

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE CIENCIAS



TESIS

**“IMPLEMENTACIÓN DE UN SOFTWARE PARA LA
TRASLACIÓN DE LA CURVA I - V DE UN MÓDULO
FOTOVOLTAICO A PARTIR DE CONDICIONES REALES DE
OPERACIÓN A CONDICIONES ESTÁNDAR DE MEDIDA”**

PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE
LICENCIADO EN FÍSICA

Elaborado por :

Víctor L. Nakama M.

Asesor:

Dr. Manfred Horn

Lima-Perú

2015

*A mis padres y hermana
porque su confianza en mí
me motiva a ser mejor cada día*

Agradecimientos

A mi asesor, el Dr. Manfred Horn, por haberme transmitido sus conocimientos con la paciencia y dedicación que distingue a todo buen docente.

A mi co-asesor, el Dr. Vicente Muñoz, docente de la Universidad de Jaén de España, a quien debo agradecer de manera especial por disponer parte de su tiempo para revisar y corregir el presente trabajo de investigación y sobre todo por sus consejos y espíritu de trabajo, que tendré presente a lo largo de mi vida profesional.

Al Mg. Rafael Espinoza, director del CER-UNI, por brindarme la oportunidad de pertenecer al proyecto de cooperación internacional: *“Emergiendo con el Sol. Apoyo institucional al Centro de Energías Renovables de la Universidad Nacional de Ingeniería de Lima en el campo de la generación de energía eléctrica empleando tecnología fotovoltaica”*.

Al Dr. Juan de la Casa, responsable técnico del proyecto de cooperación internacional: *“Emergiendo con el Sol ...”* por otorgarme la oportunidad de realizar este trabajo dentro del marco del mencionado proyecto.

Al Dr. Jorge Aguilera, por su apoyo y amistad.

Resumen

El presente trabajo de investigación consiste en la implementación de un software desarrollado en LabView que realiza los cálculos pertenecientes a algunos de los métodos existentes para traslación de curvas $I-V$ medidas bajo condiciones reales de operación a condiciones estándar de medida. Además se propone un método propio.

Se realiza un análisis estadístico sobre los resultados de los diversos métodos implementados para determinar la incertidumbre al aplicar cada uno de estos métodos y finalmente se realiza un análisis comparativo entre estos.

También se describe el sistema automático de monitoreo que registra las curvas $I-V$ así como los parámetros meteorológicos bajo los cuales dichas curvas son registradas.

Abstract

This research involves the implementation of a software developed in LabView that performs calculations belonging to some of the existing methods of translating the I - V curves of photovoltaic modules measured under actual operating conditions to standard test conditions. In addition a proprietary method is proposed.

A statistical analysis of the results of the various methods implemented to determine the uncertainty in applying each of these methods is done and finally a comparative analysis is done too.

The automatic monitoring system that records the I - V curves of the photovoltaic modules and the meteorological parameters under which these curves are recorded is also described.

Prólogo

La traslación de la curva característica $I-V$ de un módulo fotovoltaico a condiciones estándar de medida es un tema que ha preocupado a muchos investigadores desde hace varios años atrás. Uno de los puntos principales de este tema es que se puede evaluar diferentes tecnologías fotovoltaicas bajo un mismo criterio que son las condiciones estándar de medida y de esta manera poder evaluar cuál de estas tecnologías es la más idónea para aplicaciones fotovoltaicas.

Otro de los puntos importantes está relacionado con el control de calidad de los módulos fotovoltaicos, ya que los fabricantes de estos especifican sus características técnicas con dichos módulos funcionando bajo condiciones estándar de medida, por lo cual poder realizar la traslación de la curva $I-V$ de un módulo fotovoltaico a condiciones estándar de medida a partir de condiciones diferentes a las anteriores nos permite verificar que el módulo fotovoltaico cumpla con las especificaciones que aparecen en su ficha técnica.

La traslación de la curva $I-V$ también nos permite predecir el comportamiento de un módulo fotovoltaico funcionando bajo diversas condiciones, por ejemplo, para un enclave determinado, conociendo las condiciones meteorológicas del lugar, se puede predecir la cantidad de energía que se puede obtener y evaluar si la instalación fotovoltaica es conveniente o no.

