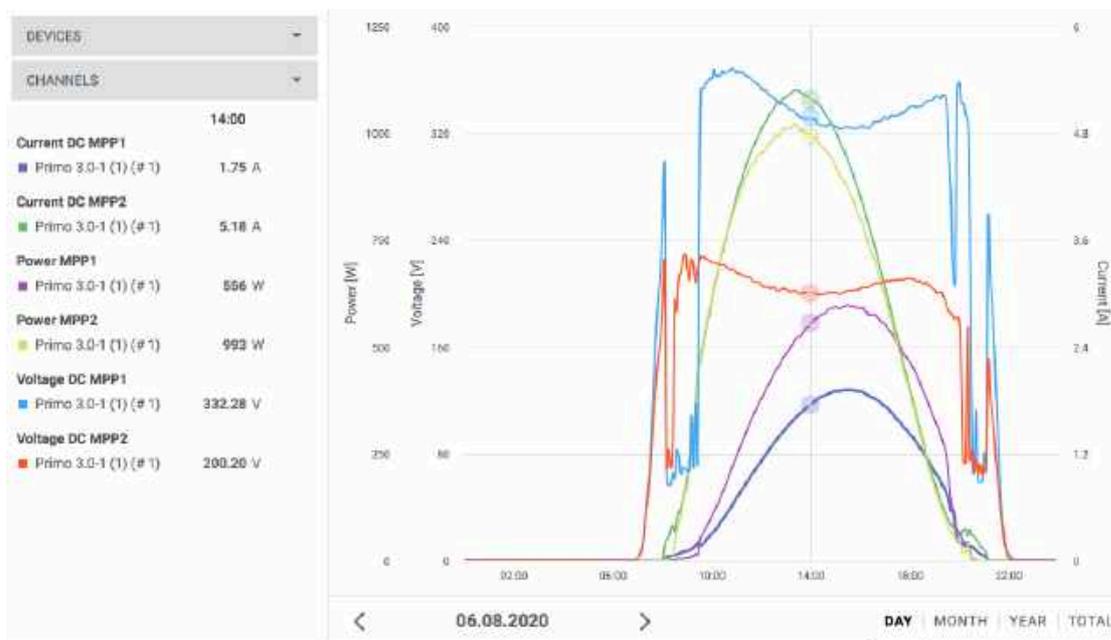


Figura 167: Evolución de la potencia máxima, intensidad y tensión de los campos fotovoltaicos 1 y 2

Día 5: 09/08/2020 a las 14 h 00 min, con una irradiancia sobre los dos campos de 886W/m<sup>2</sup>.

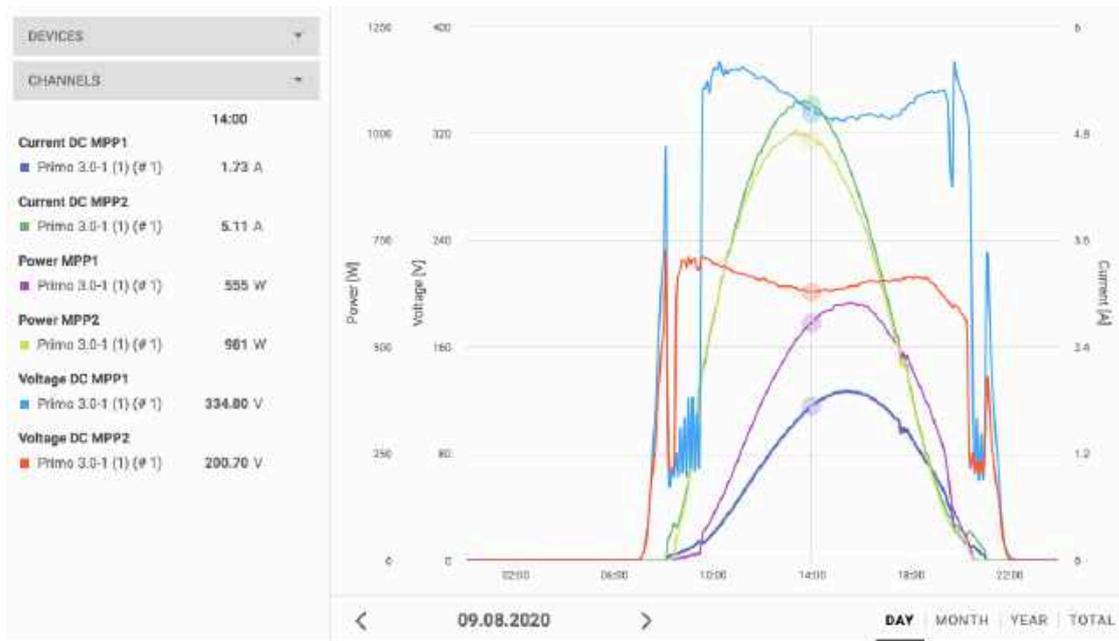


Figura 168: Evolución de la potencia máxima, intensidad y tensión de los campos fotovoltaicos 1 y 2

Día 6: 10/08/2020 a las 14 h 00 min, con una irradiancia sobre los dos campos de 864 W/m<sup>2</sup>.

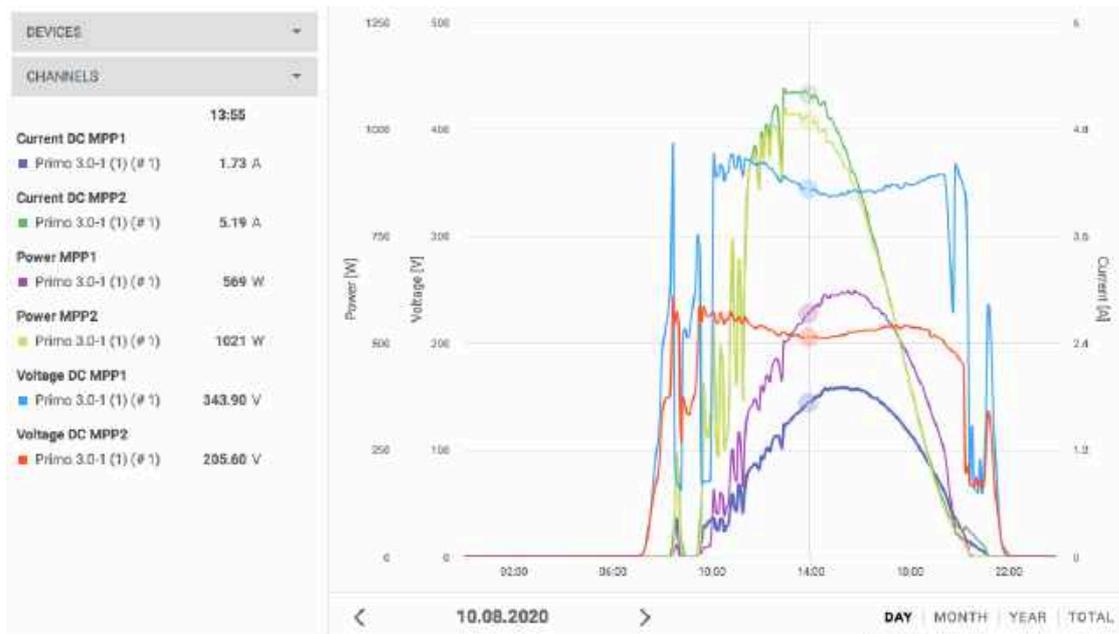


Figura 169: Evolución de la potencia máxima, intensidad y tensión de los campos fotovoltaicos 1 y 2

Día 7: 12/08/2020 a las 14 h 00 min, con una irradiancia sobre los dos campos de 1015 W/m<sup>2</sup>.

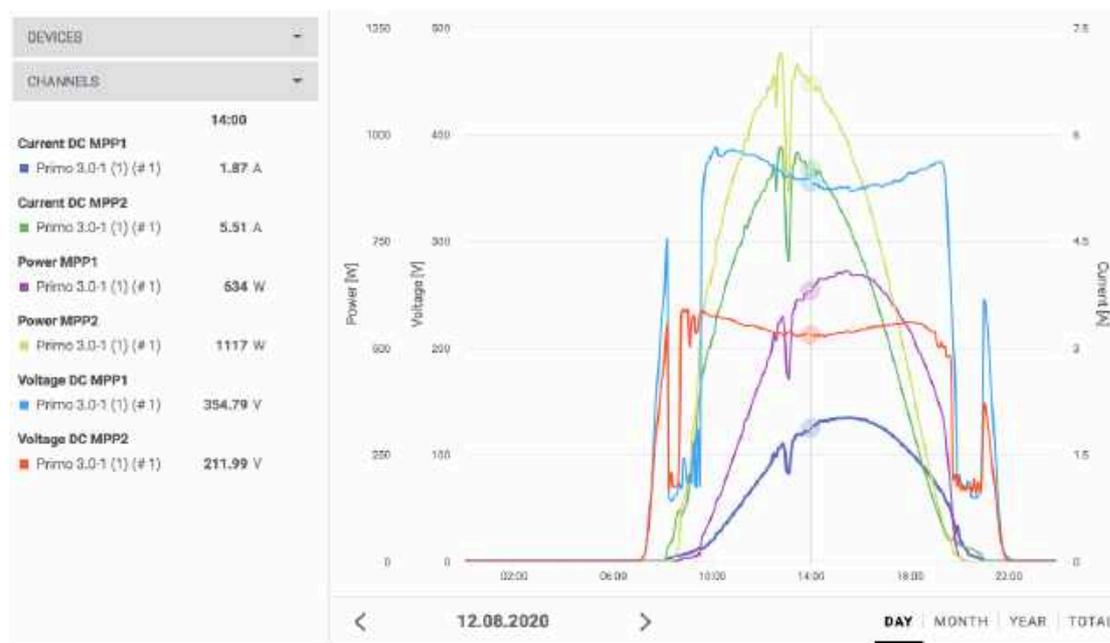


Figura 170: Evolución de la potencia máxima, intensidad y tensión de los campos fotovoltaicos 1 y 2

## 8.2. Resultados teóricos

En este apartado se encuentran todos los resultados obtenidos de forma teórica a partir de los datos experimentales de los 56 módulos seleccionados. Se presentan los datos en forma de tabla para cada módulo fotovoltaico analizado.

En primer lugar se presenta el valor de la potencia pico resultante para cada módulo fotovoltaico, junto con la degradación que presenta frente al valor aportado por el fabricante. A continuación se muestran otros parámetros importantes como son la intensidad de cortocircuito, la tensión de circuito abierto, el factor de forma, el rendimiento y las resistencias en serie y en paralelo.

### 8.2.1. Potencia pico resultante

El valor de la potencia es el dato más importante en este estudio, ya que a partir de su valor podemos conocer la pérdida de energía que se estaría produciendo en la instalación utilizando los módulos fotovoltaicos de la muestra.

A continuación se muestran los datos de la potencia máxima obtenida extrapolados a condiciones estándar, junto con el porcentaje de degradación de la misma de un total de 56 módulos seleccionados para el análisis (Tabla 5).

Tabla 5: Datos de la potencia extrapolada a condiciones estándar para cada módulo fotovoltaico

Nº serie	Pmax (W)	Degradación Pmax (%)	Nº serie	Pmax (W)	Degradación Pmax (%)
451	35,9	32,2	644	36,5	31,2
455	34,0	35,9	649	34,9	34,2
457	37,4	29,4	650	36,2	31,7
461	38,5	27,4	651	35,0	34,0
463	34,2	35,6	662	33,8	36,2
464	37,1	30,0	679	35,5	33,0
471	37,8	28,6	684	35,9	32,3
475	38,0	28,4	686	37,7	28,8
478	36,7	30,7	690	34,6	34,7
482	39,2	26,0	691	35,8	32,5
487	37,5	29,2	693	33,2	37,4
497	39,1	26,2	695	37,8	28,7
499	38,2	28,0	697	35,7	32,6
500	37,1	30,0	713	34,8	34,3
504	36,7	30,8	720	35,7	32,6
517	37,8	28,7	723	35,4	33,1
526	38,9	26,7	724	34,3	35,4
534	37,0	30,1	729	33,8	36,2
552	41,0	22,6	738	34,9	34,1
554	40,7	23,1	739	35,3	33,4
559	40,4	23,7	740	36,6	30,9
575	38,6	27,2	749	39,9	24,8
578	35,7	32,6	759	35,8	32,5
579	38,5	27,4	761	35,1	33,7
595	39,1	26,3	769	34,7	34,6
618	41,3	22,2	777	36,4	31,3
624	38,4	27,5	785	33,1	37,6
635	32,9	37,9	794	35,0	34,0

De la Tabla 5 se observa que la potencia máxima en condiciones estándar varía entre 41,3W y 32,9W, con una degradación comprendida entre el 37,9 y 22,2%, lo que indica que de media se han degradado un 1,4% por cada año de funcionamiento.

### 8.2.2. Otros parámetros

En este apartado se muestran los datos obtenidos de otros parámetros utilizados como son la intensidad de cortocircuito, la tensión de circuito abierto, el factor de forma, el rendimiento y las resistencias en serie y en paralelo.

A continuación la Tabla 6 muestra los datos extrapolados a condiciones estándar de la intensidad de cortocircuito, la tensión de circuito abierto, el factor de forma y el rendimiento.