La mayoría de los métodos de traslación existentes utilizan un simulador solar y una cámara de climatización, con lo cual se pueden controlar las condiciones de irradiancia y temperatura bajo las cuales trabaja el módulo fotovoltaico, pero esto encarece los costos de la evaluación del módulo fotovoltaico y resulta inasequible para muchos centros de investigación.

Por lo descrito en el párrafo anterior, el presente trabajo de investigación utiliza un sistema automático de monitoreo de bajo costo que registra las características eléctricas del módulo fotovoltaico cuando este trabaja a sol real, es decir, cuando funciona bajo condiciones reales de operación y por último se describen una serie de métodos para poder realizar la traslación de la curva $I-V$ del módulo fotovoltaico utilizando la información recogida por el sistema automático de monitoreo.

Índice general

Agradecimientos

Resumen

Abstract

Prólogo

1. Introducción	1
1.1. Generalidades	1
1.2. Planteamiento del Problema	2
1.3. Objetivos	2
1.3.1. General	2
1.3.2. Específicos	2
1.4. Hipótesis	3
1.5. Justificación	3
1.6. Metodología	3
2. Marco Teórico	5
2.1. Curva Característica <i>I-V</i> bajo Iluminación Real	5
2.1.1. Influencia de la Temperatura en los Parámetros Básicos de una Célula Fotovoltaica	7
2.2. Métodos de Traslación de la Curva <i>I-V</i> de Módulos Fotovoltaicos	7
2.2.1. Método de Interpolación/Extrapolación Lineal	9
2.2.2. Método de la Norma Internacional IEC 60891	11
2.2.3. Método de Anderson	14
2.2.4. Método de Blaesser	15

3. Reglamento técnico peruano para la evaluación de las características eléctricas de módulos fotovoltaicos	17
3.1. Banco de Ensayos	17
3.1.1. Instrumentos de Medición	17
3.1.2. Instrumentos Auxiliares	18
3.1.3. Condiciones Generales de Medición	18
3.2. Parámetros Eléctricos	19
3.2.1. Medición de la Corriente de Cortocircuito (I_{sc})	19
3.2.1.1. Configuración del Banco de Ensayo	19
3.2.1.2. Procedimiento	20
3.2.2. Medición de la Tensión de Circuito Abierto (V_{oc})	20
3.2.2.1. Configuración del Banco de Ensayo	20
3.2.2.2. Procedimiento	21
3.2.3. Evaluación de la Potencia Máxima	22
3.2.3.1. Configuración del Banco de Ensayo	22
3.2.3.2. Procedimiento	22
4. Sistema Automático de Monitoreo	25
4.1. Configuración experimental	25
4.1.1. Instrumentos utilizados	27
4.1.1.1. Sensores de radiación	27
4.1.1.2. Sensor de temperatura Pt100	27
4.1.1.3. Multímetro agilent 34411A	28
4.1.1.4. Data logger agilent 34970A	29
4.2. Sistema de Carga Capacitiva	31
4.2.1. Funcionamiento del sistema de carga capacitiva	31
4.3. Software	33
4.3.1. Algoritmo del programa	34
4.4. Características principales del sistema	36
5. Software de Traslación	37
5.1. Inicialización o Carga de Datos	38
5.2. Interpolación/Extrapolación Lineal	40

5.3.	IEC 60891	41
5.4.	Anderson	43
5.5.	Blaesser	45
5.6.	Comparación	46
5.7.	Estadística	47
6.	Tratamiento de Datos	49
6.1.	Levantamiento de datos	49
6.2.	Ordenamiento de datos	49
6.3.	Análisis de datos	50
7.	Procedimiento Experimental	54
8.	Cálculos	55
8.1.	Cálculo de la incertidumbre	55
8.1.1.	Distribución de Gauss para el cálculo de I_{sc}	56
8.1.2.	Distribución de Gauss para el cálculo de V_{oc}	59
8.1.3.	Distribución de Gauss para el cálculo de P_{mx}	61
8.1.4.	Distribución de Gauss para el cálculo de I_{pmx}	64
8.1.5.	Distribución de Gauss para el cálculo de V_{pmx}	66
8.1.6.	Incertidumbre	69
8.2.	Traslación de la curva $I-V$	71
9.	Resultados	72
10.	Método de Traslación Propuesto	73
10.1.	Descripción del método	73
10.2.	Procedimiento de cálculo	74
10.3.	Procesamiento de datos	75
10.3.1.	Determinación de los parámetros de una curva $I-V$	75
10.3.1.1.	Planteamiento de ecuaciones	76
10.3.1.2.	Procedimiento	77
10.3.1.3.	Comprobación de resultados	80
10.3.2.	Variación de los parámetros de la curva $I-V$ con respecto a G y/o T	86
10.3.2.1.	Variación de m	87

10.3.2.2. Variación de R_s	87
10.3.2.3. Variación de R_p	89
10.3.2.4. Variación de I_s	90
10.3.2.5. Variación de I_f	91
10.3.3. Traslación de la curva $I-V$	93
10.4. Cálculo de la incertidumbre	97
10.5. Traslación a condiciones estándar de medida	100
10.6. Potencia entregada por el módulo fotovoltaico	101
10.7. Comparación del método propuesto con los otros métodos implementados . . .	102
Conclusiones	104
Recomendaciones	106
Bibliografía	106
Anexos	109
A. Proyecto de Cooperación UNI-UJAEN	109
B. Calibración de los Sensores de Radiación	110
C. Diagrama de bloques y panel de control del software implementado	116

Índice de figuras

1.	Característica I - V de la Célula	5
2.	Circuito equivalente de una célula solar real	6
3.	Influencia de la temperatura	7
4.	Método de Interpolación/Extrapolación Lineal	10
5.	Banco de Ensayo: Medición de I_{sc}	19
6.	Banco de Ensayo: Medición de V_{oc}	21
7.	Banco de Ensayo: Medición de P_{max}	22
8.	Imágenes correspondientes a la estructura metálica instalada en la azotea del edificio A1 de la Facultad de Ingeniería Mecánica. En la misma se puede observar: ① módulo fotovoltaico sometido a ensayo, ② referencias de irradiancia y ③ sonda de temperatura ambiente	26
9.	Instrumentos de medición y control ubicados en la oficina A1-255 de la Facultad de Ingeniería Mecánica. El sistema está constituido por: ① <i>data logger</i> , ② carga capacitiva, ③ multímetros digitales y ④ PC	26
10.	Sensor de radiación utilizado en el sistema automático de monitoreo	27
11.	Sensor de temperatura Pt100 utilizado en el sistema de medida	28
12.	Multímetro agilent 34411A	29
13.	Data logger Agilent 34970A	30
14.	Sistema de carga capacitiva utilizado en el sistema automático de monitoreo	31
15.	Esquema eléctrico del sistema de carga capacitiva	32
16.	Captura de pantalla de la pestaña principal de la interfaz gráfica de usuario del programa desarrollado en LabView que controla el proceso de monitoreo	34
17.	Diagrama de flujo del programa desarrollado en LabView que controla el sistema automático de monitoreo	35