Tabla 6: Otros parámetros característicos de cada módulo fotovoltaico extrapolados a condiciones estándar

N° serie	Isc (A)	Voc (T)	FF	Rendimiento (%)
451	2,7	20,7	0,6	8,6
455	2,7	20,7	0,6	8,1
457	2,8	20,7	0,7	8,9
461	2,8	21,0	0,7	9,2
463	2,6	20,8	0,6	8,1
464	2,6	20,8	0,7	8,8
471	2,7	20,8	0,7	9,0
475	2,8	21,0	0,7	9,1
478	2,8	20,8	0,6	8,8
482	2,8	21,1	0,7	9,4
487	2,6	20,8	0,7	9,0
497	2,8	21,1	0,7	9,3
499	2,7	20,9	0,7	9,1
500	2,7	20,9	0,7	8,9
504	2,8	20,9	0,6	8,7
517	2,7	20,8	0,7	9,0
526	2,8	20,8	0,7	9,3
534	2,8	20,9	0,6	8,8
552	2,9	21,1	0,7	9,8
554	3,0	20,9	0,7	9,7
559	2,9	20,9	0,7	9,6
575	2,8	21,1	0,6	9,2
578	2,8	21,0	0,6	8,5
579	2,8	20,4	0,7	9,2
595	2,9	20,8	0,7	9,3
618	3,0	20,9	0,7	9,8
624	2,9	20,5	0,7	9,2
635	2,6	20,8	0,6	7,8
644	2,7	20,9	0,6	8,7
649	2,7	20,7	0,6	8,3
650	2,7	20,6	0,6	8,6
651	2,7	20,6	0,6	8,3
662	2,7	20,3	0,6	8,1
679	2,7	20,6	0,6	8,5
684	2,8	20,4	0,6	8,6
686	2,7	20,6	0,7	9,0
690	2,6	20,7	0,6	8,3
691	2,8	20,4	0,6	8,5
693	2,6	20,5	0,6	7,9
695	2,8	21,0	0,6	9,0
697	2,7	20,7	0,6	8,5
713	2,7	20,5	0,6	8,3
720	2,7	20,9	0,6	8,5
723	2,7	20,8	0,6	8,5
724	2,6	20,6	0,6	8,2
729	2,7	20,8	0,6	8,1
738	2,7	20,7	0,6	8,3
739	2,7	20,7	0,6	8,4
740	2,8	20,7	0,6	8,7
749	2,8	21,2	0,7	9,5
759	2,6	20,5	0,7	8,5
761	2,6	20,5	0,7	8,4
769	2,6	20,8	0,7	8,3
777	2,7	20,6	0,7	8,7
785	2,6	20,0	0,6	7,9
794	2,6	19,4	0,7	8,3

De la Tabla 6 se puede obtener que la intensidad de cortocircuito esta comprendida entre 2,6A y 3A, y la tensión de circuito abierto entre 19,4V y 21,2V, como ya se observó a partir de las gráficas i-v. Además el valor del factor de forma se encuentra entre 0,6 y 0,7,y por último, el rendimiento se encuentra entre 7,8% y 9,8%.

Posteriormente se ha obtenido el porcentaje de degradación de cada uno de estos parámetros anteriores comparándolos con los valores originales del módulo como se muestra en la Tabla 7.

Tabla 7: Degradación de los otros parámetros característicos de cada módulo fotovoltaico

Nº serie	Degradación Pmax (%)	Degradación Isc (%)	Degradación Voc (%)	Degradación FF (%)	Degradación Rendimiento (%)
451	32,2	17,8	4,9	13,3	32,2
455	35,9	16,9	5,0	18,8	35,9
457	29,4	15,3	5,0	12,2	29,4
461	27,4	15,7	3,6	10,7	27,4
463	35,6	20,9	4,6	14,5	35,6
464	30,0	19,0	4,6	9,4	30,0
471	28,6	18,8	4,6	7,8	28,6
475	28,4	15,4	3,7	12,1	28,4
478	30,7	14,7	4,4	15,0	30,7
482	26,0	15,1	3,2	9,9	26,0
487	29,2	19,3	4,6	8,0	29,2
497	26,2	15,4	3,4	9,7	26,2
499	28,0	17,1	4,2	9,4	28,0
500	30,0	18,9	4,1	10,0	30,0
504	30,8	14,3	4,2	15,7	30,8
517	28,7	16,5	4,4	10,6	28,7
526	26,7	14,6	4,4	10,2	26,7
534	30,1	14,3	4,2	14,9	30,1
552	22,6	10,6	3,3	10,5	22,6
554	23,1	8,5	4,1	12,4	23,1
559	23,7	9,9	4,1	11,7	23,7
575	27,2	13,2	3,4	13,1	27,2
578	32,6	13,0	3,5	19,7	32,6
579	27,4	13,1	6,6	10,6	27,4
595	26,3	12,8	4,6	11,4	26,3
618	22,2	9,0	4,2	10,7	22,2
624	27,5	12,6	6,0	11,7	27,5
635	37,9	19,0	4,6	19,7	37,9
644	31,2	16,8	4,2	13,7	31,2
649	34,2	16,6	5,2	16,7	34,2
650	31,7	16,2	5,3	13,9	31,7
651	34,0	18,0	5,7	14,7	34,0
662	36,2	18,8	6,9	15,6	36,2
679	33,0	17,4	5,3	14,3	33,0
684	32,3	14,3	6,4	15,7	32,3
686	28,8	18,8	5,6	7,1	28,8
690	34,7	20,2	4,9	14,0	34,7
691	32,5	14,9	6,6	15,1	32,5
693	37,4	20,9	5,9	15,9	37,4
695	28,7	15,2	3,6	12,7	28,7
697	32,6	18,3	4,9	13,3	32,6
713	34,3	18,4	6,0	14,3	34,3
720	32,6	18,7	4,3	13,3	32,6
723	33,1	16,3	4,8	16,0	33,1
724	35,4	19,1	5,6	15,4	35,4
729	36,2	18,4	4,8	17,8	36,2
738	34,1	18,1	5,0	15,3	34,1
739	33,4	16,0	5,1	16,4	33,4
740	30,9	13,1	4,9	16,3	30,9
749	24,8	13,8	2,8	10,2	24,8
759	32,5	19,0	5,9	11,5	32,5
761	33,7	21,0	5,9	10,8	33,7
769	34,6	21,6	4,7	12,5	34,6
777	31,3	18,0	5,6	11,2	31,3
785	37,6	20,4	8,1	14,7	37,6
794	34,0	20,6	10,8	6,8	34,0

De la Tabla 7 se pueden obtener los diferentes rangos de degradación para cada uno de los parámetros que aparecen. La potencia máxima se ha degradado entre un rango de 22,2% y 37,9%. También aparece la intensidad de cortocircuito entre 8,5% y 21,6%, y la tensión de circuito abierto entre 2,8% y 21,6%. Por último la degradación del factor de forma oscila entre 6,8% y 19,7% y la del rendimiento entre 22,2% y 37,9%, lo que concuerda con los resultados obtenidos de la degradación de la potencia máxima.

Además se ha calculado la resistencia en serie y en paralelo del panel original, dando como resultados  $0,8\Omega$  y  $141,4\Omega$  respectivamente, y posteriormente, con los datos experimentales, se han calculado las resistencias de cada uno de los módulos de la muestra además del incremento y el descenso respecto a los valores originales.

En la Tabla 8 se encuentran los resultados obtenidos de dichos valores.

Tabla 8: Resultados de las resistencias

N° serie	Rs ( $\Omega$ )	Rp ( $\Omega$ )	Incremento Rs (%)	Descenso Rp (%)
451	1,4	96,7	78,6	31,6
455	1,5	90,9	82,9	35,7
457	1,2	54,2	54,8	61,7
461	1,3	123,8	56,2	12,5
463	1,5	100,0	87,5	29,3
464	1,3	127,5	65,7	9,8
471	1,3	121,1	56,2	14,4
475	1,3	104,5	56,3	26,1
478	1,3	99,1	56,3	29,9
482	1,3	136,7	56,3	3,4
487	1,2	135,0	54,3	4,5
497	1,3	125,0	64,8	11,6
499	1,4	96,7	78,6	31,6
500	1,5	88,2	93,5	37,6
504	1,3	35,0	65,9	75,3
517	1,1	126,3	42,0	10,7
526	1,2	36,9	44,7	73,9
534	1,3	122,0	65,7	13,7
552	1,3	54,7	62,0	61,3
554	1,1	40,8	39,2	71,2
559	1,2	75,0	45,6	47,0
575	1,4	47,5	73,6	66,4
578	1,9	61,2	143,1	56,7
579	1,3	77,5	62,0	45,2
595	1,2	66,7	50,5	52,9
618	1,2	58,2	47,4	58,9
624	1,6	80,0	105,9	43,4
635	2,0	128,0	154,1	9,5
644	1,3	95,0	61,6	32,8
649	1,5	97,0	83,2	31,4
650	1,4	80,0	76,3	43,4
651	1,4	108,6	80,7	23,2
662	1,6	82,9	104,3	41,4
679	1,3	118,0	59,6	16,6
684	1,3	114,3	59,3	19,2
686	1,3	61,1	60,7	56,8
690	1,5	108,0	82,9	23,6
691	1,4	100,0	75,0	29,3
693	1,7	105,7	110,0	25,3
695	1,3	130,0	62,7	8,1
697	1,4	130,0	72,0	8,1
713	1,3	75,0	67,5	47,0
720	1,4	89,1	76,6	37,0
723	1,4	91,8	71,1	35,1
724	1,6	86,4	98,2	38,9
729	1,7	94,5	113,1	33,1
738	1,5	80,0	84,2	43,4
739	1,8	118,0	120,0	16,6
740	1,5	82,0	89,7	42,0
749	1,3	121,3	58,2	14,3
759	1,3	75,0	58,2	47,0
761	1,3	128,3	64,1	9,3
769	1,7	82,5	108,3	41,7
777	1,2	73,7	52,8	47,9
785	1,5	88,2	89,4	37,6
794	0,8	126,7	5,9	10,4

La Tabla 8 muestra los resultados de la resistencia en serie de cada uno de los módulos fotovoltaicos, comprendidos entre  $0,8\Omega$  y  $2\Omega$ , junto con los resultados de la resistencia en paralelo, comprendidos entre  $35\Omega$  y  $136,7\Omega$ .

En la Tabla 9 se muestra un resumen de los valores de potencia pico y tensión nominal del original, además de la potencia real y la tensión de cada campo fotovoltaico en los días seleccionados.

La estimación de la temperatura de cada campo se ha estimado de acuerdo a las ecuaciones descritas en el capítulo 7.

Tabla 9: Valores de cada campo fotovoltaico

<b>Día</b>	<b>Campo fotovoltaico</b>	<b>Potencia pico nuevo (W)</b>	<b>Potencia real (W)</b>	<b>Tensión nominal (V)</b>	<b>Voltaje (V)</b>	<b>Irradiancia (W/m2)</b>	<b>Temperatura (°C)</b>
28/7/20	1	1378	606	452,4	342,5	920	67,3
	2	2703	1076	295,8	205,5	920	78,1
29/7/20	1	1378	601	452,4	337	936	69,4
	2	2703	1073	295,8	202,9	936	79,6
1/8/20	1	1378	559	452,4	327	866	73,2
	2	2703	995	295,8	197,8	866	82,6
6/8/20	1	1378	332,3	452,4	332,3	895	71,2
	2	2703	200,2	295,8	200,2	895	81,2
9/8/20	1	1378	334,8	452,4	334,8	886	70,2
	2	2703	200,7	295,8	200,7	886	80,9
10/8/20	1	1378	343,9	452,4	343,9	864	66,7
	2	2703	205,6	295,8	205,6	864	78,1
12/8/20	1	1378	354,8	452,4	354,8	1015	62,5
	2	2703	212,0	295,8	212,0	1015	74,3

# 9. Análisis de los resultados

---

## 9.1. Potencia pico

Dentro de este apartado se ha realizado un análisis más profundo de la potencia máxima obtenida para cada módulo fotovoltaico, además de su relación con otros parámetros.

En primer lugar se ha dividido la muestra en 4 grupos diferentes dependiendo del rango de degradación de la potencia máxima.

El grupo 1 comprende al número de módulos con una degradación de la potencia máxima comprendida entre 22,15% y 26,09% ( la menor de todas), el grupo 2 entre 26,09% y 30,04%, el grupo 3 entre 30,04% y 33,99% y finalmente el grupo 4 entre 33,99% y 37,95% (los de mayor degradación) (Figura 171).

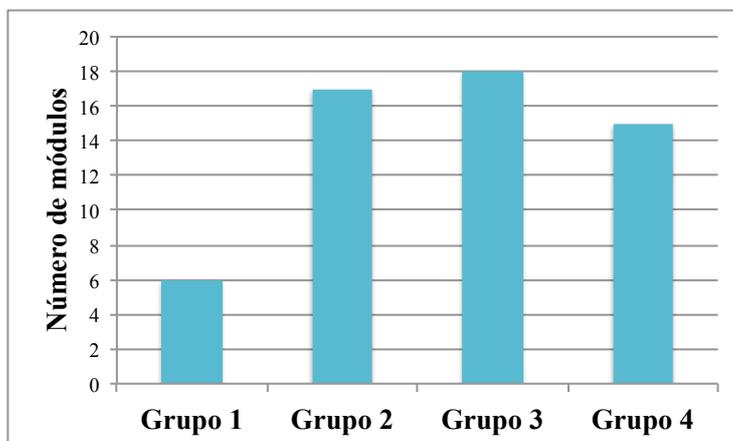


Figura 171: Agrupación de módulos en grupos según su degradación

Las figuras siguientes representan la degradación de la potencia máxima junto con la degradación de la intensidad en cortocircuito, con la degradación de la tensión en circuito abierto y con la degradación del factor de forma respectivamente. En cada una de las tres gráficas se ha representado la línea de tendencia añadiendo su ecuación y el valor de R aunque no sea muy favorable.

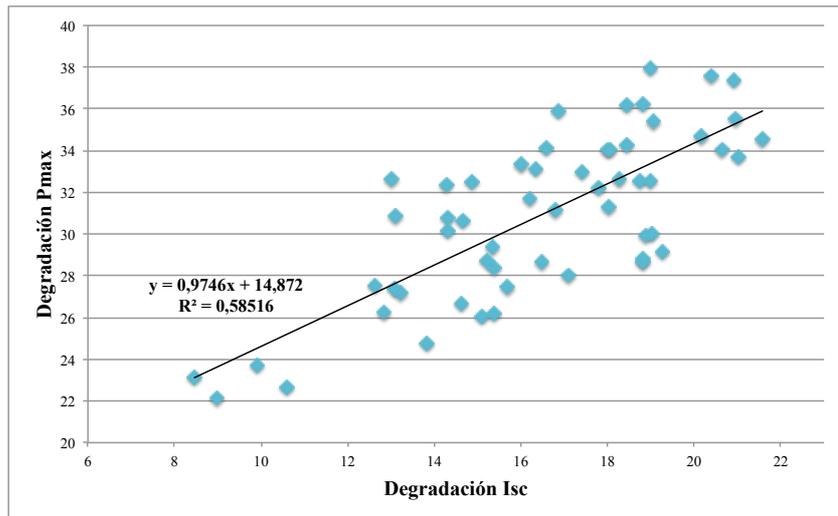


Figura 172: Degradación de Pmax frente a la degradación de Isc

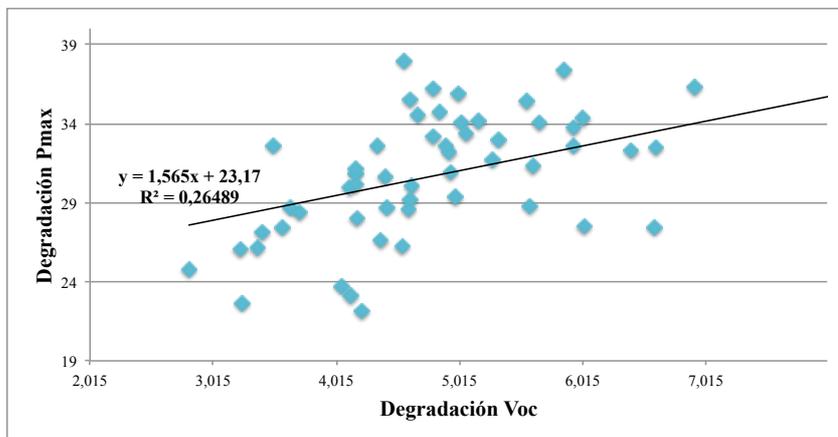


Figura 173: Degradación de Pmax frente a la degradación de Voc

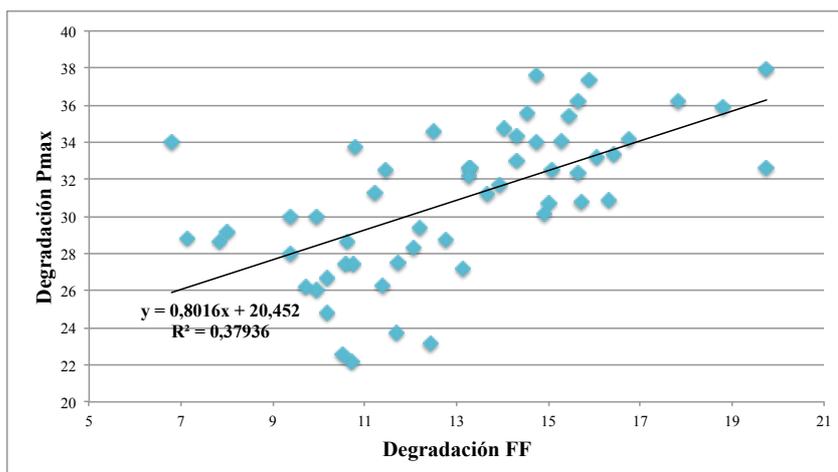


Figura 174: Degradación de Pmax frente a la degradación de FF

Las Figuras 172-174 muestran la degradación de la potencia máxima frente a la degradación de los parámetros de intensidad de cortocircuito, tensión de circuito abierto y factor de forma. Se observa que no presentan una gran correlación de la degradación frente a uno de los parámetros, lo que explica que son varios los parámetros los que influyen en la degradación de la potencia máxima, aunque el parámetro de mayor correlación es la intensidad de cortocircuito.

## 9.2. Otros parámetros

En este apartado se analizan los diferentes parámetros que se han considerado importantes para estudiar el descenso del valor la potencia máxima de los módulos fotovoltaicos.

En primer lugar se muestra, para cada módulo, el porcentaje que ha supuesto en la degradación cada uno de los parámetros analizados: la disminución de la resistencia en paralelo, el aumento de la resistencia en serie y las degradaciones del factor de forma, tensión de circuito abierto, intensidad de circuito abierto y potencia máxima.

La desviación entre los valores de los parámetros característicos aportados por el fabricante (Tabla 1) y los medidos después de 22 años de funcionamiento se calcularon y trazaron en la Figura 175 mostrando la degradación en cada parámetro característico de los módulos fotovoltaicos.

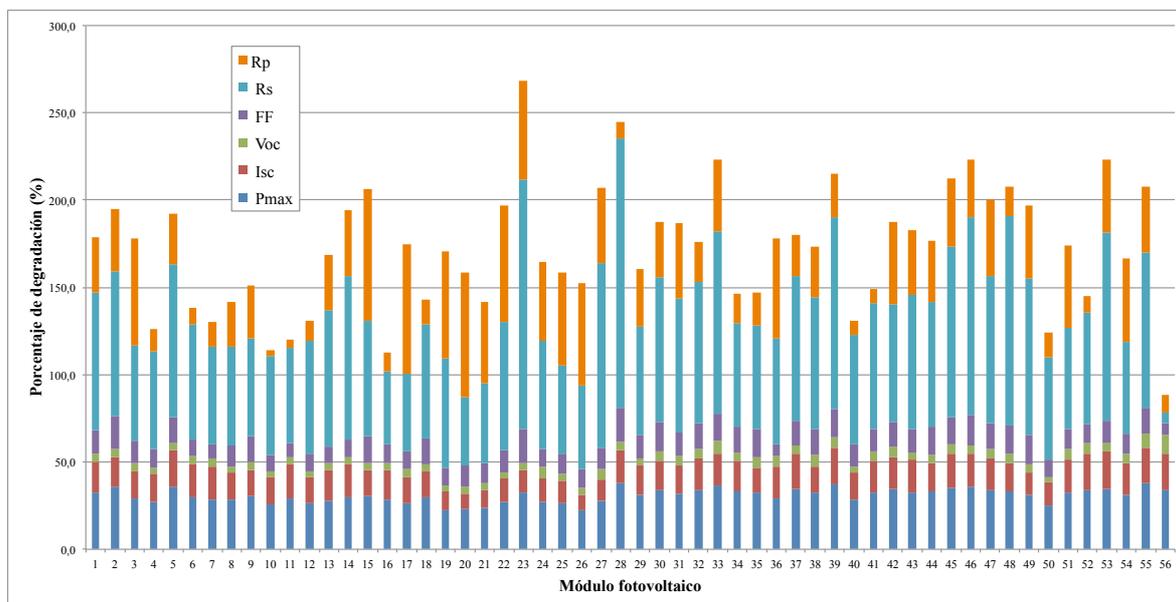


Figura 175: Variación porcentual de los parámetros característicos de los módulos fotovoltaicos

La Figura 175 muestra que la degradación de las resistencias son las mayoritarias, seguido por la degradación de la potencia máxima y la intensidad de cortocircuito.

A continuación se muestra un zoom de la figura anterior haciendo énfasis en la potencia máxima, la intensidad de cortocircuito, la tensión en circuito abierto y el factor de forma, sin tener en cuenta las resistencias.

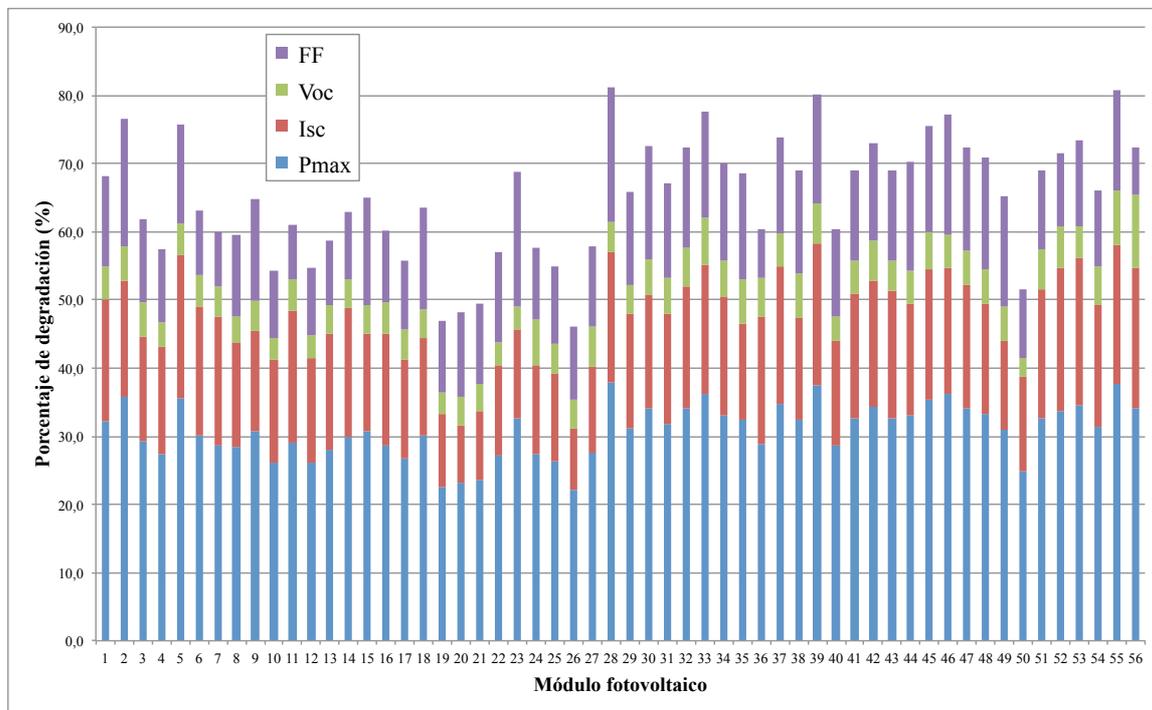


Figura 176: Variación porcentual de los parámetros característicos de los módulos fotovoltaicos

En la Figura 176 se aprecia, en la mayoría de los módulos fotovoltaicos, que la degradación de la potencia máxima se debe en mayor medida a la degradación de intensidad de cortocircuito, seguida de la degradación del factor de forma y la de tensión de circuito abierto. Asimismo, se ha obtenido que el valor de la  $P_{m\acute{a}x}$  ha sufrido una degradación media del 30,89% a lo largo de los 22 años de funcionamiento, teniendo un máximo del 37,95% y un mínimo del 22,15%. Por otra parte, la degradación media de Isc es del 16,43%, seguida del 13,02% del FF y del 4,93% de la Voc.

En segundo lugar, se han realizado cuatro gráficas que representan la tasa de degradación por año para cada uno de los parámetros anteriores, junto al valor de su media.