18.	Diagrama de Flujo del proceso de <i>Inicialización o Carga de Datos</i>	38
19.	Diagrama de Flujo del <i>Método de Interpolación/Extrapolación Lineal</i>	41
20.	Diagrama de Flujo del <i>Método de la Norma Internacional IEC 60891</i>	43
21.	Diagrama de Flujo del <i>Método de Anderson</i>	44
22.	Diagrama de Flujo del <i>Método de Blaesser</i>	46
23.	Diagrama de Flujo del proceso de <i>Comparación</i>	47
24.	Diagrama de Flujo del proceso de <i>Estadística</i>	48
25.	Dependencia de la Corriente de Cortocircuito con respecto a la Irradiancia incidente	51
26.	Dependencia del Voltaje de Circuito Abierto con respecto a la Temperatura del módulo	51
27.	Dependencia de la Potencia Máxima con respecto a la Irradiancia incidente	52
28.	Dependencia de la Potencia Máxima con respecto a la Temperatura del módulo	52
29.	Dependencia del Voltaje de Circuito Abierto con respecto al Logaritmo Natural de la Irradiancia incidente	53
30.	Cálculo de I_{sc} por el Método de Interpolación/Extrapolación Lineal con $a = a(G)$	56
31.	Cálculo de I_{sc} por el Método de Interpolación/Extrapolación Lineal con $a = a(T)$	57
32.	Cálculo de I_{sc} por el Método de la Norma Internacional IEC 60891	57
33.	Cálculo de I_{sc} por el Método de Anderson	58
34.	Cálculo de I_{sc} por el Método de Blaesser	58
35.	Cálculo de V_{oc} por el Método de Interpolación/Extrapolación Lineal con $a = a(G)$	59
36.	Cálculo de V_{oc} por el Método de Interpolación/Extrapolación Lineal con $a = a(T)$	59
37.	Cálculo de V_{oc} por el Método de la Norma Internacional IEC 60891	60
38.	Cálculo de V_{oc} por el Método de Anderson	60
39.	Cálculo de V_{oc} por el Método de Blaesser	61
40.	Cálculo de P_{mx} por el Método de Interpolación/Extrapolación Lineal con $a = a(G)$	61
41.	Cálculo de P_{mx} por el Método de Interpolación/Extrapolación Lineal con $a = a(T)$	62
42.	Cálculo de P_{mx} por el Método de la Norma Internacional IEC 60891	62
43.	Cálculo de P_{mx} por el Método de Anderson	63
44.	Cálculo de P_{mx} por el Método de Blaesser	63

45.	Cálculo de I_{pmx} por el Método de Interpolación/Extrapolación Lineal con $a = a(G)$	64
46.	Cálculo de I_{pmx} por el Método de Interpolación/Extrapolación Lineal con $a = a(T)$	64
47.	Cálculo de I_{pmx} por el Método de la Norma Internacional IEC 60891	65
48.	Cálculo de I_{pmx} por el Método de Anderson	65
49.	Cálculo de I_{pmx} por el Método de Blaesser	66
50.	Cálculo de V_{pmx} por el Método de Interpolación/Extrapolación Lineal con $a = a(G)$	66
51.	Cálculo de V_{pmx} por el Método de Interpolación/Extrapolación Lineal con $a = a(T)$	67
52.	Cálculo de V_{pmx} por el Método de la Norma Internacional IEC 60891	67
53.	Cálculo de V_{pmx} por el Método de Anderson	68
54.	Cálculo de V_{pmx} por el Método de Blaesser	68
55.	Gráfica de la Curva Base y la Curva Traslada por el Método de Blaesser	71
55.	Diagrama del procedimiento de cálculo para el <i>Método Propuesto</i>	75
56.	Circuito equivalente de una célula solar real	75
57.	Circuito equivalente alterno de una célula solar real	76
58.	Mallas dentro del circuito equivalente para una célula solar real	76
59.	Trazado de la recta mínimo cuadrática de referencia	78
60.	Nueva curva luego del ajuste de R_s	79
61.	Nueva curva luego del ajuste de m	79
62.	Nueva curva luego del ajuste de R_p	80
63.	Curva $I-V$ medida y calculada	82
64.	Error relativo para el cálculo de I_{sc}	83
65.	Error relativo para el cálculo de V_{oc}	83
66.	Error relativo para el cálculo de P_{mx}	84
67.	Error relativo para el cálculo de I_{pmx}	84
68.	Error relativo para el cálculo de V_{pmx}	85
69.	Coefficiente de correlación para cada curva	85
70.	Variación de m respecto a G	87
71.	Variación de R_s respecto a T	88

72.	Variación de $\ln(R_s)$ respecto a $\ln(T)$	88
73.	Variación de R_p respecto a T	89
74.	Variación de $\ln(R_p/R_s)$ respecto a $\ln(T)$	90
75.	Variación de I_s respecto a G	91
76.	Variación de $[\ln(I_s) - T \cdot \ln(1,07)]$ respecto a $\ln(G)$	91
77.	Variación de I_f respecto a G	92
78.	Variación de $\ln(I_f)$ respecto a $[(0,0006) \cdot T + \ln(G)]$	93
79.	Curva $I-V$ medida y calculada - ejemplo 1	94
80.	Curva $I-V$ medida y calculada - ejemplo 2	94
81.	Error relativo para el cálculo de I_{sc}	95
82.	Error relativo para el cálculo de V_{oc}	95
83.	Error relativo para el cálculo de P_{mx}	96
84.	Error relativo para el cálculo de I_{pmx}	96
85.	Error relativo para el cálculo de V_{pmx}	97
86.	Distribución de Gauss para el error porcentual en el cálculo de I_{sc}	97
87.	Distribución de Gauss para el error porcentual en el cálculo de V_{oc}	98
88.	Distribución de Gauss para el error porcentual en el cálculo de P_{mx}	98
89.	Distribución de Gauss para el error porcentual en el cálculo de I_{pmx}	99
90.	Distribución de Gauss para el error porcentual en el cálculo de V_{pmx}	99
91.	Variación de la potencia con respecto a la temperatura ($G = 1000W/m^2$)	101
92.	Variación de la potencia con respecto a la irradiancia ($T = 25^\circ C$)	101
93.	Cálculo de los puntos importantes de la curva $I-V$	102
94.	Traslación a condiciones estándar de medida	103
93.	Diagrama de bloques del <i>Programa Principal</i>	117
94.	Panel de control del <i>Proceso de Inicialización</i>	118
95.	Panel de control del <i>Método de Interpolación/Extrapolación Lineal</i>	119
96.	Panel de control del <i>Método de la Norma Internacional IEC 60891</i>	120
97.	Panel de control del <i>Método de Anderson</i>	121
98.	Panel de control de <i>Método de Blaesser</i>	122
99.	Panel de control del <i>Proceso de Comparación</i>	123
100.	Panel de control del <i>Proceso de Estadística</i>	124

101. Panel de control para hallar los parámetros de la curva $I-V$ mediante el método propuesto	125
102. Panel de control donde se muestra el error relativo en el cálculo de cada punto principal de la curva $I-V$ mediante el método propuesto	126
103. Panel de control del resultado de la traslación de una curva $I-V$ a determinadas condiciones de G y T mediante el método propuesto	127
104. Panel de control para la comparación de una curva $I-V$ medida con una curva $I-V$ trasladada mediante el método propuesto	128
105. Panel de control donde se muestra el error relativo en el cálculo de los puntos principales mediante el método propuesto	129
106. Panel de control donde se muestra la dependencia de la potencia con respecto a G y T calculada mediante el método propuesto	130

Índice de tablas

1.	Condiciones estándar de medida	8
2.	Instrumentos de Medición	18
3.	Instrumentos Auxiliares	18
4.	Especificaciones técnicas del módulo bajo ensayo	49
5.	Nivel de confianza de acuerdo a la desviación estándar	55
6.	Distribución de Gauss para el error porcentual	69
7.	Incertidumbre en el cálculo de los puntos principales de una curva $I-V$	70
8.	Comparación entre los Valores Nominales y Calculados	71
8.	Puntuación de los Métodos de Traslación	72
9.	Centro, desviación estándar e intervalo de la distribución de Gauss	100
10.	Incertidumbre en el cálculo de los puntos principales de la curva $I-V$	100
11.	Comparación entre los valores nominales y calculados utilizando el método propuesto	100

Capítulo 1

Introducción

1.1. Generalidades

A partir del mes de Junio del año 2014, el Centro de Energías Renovables y Uso Racional de la Energía (CER-UNI) cuenta con un sistema automático de monitoreo el cual registra las características eléctricas de un módulo fotovoltaico cuando este funciona bajo condiciones reales. Dicho sistema de monitoreo fue diseñado e instalado como parte de un proyecto de cooperación sobre transferencia tecnológica titulado: *“Emergiendo con el Sol. Apoyo institucional al Centro de Energías Renovables de la Universidad Nacional de Ingeniería, en el campo de la generación de energía eléctrica, empleando tecnología fotovoltaica”* firmado entre la Universidad Nacional de Ingeniería y la Universidad de Jaén de España.