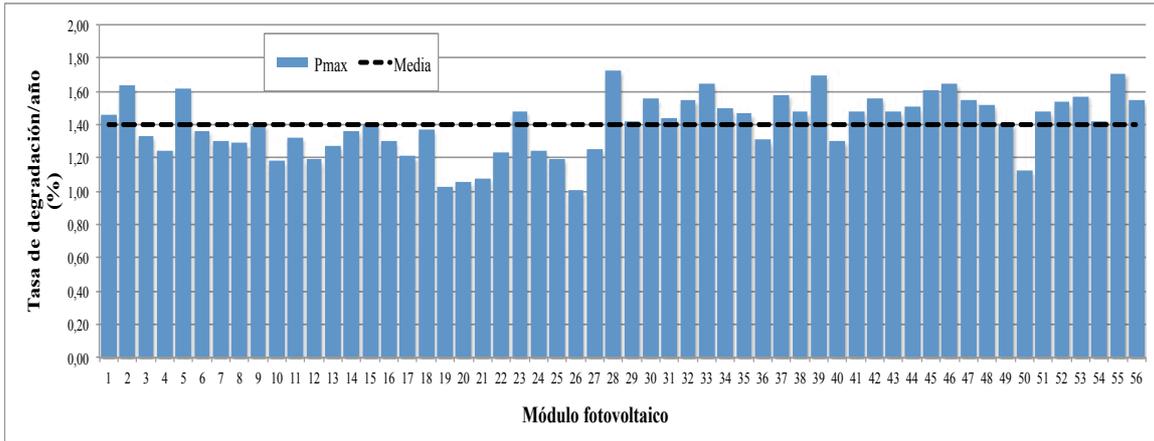


Figura 177: Degradación anual en la potencia máxima nominal (Pmax)

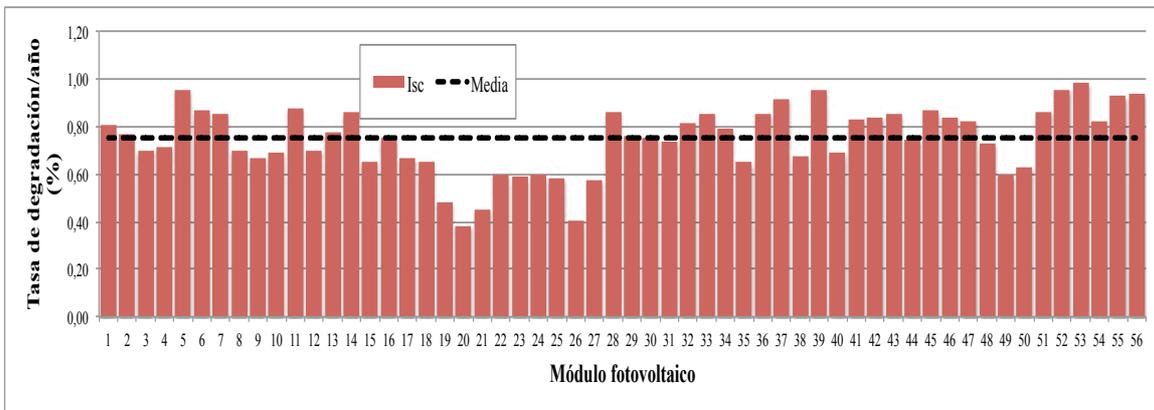


Figura 178: Degradación anual en la corriente de cortocircuito (Isc)

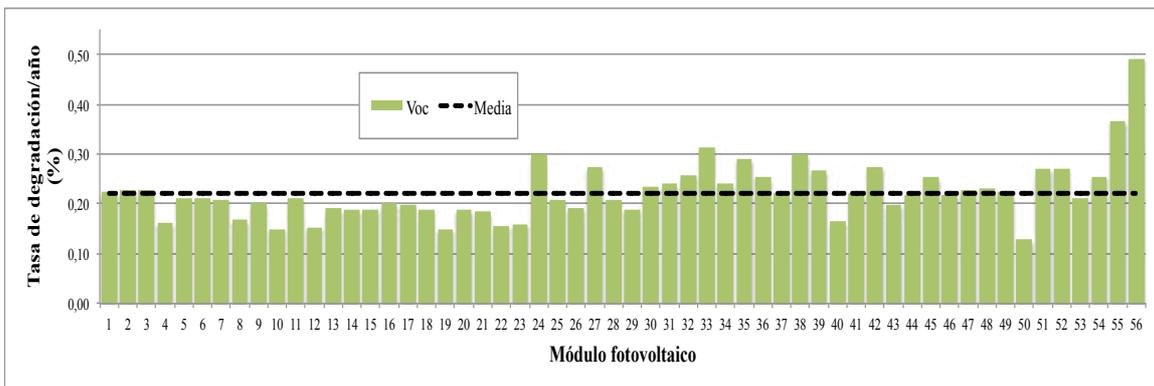


Figura 179: Degradación anual en el voltaje de circuito abierto (Voc)

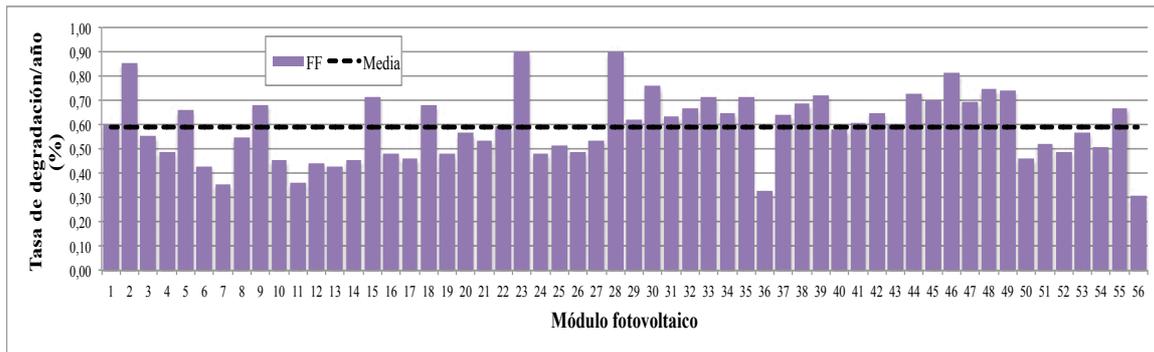


Figura 180: Degradación anual en el factor de forma (FF)

La Figura 177 muestra una degradación anual de Pmax entre 1,01-1,72% con una media de 1,40%. Con las Figuras 178-180 se muestra que las pérdidas de Isc se sitúan en el rango de 0,38-1,98%/año (media de 0,75%/año), mientras que las pérdidas de Voc y FF se sitúan respectivamente en el rango de 0,13% - 0,49%/año (media de 0,22%/año) y 0,31-0,90%/año (media de 0,59%/año). Las pérdidas en Pmax son atribuibles principalmente a las pérdidas en Isc; y en menor medida, a las pérdidas en FF y Voc, es decir,  $P_{max} = f(I_{sc}, V_{oc}, FF)$ .

La Figura 181 muestra un resumen de lo descrito en las Figuras 177-180, indicando el máximo, el mínimo y la media de cada uno de los parámetros eléctricos anteriores (la potencia máxima, la intensidad de cortocircuito, la tensión de circuito abierto y el factor de forma).

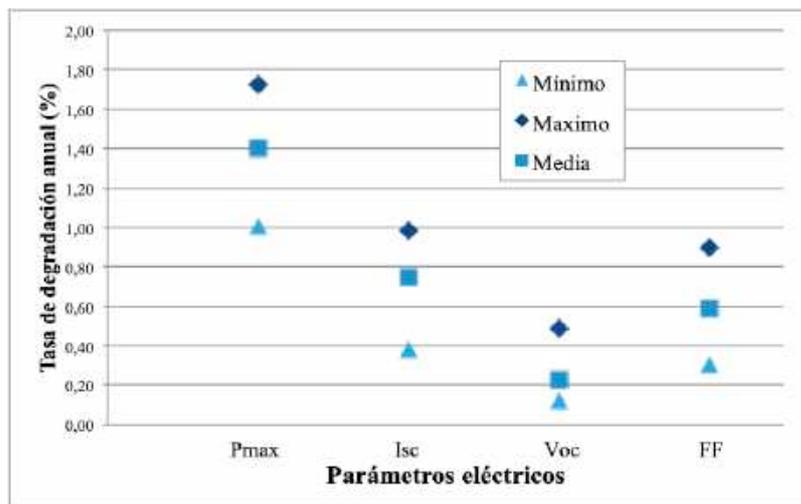


Figura 181: Análisis de la degradación de los parámetros eléctricos

A continuación, los histogramas de la Figura 182 se construyeron con los datos obtenidos en las curvas I-V y representan la dispersión de los parámetros eléctricos de los módulos después de ser afectados por algún tipo de degradación. La Figura (a) representa la potencia máxima, (b) la corriente de cortocircuito, (c) el voltaje de circuito abierto y (d) el factor de forma.

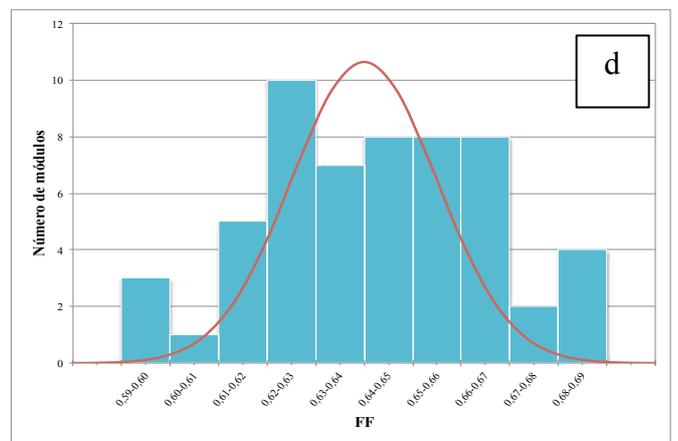
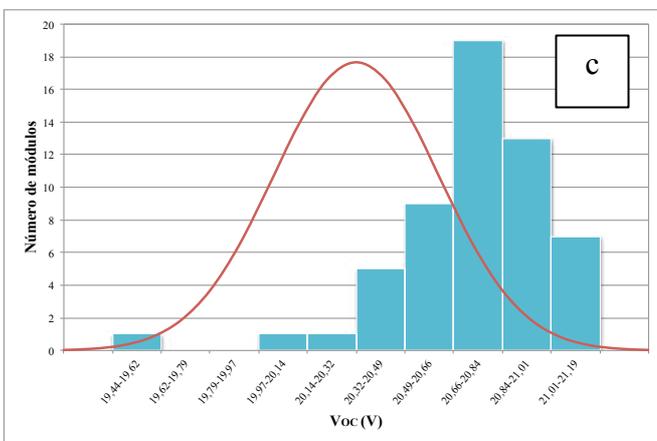
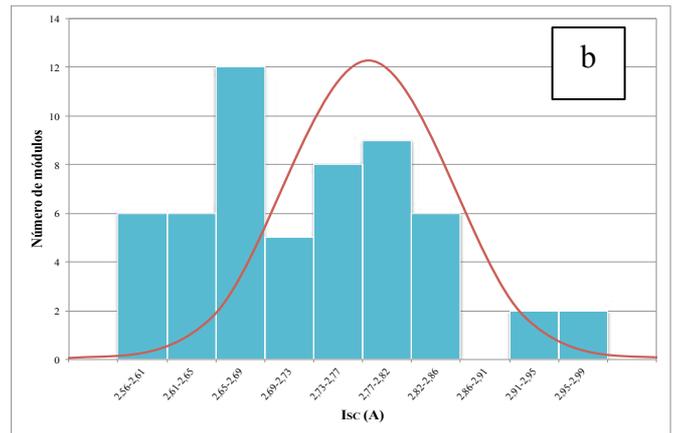
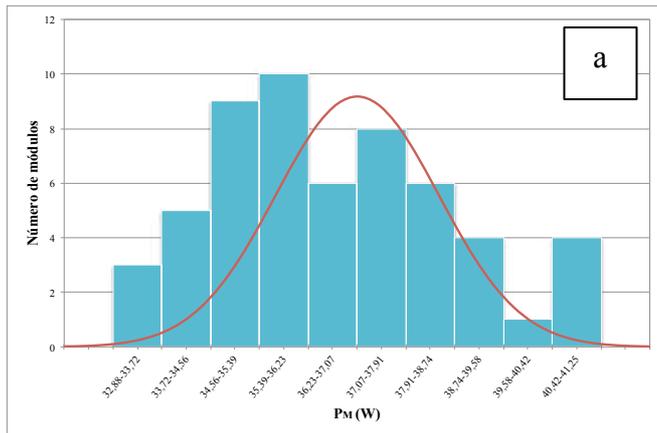


Figura 182: Dispersión de los parámetros eléctricos después de 22 años de funcionamiento

Por último se representa el valor del rendimiento de los 56 módulos fotovoltaicos analizados junto al valor que presentaba el módulo inicialmente, 12,64 %.

En este apartado se analizan los diferentes parámetros eléctricos utilizados en este proyecto para poder explicar la degradación total de la potencia en los módulos fotovoltaicos.

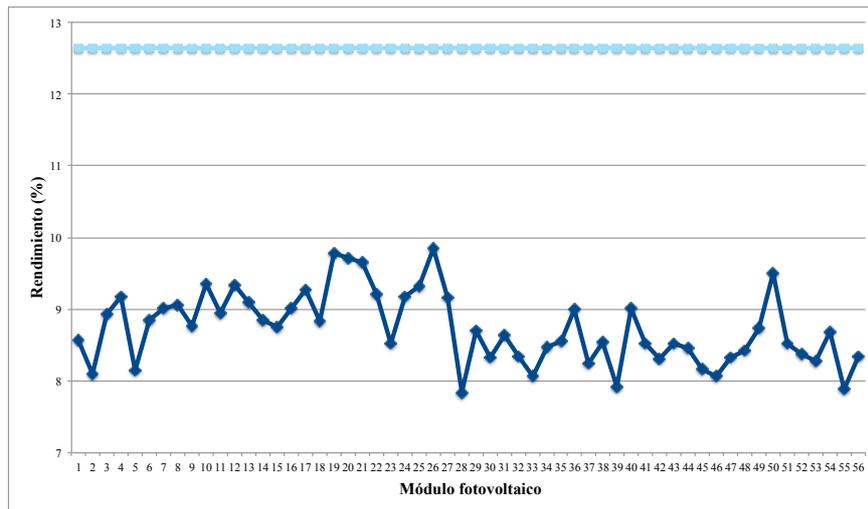


Figura 183: Rendimiento de cada módulo en condiciones estándar al cabo de 22 años en relación a un módulo nuevo según fabricante

Como se puede observar todos los valores de rendimiento que presentan los diferentes módulos fotovoltaicos se encuentran por debajo del valor inicial.