El proyecto de cooperación mencionado en el párrafo anterior contiene varios puntos y objetivos entre los cuales se encuentra la evaluación de las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos y es en este sentido que el presente trabajo se convierte en el inicio de dicha línea de investigación. El campo de acción de la mencionada línea de investigación no solo se centra en la evaluación y traslación de la curva $I-V$ de un módulo fotovoltaico sino que también se investiga el sistema de monitoreo que registra las características eléctricas de los módulos evaluados para que este pueda recabar información de manera fiable y exacta a un costo asequible para la mayoría de los centros de investigación que estén interesados en el tema.

A futuro se espera poder tener la capacidad de evaluar módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologías así como de diferentes potencias y de esta manera el CER-UNI pueda convertirse en un centro de referencia a nivel nacional en cuanto a tecnología fotovoltaica.

1.2. Planteamiento del Problema

Al momento de adquirir un módulo fotovoltaico, este trae consigo una serie de especificaciones técnicas acerca de su desempeño eléctrico, dados por el fabricante. La Norma Técnica actual contiene una serie de procedimientos para evaluar los módulos fotovoltaicos, pero solo se evalúan requerimientos mínimos del mismo, sin poder confirmar mediante estos procedimientos la veracidad de las especificaciones técnicas brindadas por el fabricante.

Este problema se debe a que la curva característica o curva $I-V$ de los módulos fotovoltaicos es medida bajo condiciones estándar, es decir, sometido a una radiación solar de 1000 W/m^2 , una temperatura de la célula igual a 25°C , masa de aire igual a 1,5, una incidencia normal de la radiación sobre el módulo fotovoltaico y velocidad del viento menor a 5 m/s .

Para resolver el problema anterior se han implementado diversos métodos de traslación que lleven una curva $I-V$ medida bajo condiciones reales de operación a condiciones estándar de medida. Es decir, a partir de una curva trazada bajo condiciones reales podemos hallar la curva $I-V$ del mismo módulo como si hubiese sido trazada bajo condiciones estándar.

Los métodos mencionados en el párrafo anterior son variados, extensos y requieren de una gran cantidad de cálculos, lo cual hace necesario implementar un software capaz de realizar dichos cálculos de una manera rápida y precisa.

1.3. Objetivos

1.3.1. General

- Implementar un software capaz de realizar los cálculos correspondientes a los métodos de traslación de una curva $I-V$ de un módulo fotovoltaico entre diferentes condiciones de radiación solar y temperatura de las celdas fotovoltaicas, de una manera rápida y precisa.

1.3.2. Específicos

- Determinar la potencia nominal de un módulo fotovoltaico, en Wp (Watt pico), correspondientes a condiciones “estándar” de una radiación solar de 1000 W/m^2 y una temperatura de las celdas fotovoltaicas de 25°C , en base a mediciones de su curva característica realizadas a condiciones reales de medida, diferentes de las condiciones estándar.

- Analizar la dependencia de la potencia máxima del módulo fotovoltaico con respecto a la irradiancia y a la temperatura.
- Determinar la incertidumbre de cada método de traslación para establecer el grado de confianza de cada uno de estos.

1.4. Hipótesis

Mediante la implementación de un software elaborado en LABVIEW, las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos, correspondientes a las condiciones estándar, pueden ser evaluadas en base a mediciones realizadas bajo condiciones reales (diferentes de las condiciones estándar), de una manera rápida y precisa en comparación con el procedimiento descrito en la Norma Técnica actual y además se pueden confirmar o negar las afirmaciones sobre el comportamiento eléctrico de los módulos fotovoltaicos dadas por los fabricantes de estos.

1.5. Justificación

En la actualidad la aplicación de la energía fotovoltaica (en general de todas las energías renovables) viene en aumento, lo cual conlleva al crecimiento del mercado de los módulos fotovoltaicos, por lo que se hace necesario la existencia algún sistema y método automatizado capaz de evaluar dichos módulos y en especial de su comportamiento eléctrico.

1.6. Metodología

- Este trabajo parte por una revisión de la bibliografía existente sobre los métodos de traslación de la curva $I-V$ de un módulo fotovoltaico obtenida bajo determinadas condiciones de operación a condiciones de medida deseadas (en nuestro caso las condiciones de medida deseadas son las condiciones estándar).
- Se hace un pequeño análisis con la finalidad de decidir que métodos se pueden implementar en un software para luego comenzar con la programación del mismo. Algunos métodos de traslación necesitan de un tipo de instrumentación no disponible al momento de implementar el software.

- Luego se realiza una campaña experimental de adquisición de datos (registro de la curva $I-V$, irradiancia y temperatura) y procesamiento de los mismos, por varios días. Para este trabajo se analizaron un conjunto de datos obtenidos durante varios meses, se depuraron y finalmente se trabajó con aquellos que no mostraban algún tipo de error al momento de su registro.
- Finalmente se hace un análisis de los resultados obtenidos para determinar si se cumplieron con los objetivos de este trabajo.

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1. Curva Característica I - V bajo Iluminación Real

La curva I - V de una célula fotovoltaica representa pares de valores de tensión e intensidad en los que puede encontrarse funcionando la célula fotovoltaica (figura 1).

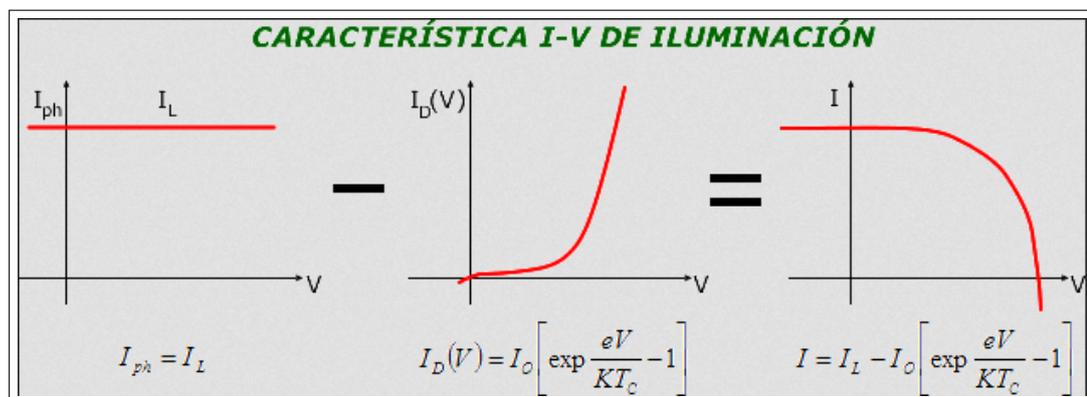


Figura 1: Característica I - V de la Célula
(Fuente: Curso Solar - Grupo IDEA (UJAEN))

La curva I - V puede establecerse a través de la representación gráfica del modelo matemático (ecuación 1) derivado del circuito eléctrico equivalente de la célula fotovoltaica (figura 2).

$$I = I_f - I_s \left[\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{mKT} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V + IR_s}{R_p} \right) \quad (1)$$

Donde:

q : Carga del electrón igual a $1,6021 \times 10^{-19} C$

m : Factor de idealidad del diodo, entre 1 y 2.

K : Constante de Boltzman igual a $1,38 \times 10^{-23} J/K$.