### 9.2.1. Resistencias

En este apartado se analizan únicamente los parámetros eléctricos utilizados, la resistencia en serie y en paralelo.

A continuación se representa el incremento y descenso anual de la resistencia en serie y en paralelo respectivamente.

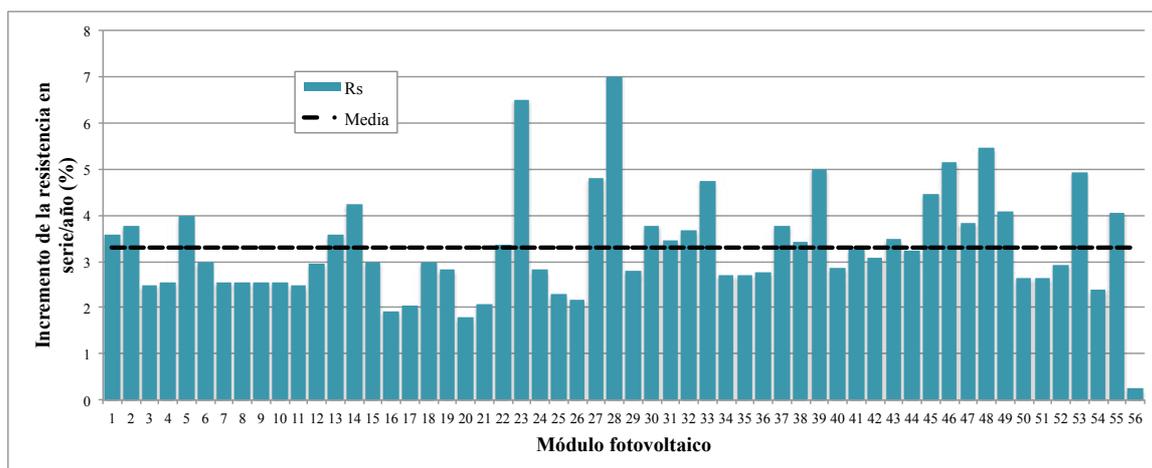


Figura 184: Incremento porcentual de la resistencia en serie

La Figura 184 muestra el incremento de la resistencia en serie anual para cada módulo fotovoltaico analizado, se sitúan en el rango de 0,27-7%/año, con una media de 3,3%/año.

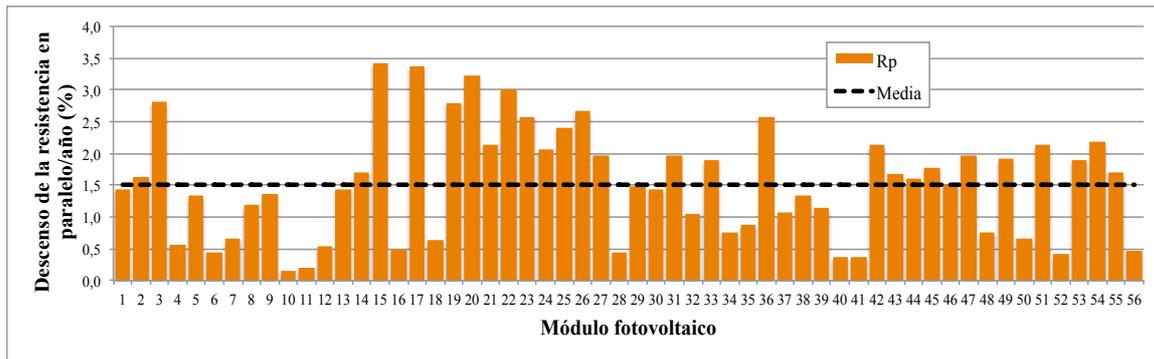


Figura 185: Descenso porcentual de la resistencia en paralelo

La Figura 185 muestra el descenso de la resistencia en paralelo anual para cada módulo fotovoltaico analizado, se sitúan en el rango de 0,15-3,42%/año, con una media de 1,5%/año.

### 9.3. Curvas i-v

La mayoría de los módulos fotovoltaicos analizados presentan una curva i-v de acuerdo a la Figura 186, donde la principal desviación es la disminución de la intensidad de cortocircuito seguida de un descenso ligero de la resistencia paralelo y un ligero aumento de la resistencia serie.

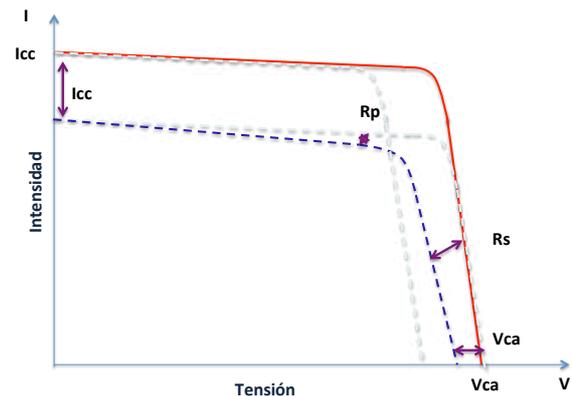


Figura 186: Curva i-v característica

Esto concuerda con los resultados de los ensayos y de las inspecciones visuales realizados, donde los defectos encontrados son:

- Una gran decoloración en todas las células de todos los módulos. Esta decoloración no es totalmente homogénea en las células. La decoloración ha sido bastante menor en el perímetro de las células y sobre todo en el perímetro de las células que está cercano al marco de los módulos. Es más acusada en el centro de las células.
- Células microfisuradas y rotas.
- Delaminación muy heterogénea de célula-encapsulante en el perímetro de las células del 50% de los módulos analizados principalmente en el perímetro de las células que está cercana al marco de los módulos. También se ha observado una delaminación

debida a milky pattern, sobre todo en el perímetro de las células y en las proximidades del bus interior de las células.

En mucha menor medida:

- Corrosión dentro caja conexiones.
- Corrosión en bus e interconexiones.
- Delaminación por la parte posterior.
- Puntos calientes.
- Diodos con fallos.

#### **9.4. Inspección visual**

En este apartado se ha realizado un análisis de los tipo de degradación encontrados en los módulos fotovoltaicos de la muestra durante la inspección visual.

En primer lugar la Figura 187 muestra un resumen del número de módulos y el porcentaje respecto al total de módulos, que presentan al menos un fallo de los 77 módulos analizados.

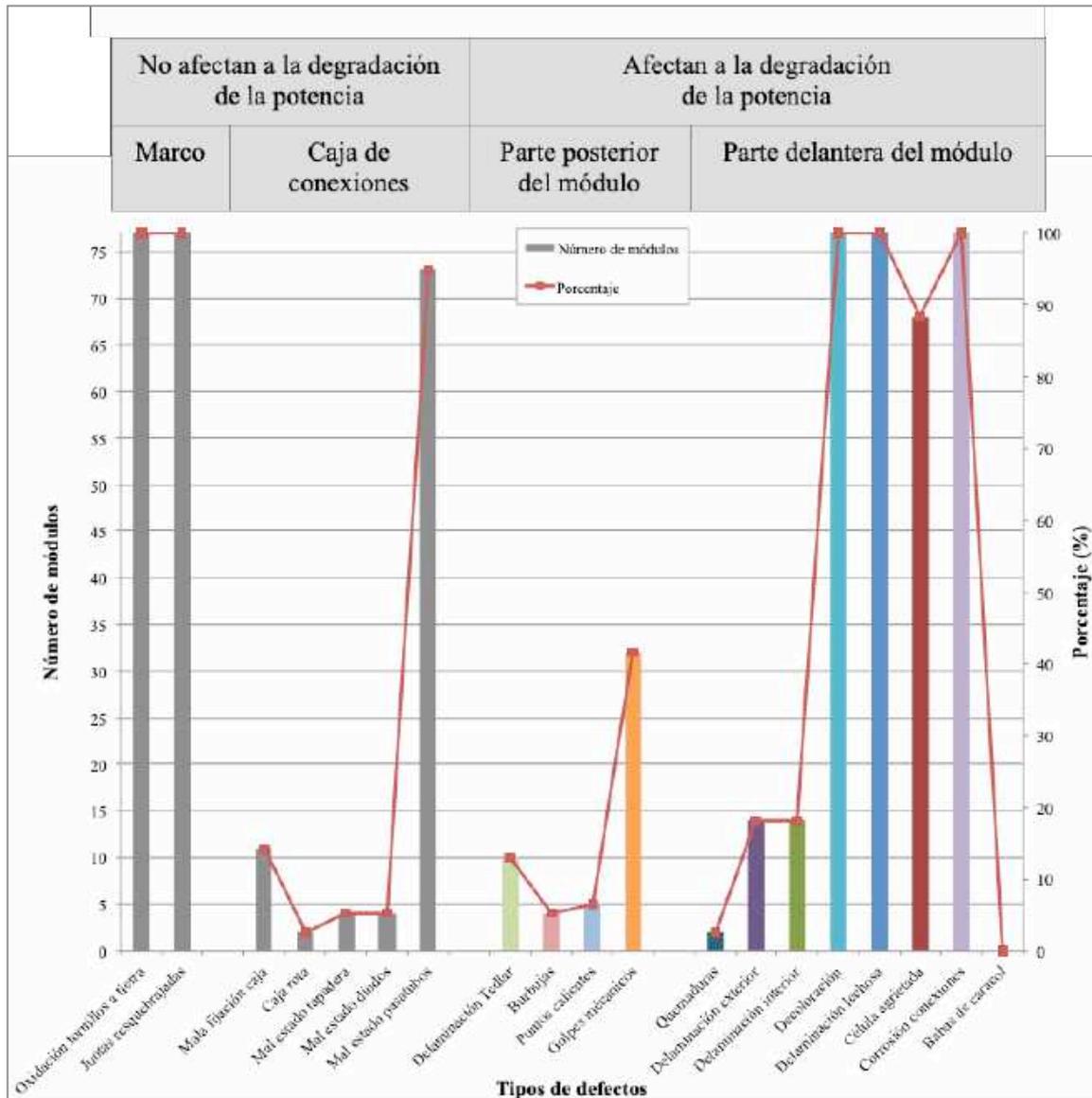


Figura 187: Resultados de la inspección visual

La Figura 187 muestran los diferentes tipos de defectos divididos en dos grupos principales: los que afectan a la degradación de la potencia (colores) y los que no afectan a la degradación de la potencia (gris), y a su vez los defectos pertenecientes a la caja de conexiones u otros, y a la parte posterior y delantera de módulo fotovoltaico. Por otro lado la línea roja representa el porcentaje de módulos que presentan cada tipo de defecto frente al total de la muestra.

A continuación la Figura 188 muestra el porcentaje de módulos que presentan los defectos los diferentes tipos de defectos frente al porcentaje . Por ejemplo, las células en total son 77 módulos por 36 células/módulo= 2772 células. Como la figura indica un porcentaje del 4,2% indica que hay un total de  $2772 \cdot 0,042 = 117$  células agrietadas.



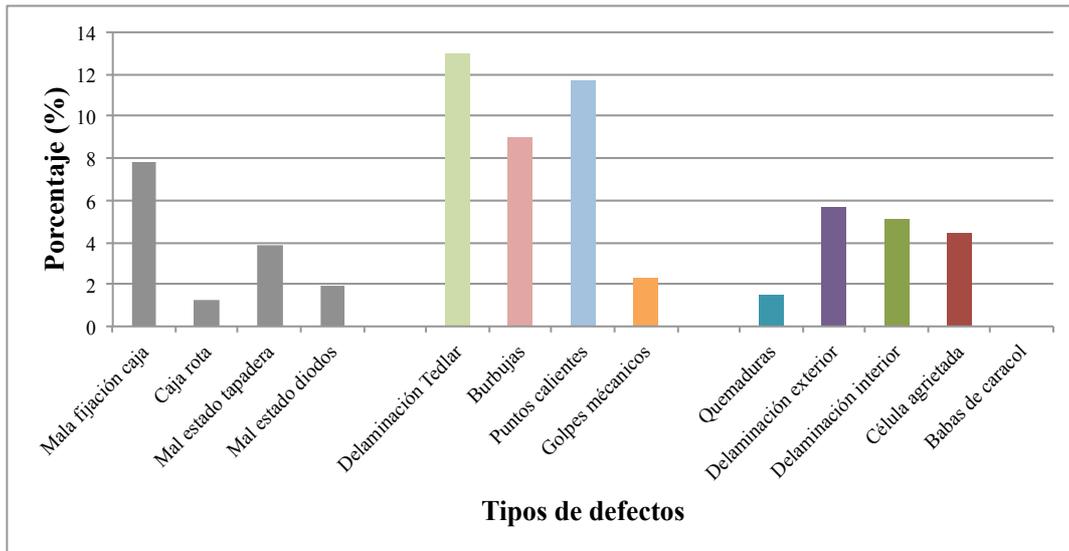


Figura 189: Resultados de la inspección visual

Posteriormente se han seleccionado los tipos de degradación que afectan a la disminución de la potencia máxima de los módulos para realizar un análisis en mayor profundidad.

En primer lugar las Figuras 190-193 muestran los 4 grupos en los que se ha dividido la muestra dependiendo de la degradación de la potencia máxima. En cada gráfica viene representado el número de módulos frente al porcentaje de defectos que presenta cada uno de ellos.

La Figura 190 muestra el número de módulos frente al porcentaje de defectos del grupo 1.

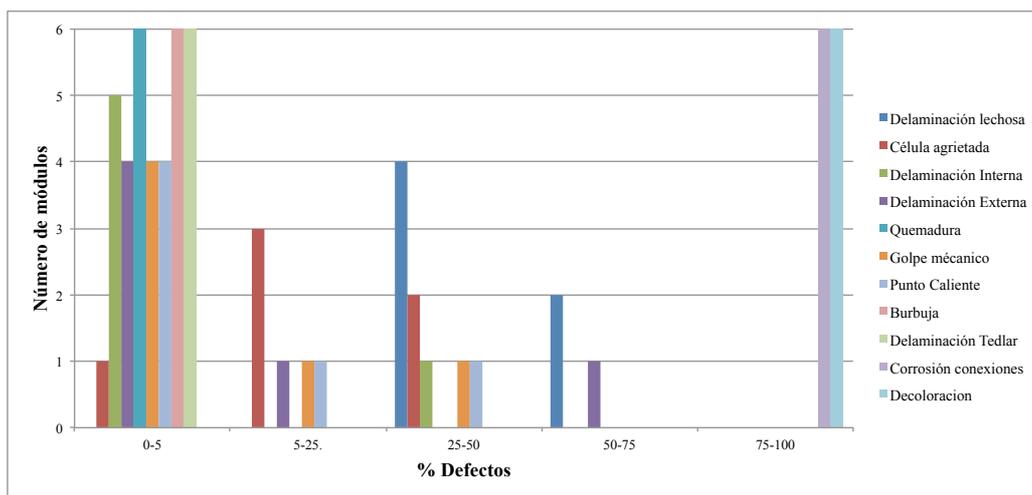


Figura 190: Número de módulos frente al porcentaje de defectos para el grupo 1

La Figura 190 muestra que para los módulos fotovoltaicos del primer grupo la corrosión en las conexiones y la decoloración de las células son comunes en cada uno de los 6 módulos fotovoltaicos en el rango de 75-100%. La delaminación lechosa en 4 módulos

fotovoltaicos se encuentra en el rango de 25-50% y los 2 módulos fotovoltaicos restantes se encuentran en el rango de 50-75% . Las decoloraciones de las células solares fueron menores en esta categoría de módulos fotovoltaicos y ningún módulo fotovoltaico se encontraba en el rango del 51-75%. Respecto a las células agrietadas, se encontraron 2 módulos fotovoltaicos que se encuentran en el rango de 25-50%, 3 en el de 5-25% y el módulo restante en el 0-5%. No se encontraron módulos fotovoltaicos con marcas de quemaduras, delaminación en la lámina posterior y burbujas.

La Figura 191 muestra los datos correspondientes al grupo 2.

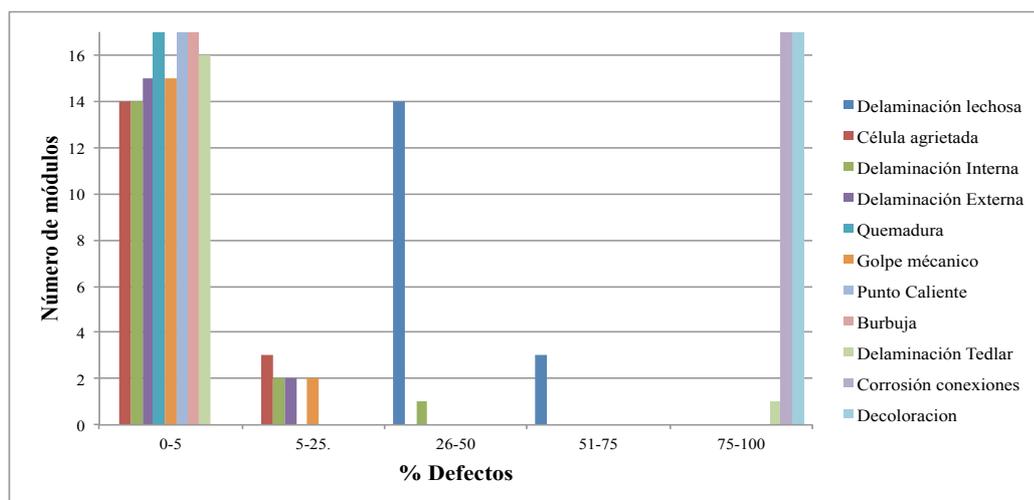


Figura 191: Número de módulos frente al porcentaje de defectos para el grupo 2

La Figura 191 muestra que 14 de los módulos FV tenían un defecto de delaminación lechosa en el rango del 26-50%, mientras que 3 módulos FV tenían un defecto de delaminación lechosa en el rango del 51-75%. Se sigue encontrando que la corrosión en las conexiones y la decoloración de las células son comunes en cada uno de los 17 módulos fotovoltaicos en el rango de 75-100%.

A continuación se muestra el grupo 3.

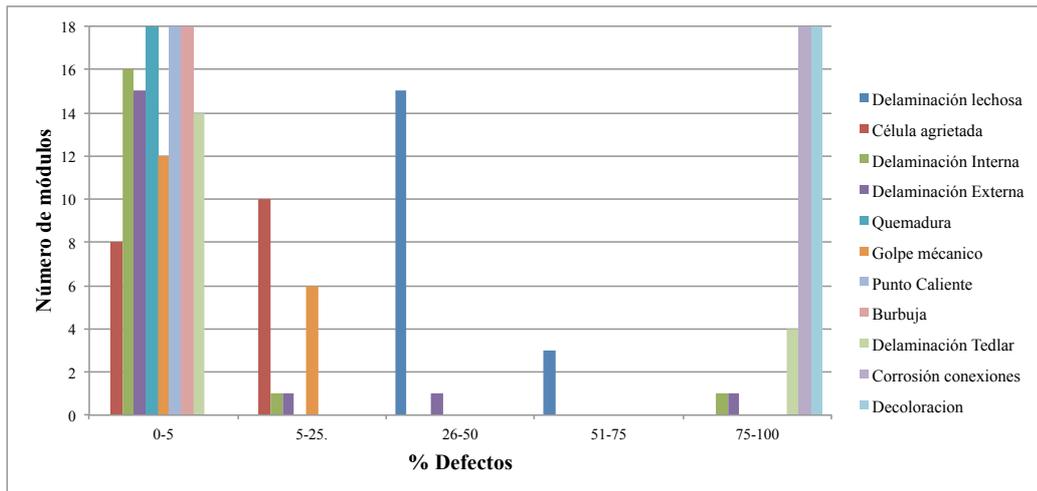


Figura 192: Número de módulos frente al porcentaje de defectos para el grupo 3

La Figura 192 muestra que 1 módulo fotovoltaico tienen un defecto de delaminación exterior en el rango del 75-100%, 1 módulo fotovoltaico en el rango del 26-50%, otro en el rango de 5-25% y los 15 restantes en el rango de 0-5%. La delaminación interior también ha aumentado en este grupo ya que hay 4 módulos fotovoltaicos dentro del rango de 75-100%.

Por último, la Figura 193 muestra los datos correspondientes al grupo 4.

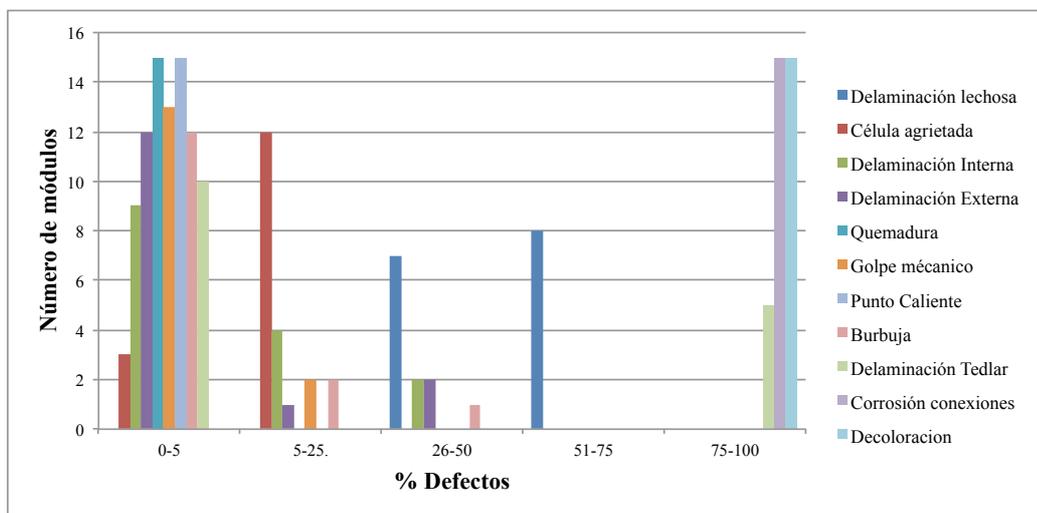


Figura 193: Número de módulos frente al porcentaje de defectos para el grupo 4

La Figura 193 muestra que 12 módulos fotovoltaicos tienen un defecto de burbuja en el rango del 0-5%, 2 módulos fotovoltaicos en el rango de 5-25% y 1 módulo fotovoltaico en el rango de 26-50%. Todos los módulos fotovoltaicos presentan decoloración y corrosión de las conexiones en el rango de 75-100%.

En resumen se observa que con el aumento de la tasa de degradación de la potencia y el número de burbujas en aumento en porcentaje, al igual que la delaminación, tanto

interior como exterior, de las células. Por otro lado es común en todos los grupos una alta decoloración y corrosión de las conexiones.

## 9.5. Electroluminiscencia

En este apartado se analizan los resultados del ensayo de electroluminiscencia comparándolos con los obtenidos a partir de la inspección visual.

La Figura 194 muestra a través de un gráfico de columnas la comparación del porcentaje en distintos defectos que se han observado gracias a ambos ensayos.

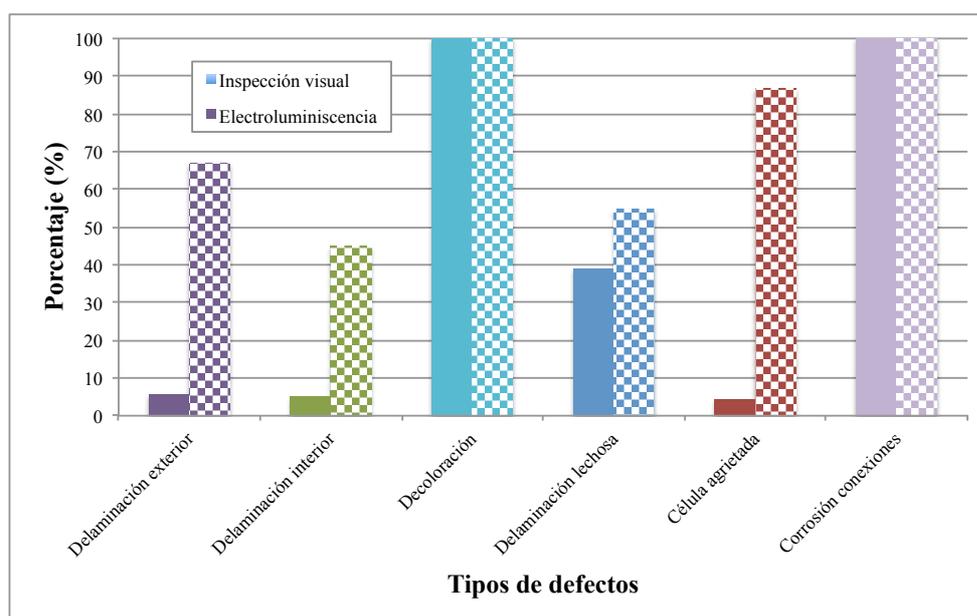


Figura 194: Resultados de la electroluminiscencia

De la Figura 194 se destaca el gran aumento que ha sufrido el número de células agrietadas, lo que evidencia que a través del ensayo de electroluminiscencia se consigue una mayor precisión en los resultados que competen al interior de la célula, al igual que las delaminaciones, tanto exterior como interior.

## 9.6. Termografía

Los resultados obtenidos de las imágenes tomadas a partir del ensayo de termografía no aportan información adicional a los obtenidos gracias a la inspección visual y la electroluminiscencia, por ello no se ha realizado un estudio en profundidad sobre los datos aportados por las termografías.

## 9.7. Comportamiento en campo fotovoltaico

En este apartado se analizan los resultados obtenidos en los dos campos fotovoltaicos de la instalación.

En primer lugar se muestran los diferentes valores de la potencia real, para cada día analizado, de cada uno de los campos fotovoltaicos, junto con el valor de la potencia pico de cada uno de ellos.

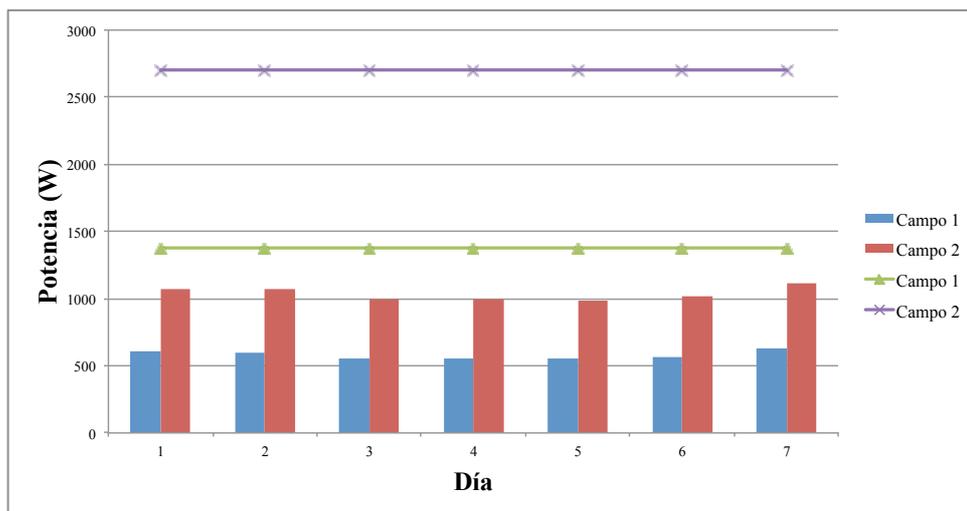


Figura 195: Valor de la potencia para ambos campos fotovoltaicos

La Figura 195 muestra cómo el campo 2 tiene un valor de la potencia pico mucho mayor que el del campo 1, y como consecuencia el campo 2 produce más energía actualmente.

Se han seleccionado siete días alternos, de donde se ha obtenido que el campo 1 produce una potencia media de 582,9W, mientras que el campo 2 produce 1036,6W, frente a los 1378W y 2703W que producían inicialmente respectivamente.

La Figura 196 representa el ratio de la potencia real medida frente a la potencia pico en los 7 días analizados.

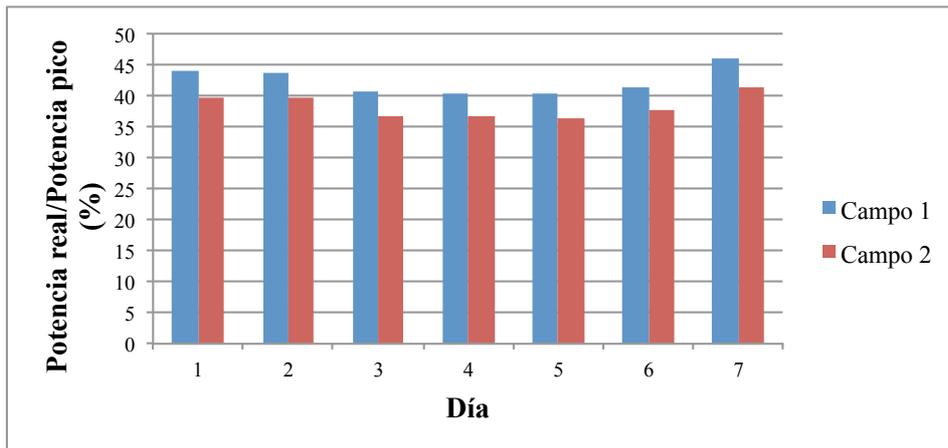


Figura 196: Potencia real/Potencia pico de los dos campos fotovoltaicos

De la Figura 196 se obtiene que el campo fotovoltaico 1 funciona mejor que el campo fotovoltaico 2; esto puede ser debido fundamentalmente a que tiene menores pérdidas por acoplamiento entre los módulos fotovoltaicos.

Por último, se ha representado el porcentaje de degradación, para cada día seleccionado, que muestran ambos campos fotovoltaicos.

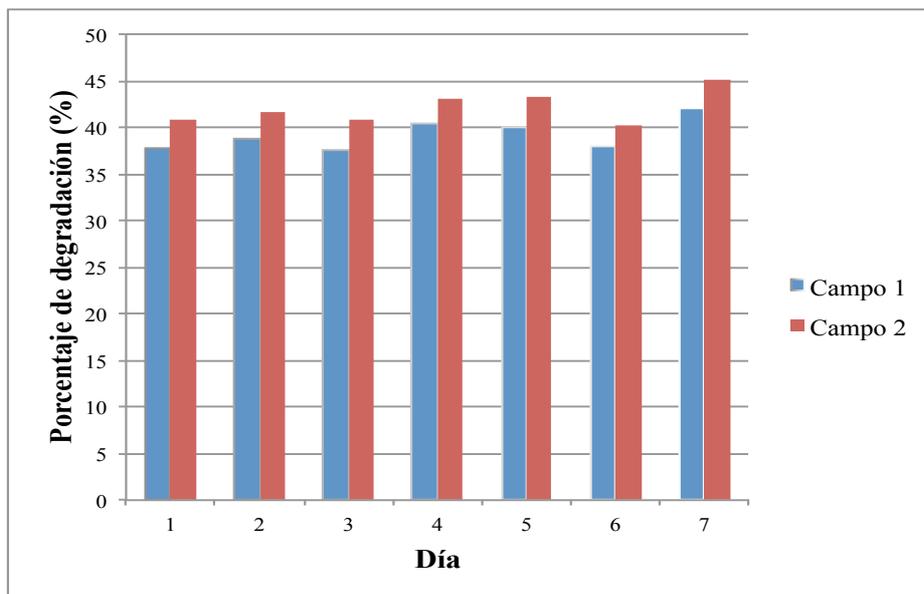


Figura 197: Degradación de los dos campos fotovoltaicos

La Figura 197 muestra como el campo fotovoltaico 2 está más degradado que el campo fotovoltaico 1, lo que concuerda con lo representado en la figura anterior, ya que por ello produce menor potencia que la que podría producir. Además se comprueba cómo todos los valores de ambos campos son prácticamente iguales, esto tiene sentido ya que los ensayos tuvieron lugar días muy próximos entre sí, por lo que el valor de la degradación no podía oscilar entre valores muy dispersos.

La media de degradación para el campo 1 es de un 39,2%, mientras que para el campo 2 es de un 42,15%. Teniendo en cuenta estos resultados, la media total del campo fotovoltaico es de un 40,67%.

Por último se ha realizado las gráficas que representan la tasa de degradación por año para cada campo fotovoltaico, junto al valor de su media.

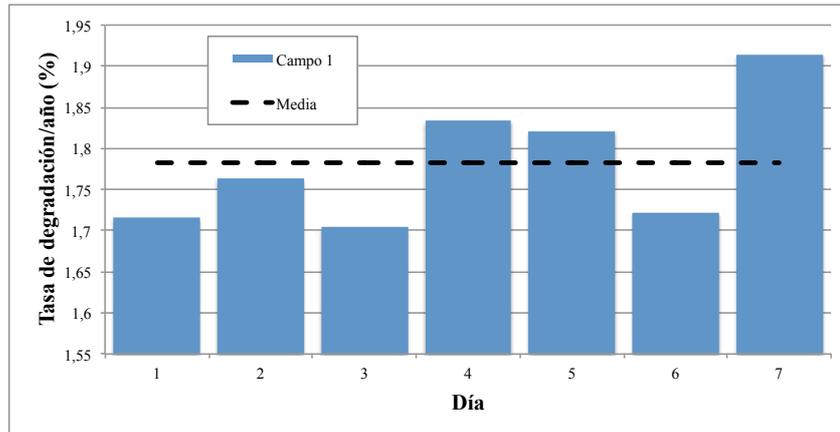


Figura 198: Degradación anual de la potencia en el campo fotovoltaico 1

La Figura 198 muestra una degradación anual de la potencia del campo 1 entre 1,7-1,91%/año con una media de 1,78%/año.

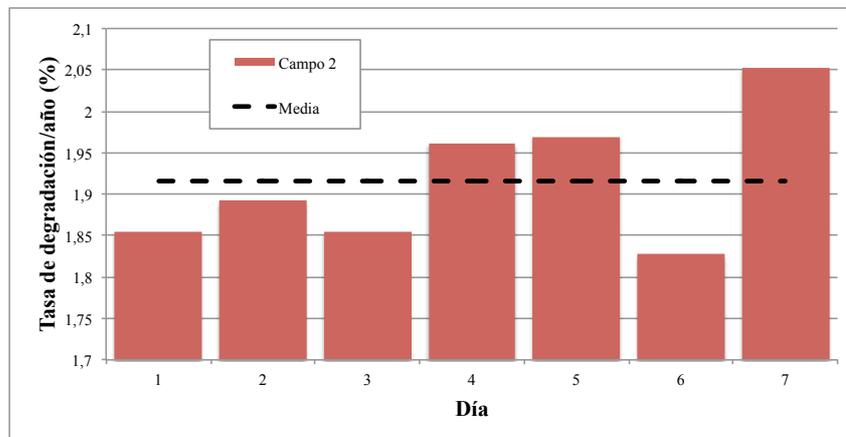


Figura 199: Degradación anual de la potencia en el campo fotovoltaico 2

La Figura 199 muestra una degradación anual de la potencia del campo 2 entre 1,83-2,05%/año con una media de 1,92%/año.

# 10. Comparación con otros estudios

---

En este apartado se ha realizado una comparación entre los resultados obtenidos en este estudio y los obtenidos en [José Eduardo Ferreira da Fonseca et al., 2019], al ser un estudio realizado en la ciudad de Brasil a un módulos del mismo fabricante, igual tecnología, similar antigüedad y tamaño similar a los analizados en este proyecto.

Para una mayor simplicidad se ha denominado Proyecto 1 al analizado en este trabajo fin de grado y Proyecto 2 al realizado por José Eduardo Ferreira da Fonseca et al.

En primer lugar, la muestra de estudio del Proyecto 1 está constituido por 77 módulos fotovoltaicos, mientras que el Proyecto 2 cuenta con 48 módulos fotovoltaicos, instalados en las dos ubicaciones anteriormente descritas, en la ciudad de Sevilla, España, y en el edificio del Laboratorio de Energía Solar UFRGS, en la ciudad de Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brasil, respectivamente.

El Proyecto 1 estuvo en operación durante 22 años, mientras que el Proyecto 2 estuvo 7 años menos.

Ambos módulos fueron realizados en España por Isofotón, S.A.. El modelo del Proyecto 1 es M-55-L, compuesto por 36 células conectadas todas en serie, con unas características nominales de  $P_{max} = 53Wp$ ,  $I_{sc} = 3,27A$  y  $V_{oc} = 21,8V$ , y unas dimensiones de  $1330mm \times 340mm$ . El modelo del Proyecto 2 es I-100/24, cuenta con 72 celdas de silicio monocristalino (m-Si), con unas características nominales de  $P_{max} = 100Wp$ ,  $I_{sc} = 3,27A$  y  $V_{oc} = 43,2V$ , y unas dimensiones de  $1310mm \times 654mm$ . El fabricante, encapsulado, tamaño y tecnologías de las células solares en ambos proyectos es la misma. Hay una ligerísima diferencia en la potencia pico de cada célula. En el Proyecto 1 es de  $1,47Wp$  mientras que en el Proyecto 2 es de  $1,38Wp$ , es decir,  $0,09Wp$  de diferencia por célula.

En ambos proyectos se han realizado varios ensayos para detectar los motivos de la degradación de la potencia, como son la inspección visual, obtención de las curvas i-v, el ensayo de electroluminiscencia y obtención de termografías.

En primer lugar, la inspección visual en el Proyecto 2 se realizó a los 48 módulos, frente a los 77 que se han analizado en el Proyecto 1. En ambos estudios se ha observado que las células analizadas presentan una decoloración del EVA junto con una corrosión total de sus conexiones en todos los módulos. El grado de decoloración, por las fotografías

aportadas, es mayor en el Proyecto 1. Por otro lado, en el Proyecto 2, el 80% de los módulos presentan delaminación lechosa, mientras que en el Proyecto 1 se ha detectado en la totalidad de los módulos y en general con una mayor extensión de la misma por las células. Por último, en el proyecto 1 se han encontrado 68 células rotas, mientras que en el proyecto 2 se han encontrado 13.

En segundo lugar, al realizar los histogramas que representan potencia máxima, corriente de cortocircuito, tensión de circuito abierto y factor de forma, contruidos con los datos de las curvas i-v del Proyecto 2, se detectó un módulo que presentaba un atípico comportamiento eléctrico, este módulo fue descartado y solo se consideraron 47 módulos para hacer en análisis de degradación. Lo mismo ocurrió en el Proyecto 1, ya que al construir las curvas i-v de los módulos, se descartaron dos módulos por presentar un comportamiento eléctrico atípico.

Por otro lado, en ambos proyectos, las imágenes EL revelaron regiones inactivas en la periferia de las células, lo que indica la acción de algún mecanismo de degradación indetectable a simple vista, además de encontrarse una mayor delaminación en las células.

Por último, las termografías no revelaron información adicional a la que ya se conocía gracias a los ensayos anteriores.

Se han comparado los resultados obtenidos en ambos proyectos. En el Proyecto 1 se ha obtenido una pérdida anual de la potencia de 1,4%, el doble de la obtenida en el Proyecto 2, 0,7% anual, esto se debe principalmente a un mayor tiempo de exposición. Esta pérdida de energía se debió principalmente, en ambos casos, a la corriente de cortocircuito. Algunas de las razones por las que el valor del Proyecto 1 es mayor que la del Proyecto 2 son que el tiempo de operación en el primero es mayor que en el segundo, y por otro lado, un dato importante es que no tenemos, en ninguno de los casos, los valores exactos de la potencia pico real al salir de la fábrica, ya que existía un margen del  $\pm 10\%$ .

Los resultados obtenidos en este trabajo también son consistentes en orden de magnitud con los obtenidos en los otros estudios de antigüedad mayor de 15 años descritos en la revisión bibliográfica, aunque en esos estudios el fabricante y características del encapsulamiento de las células es diferente.

# 11. Conclusiones

---

Se ha analizado una muestra de 154 módulos fotovoltaicos después de 22 años de exposición en la ciudad de Sevilla, España. Se ha observado que la degradación de los módulos ha sido bastante similar entre ellos, excepto en dos de ellos que presentaron fallos atípicos.

Después de este periodo de tiempo, la tasa de degradación media anual de la potencia máxima es del 1,4%/año, con una tasa máxima de degradación de la potencia máxima del 1,72%/año y una mínima del 1,01%/año. Esta pérdida de potencia se debió principalmente a la disminución de la corriente de cortocircuito y en menor medida a la disminución de la tensión de circuito abierto, a la disminución de la resistencia paralelo y al aumento de la resistencia serie. La degradación media anual de la corriente de cortocircuito es de 0,75%/año, y la degradación anual de la tensión de circuito abierto junto con la del factor de forma son 0,22%/año y 0,59%/año respectivamente. Respecto a las resistencias, la degradación media anual de la resistencia en serie es del 3,3%/año, en un rango entre 0,27-7%/año, mientras que la degradación media anual de la resistencia en paralelo es del 1,5%/año, en un rango entre 0,15-3,42%/año.

Los principales defectos observados visualmente son: una decoloración significativa del EVA, que causa una degradación de la transmitancia óptica de acuerdo con la pérdida en  $I_{sc}$ , una corrosión de las conexiones entre las células, además de encontrarse patrones de delaminación lechosa en todos los módulos fotovoltaicos, así como delaminación del Tedlar y del EVA.

Es de destacar la utilidad del análisis de las imágenes EL al aportar una mayor exactitud en la identificación de los fallos que la inspección visual, ya que se identificaron qué partes están inactivas de las células.

Los resultados obtenidos sobre la degradación media anual de los módulos de silicio monocristalino son consistentes con los resultados aportados por los escasos estudios que existen sobre degradación de módulos de esta tecnología con más de 15 años de funcionamiento.

A nivel de campo fotovoltaico la degradación de la potencia máxima evaluada ha sido superior a los de los módulos fotovoltaicos debido principalmente a las pérdidas por acoplamiento producidas por las diferencias de los parámetros eléctricos de los módulos

fotovoltaicos conectados entre sí. El campo 1 presenta una degradación media anual en los días analizados del 1,78%/año, con un rango entre 1,7-1,91%/año, mientras que el campo 2 presenta una degradación media anual del 1,92%/año, con un rango entre 1,83-2,05%/año. Esto demuestra la importancia de la dispersión de los valores de degradación en los módulos fotovoltaicos en la potencia final de un campo fotovoltaico.

# 12. Líneas de trabajo futuras

---

Como continuación a este proyecto existen tres líneas de trabajo que se consideran de interés:

- 1.- Ampliar el análisis a otras tecnologías fotovoltaicas como silicio amorfo, telurio de cadmio, etc..
- 2.- Ir ampliando el estudio con módulos fotovoltaicos fabricados más recientemente con los nuevos avances como menores espesores de células, mayores tamaños de módulos fotovoltaicos, mejores encapsulantes y laminaciones, ....
- 3.- Análisis de la evolución de la degradación de los módulos durante periodos superiores a 30 años.

# 13. Referencias

---

- Alexandre J. Bühler, Fabiano Perin Gasparin, Arno Krenzinger. Post-processing data of measured I–V curves of photovoltaic devices. *Renewable Energy*, Volume 68, 2014, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.02.048>.
- Bedrich, K.G., Luo, W., Pravettoni, M., Chen, D., Chen, Y., Wang, Z., Verlinden, P.J., Hacke, P., Feng, Z., Chai, J., Wang, Y., Aberle, A.G., Khoo, Y.S., 2018. Quantitative electroluminescence imaging analysis for performance estimation of PID-influenced PV modules. *IEEE J. Photovolt.* 8. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2018.2846665>.
- Berardone, I., Lopez Garcia, J., Paggi, M., 2018. Analysis of electroluminescence and infrared thermal images of monocrystalline silicon photovoltaic modules after 20 years of outdoor use in a solar vehicle. *Sol. Energy* 173. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2018.07.055>.
- Harvey, S.P., Aguiar, J.A., Hacke, P., Guthrey, H., Johnston, S., Al-Jassim, M., 2016. Sodium accumulation at potential-induced degradation shunted areas in poly- crystalline silicon modules. *IEEE J. Photovolt.* 6. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2016.2601950>.
- Huili Han, Xian Dong, Bingzhi Li, Huan Yan, Pierre J. Verlinden, Jiangfeng Liu, Jiawei Huang, Zongcun Liang, Hui Shen. Degradation analysis of crystalline silicon photovoltaic modules exposed over 30 years in hot-humid climate in China, *Solar Energy*, Volume 170, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.05.027>.
- IEA-PVPS T13-09:2017: Marc Köntges, Gernot Oreski, Ulrike Jahn, Magnus Herz, Peter Hacke, Karl-Anders Weiss. Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field. IEA PVPS Task 13, Subtask 3 Report IEA-PVPS T13-09:2017. 2017.
- Ishii, T., Masuda, A., 2017. Annual degradation rates of recent crystalline silicon photovoltaic modules. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* 25. <https://doi.org/10.1002/pip.2903>.
- Jordan, D C, Wohlgemuth, J H, and Kurtz, S R. Technology and Climate Trends in PV Module Degradation: Preprint. United States: N. p., 2012. Web.

- Jordan, D.C., Silverman, T.J., Wohlgemuth, J.H., Kurtz, S.R., VanSant, K.T., 2017. Photovoltaic failure and degradation modes. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* 25. <https://doi.org/10.1002/pip.2866>.
- Jorgensen, G, Terwilliger, K, Glick, S, Pern, J, and McMahon, T. *Materials Testing for PV Module Encapsulation*. United States: N. p., 2003. Web.
- José Eduardo Ferreira da Fonseca, Fernando Schuck de Oliveira, César Wilhelm Massen Prieb, Arno Krenzinger. Degradation analysis of a photovoltaic generator after operating for 15 years in southern Brazil, *Solar Energy*, Volume 196, 2020 <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.086>.
- Ju-Hee Kim, Jongsung Park, Donghwan Kim, Nochang Park, "Study on Mitigation Method of Solder Corrosion for Crystalline Silicon Photovoltaic Modules", *International Journal of Photoenergy*, vol. 2014, Artículo ID 809075, 2014. <https://doi.org/10.1155/2014/809075>.
- Kamran, Muhammad & Fazal, Muhammad & Mudassar, Muhammad & Ahmed, Shah & Adnan, Muhammad & Abid, Irsa & Randhawa, Fahid & Shams, Haseeb. (2019). "Solar Photovoltaic Grid Parity: A Review of Issues and Challenges and Status of Different PV Markets". *International Journal of Renewable Energy Research*.
- Köntges, M., Kunze, I., Kajari-Schroöder, S., Breitenmoser, X., Bjørneklett, B., 2011. The risk of power loss in crystalline silicon based photovoltaic modules due to micro-cracks. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 95.
- Lannoy, A., Procaccia, H. *Evaluation et maîtrise du vieillissement industriel*. 2005, Edition Lavoisier.
- Larocca, M.T.M., 2013. *Degradación de módulos fotovoltaicos: análisis desde el punto de vista eléctrico y su interrelación con otros factores*. Universidad Nacional de Salta.
- M. C. Peel, B. L. Finlayson, T. A. McMahon. Updated world map of the Köppen-Geiger climate classification. *Hydrology and Earth System Sciences Discussions*, European Geosciences Union, 2007. hal-00298818.
- Marc Köntges, Sarah Kurtz, Corinne Packard Ulrike Jahn, Karl A. Berger, Kazuhiko Kato Thomas Friesen, Haitao Liu, Mike Van Iseghem. *Performance and Reliability of Photovoltaic Systems Subtask 3.2: Review of Failures of Photovoltaic Modules*, IEA PVPS Task 13 External final report IEA-PVPS March 2014

- Mauro Analídio Pereira do Nascimento .Avaliação de Qualidade de Energia de um Sistema Fotovoltaico Numa Rede Eléctrica. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa. Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação Trabalho Fin de Master. 2013.
- Maxime Mussard, Mohamed Amara. Performance of solar photovoltaic modules under arid climatic conditions: A review, *Solar Energy*, Volume 174, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.08.071>.
- Osterwald, C.R., Pruett, J., Moriarty, T., 2005. Crystalline silicon short-circuit current degradation study: initial results. In: Conference Record of the Thirty-First IEEE Photovoltaic Specialists Conference. IEEE, Lake Buena Vista, FL, USA, <https://doi.org/10.1109/PVSC.2005.1488388>.
- Park, N., Han, C., Hong, W., & Kim, D. (2011). The effect of encapsulant delamination on electrical performance of PV module. In Program - 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, PVSC 2011 . (Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference). <https://doi.org/10.1109/PVSC.2011.6186147>.
- Phang JCH, Chan DSH, Phillips JR. Accurate analytical method for the extraction of solar cell model parameters. *Electron Lett* 1984;20(10):406e8.
- Pingel, S., Koshnicharov, D., Frank, O., Geipel, T., Zemen, Y., Striner, B., Berghold, J., 2010. Initial degradation of industrial silicon solar cells in solar panels. In: 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition/5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion. Valencia, Spain. <https://doi.org/10.4229/25thEUPVSEC2010-4AV.3.20>.
- Pramod Rajput, G.N. Tiwari, O.S. Sastry, Birinchi Bora, Vikrant Sharma. Degradation of mono-crystalline photovoltaic modules after 22 years of outdoor exposure in the composite climate of India. *Solar Energy*, Volume 135, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.06.047>.
- Quater, P.B., Grimaccia, F., Leva, S., Mussetta, M., Aghaei, M., 2014. Light unmanned aerial vehicles (UAVs) for cooperative inspection of PV plants. *IEEE J. Photovoltaics* 4.
- S. Richter, M. Gläser, M. Werner, M. Sander, S. Meyer, S. Dietrich, M. Ebert, C. Hagedorf, Schnecken Spuren: Ursachenanalyse und Testverfahren, Proc. del 28 ° Simposio Photovoltaische Solarenergie (OTTI, Staffelstein, Alemania, 2013).

- S. Richter, M. Werner, S. Swatek, C. Hagendorf, Comprensión del efecto del rastro del caracol en los módulos solares de silicio a escala estructural, 27a EUPVSEC (WIP, Frankfurt, Alemania, 2012).
- S. Wendlandt, A. Drobisch, T. Buseth, S. Krauter, P. Grunow, “Hot spot Risk analysis on silicon cell modules“, 25<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Valencia, Spain, 2010.
- S.S. Chandel, M. Nagaraju Naik, Vikrant Sharma, Rahul Chandel. Degradation analysis of 28 year field exposed mono-c-Si photovoltaic modules of a direct coupled solar water pumping system in western Himalayan region of India, Renewable Energy, Volume 78, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.01.015>.
- Salazar-Peralta, Araceli, Pichardo-Salazar, J. Alfredo, Pichardo-Salazar, Ulises y Chávez, Rosa Hilda. Estudio para detección de defectos en Paneles Solares por medio de la Técnica de Electroluminiscencia. Revista de Ingeniería Eléctrica. 2018.
- Schweiger, M., Bonilla, J., Herrmann, W., Gerber, A., Rau, U., 2017. Performance stability of photovoltaic modules in different climates. Prog. Photovolt. Res. Appl. 25, 968–981. <https://doi.org/10.1002/pip.2904>.
- Sharma, V., Sastry, O.S., Kumar, A., Bora, B., Chandel, S.S., 2014. Degradation analysis of a-Si, (HIT) hetero-junction intrinsic thin layer silicon and m-C-Si solar photovoltaic technologies under outdoor conditions. Energy 72, 536–546.
- UNE-IEC-61215:2016: Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 1-1: Requisitos especiales de ensayo para los módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino.
- Vazquez, M., Rey-Stolle, I., 2008. Photovoltaic Module Reliability Model Based on Field Degradation Studies. Prog. Photovolt.: Res. Appl., 419–433.
- Yi-Hung (Ivan) Chou, Wen-Yao Chou, Shr-Ming Shiu, Yu-Chen Chien, Shih-Yu Huang, Sunny Chi, Ethan Wang, Robert Struwe, análisis químico y mecanismo de generación propuesto para caracol Contaminación de pistas de módulos encapsulados de EVA, 27a EUPVSEC (WIP, Frankfurt, Alemania, 2012).