T : Temperatura en K

I_f : Corriente fotogenerada

I_s : Corriente inversa de saturación del diodo

R_s : Resistencia en serie

R_p : Resistencia en paralelo

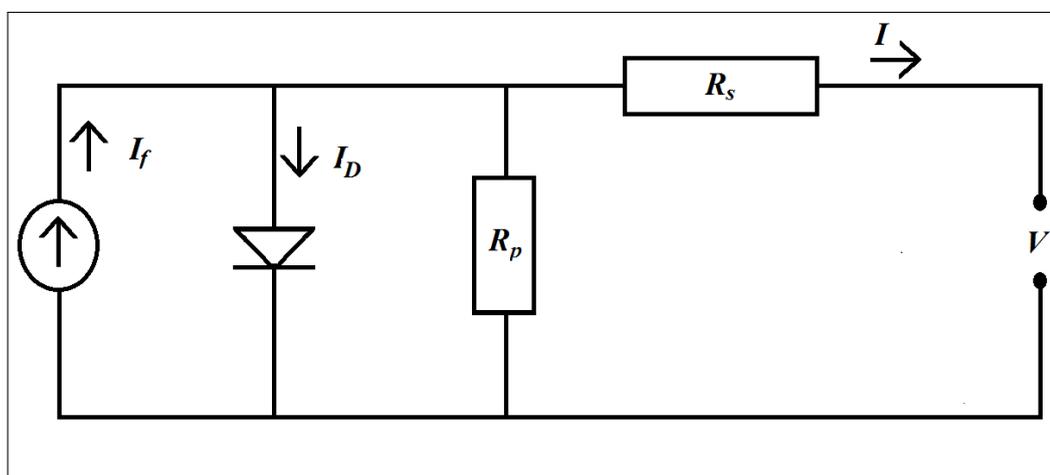


Figura 2: Circuito equivalente de una célula solar real

Los valores característicos son los siguientes:

- **Tensión de Circuito Abierto** (V_{oc}): Que es el máximo valor de tensión en los extremos de la célula y se da cuando esta no se encuentra conectada a ninguna carga.
- **Corriente de Cortocircuito** (I_{sc}): Definido como el máximo valor de corriente que circula por una célula fotovoltaica y se da cuando la célula está en cortocircuito.
- **Punto de Máxima Potencia “PMP”** (P_{max}): Es el producto del valor de tensión (V_M) e intensidad (I_M) para los que la potencia entregada a una carga es máxima.
- **Factor de Forma** (FF): Se define como el cociente de la potencia máxima que se puede entregar a una carga entre el producto de la tensión de circuito abierto y la intensidad de cortocircuito:

$$FF = \frac{I_{pmax} \cdot V_{pmax}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (2)$$

2.1.1. Influencia de la Temperatura en los Parámetros Básicos de una Célula Fotovoltaica

Al aumentar la temperatura de la célula el funcionamiento de la misma se ve afectado del siguiente modo:

- Aumenta ligeramente la intensidad de cortocircuito.
- Disminuye la tensión de circuito abierto, aproximadamente a razón de: $-2,3mV/^{\circ}C$
- El factor de forma disminuye.
- El rendimiento (η) decrece.

En la figura 3 se muestra una representación gráfica de la dependencia de parámetros citados anteriormente con respecto a la temperatura.

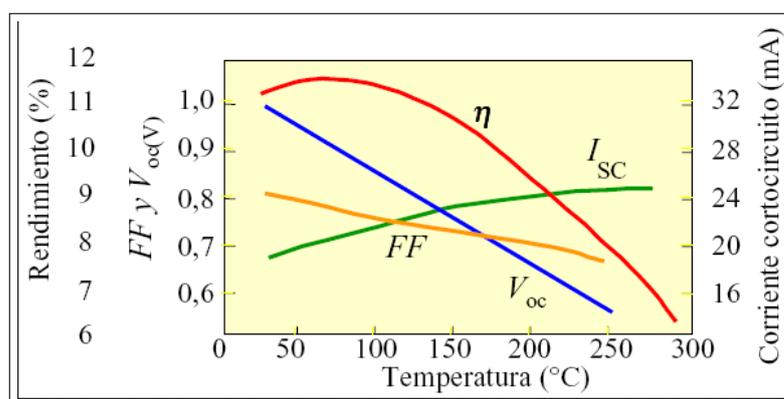


Figura 3: Influencia de la temperatura
(Fuente: Curso Solar - Grupo IDEA (UJAEN))

2.2. Métodos de Traslación de la Curva $I-V$ de Módulos Fotovoltaicos

La caracterización eléctrica de la célula fotovoltaica ha de llevarse a cabo a través de la medida de su curva $I-V$ ¹. La medida de la curva $I-V$ aporta la información necesaria para predecir el comportamiento eléctrico de la célula - o módulo fotovoltaico - y en definitiva - y conocidos los valores meteorológicos del lugar - predecir la generación eléctrica. Es por ésto

¹Este es el método recomendado por los estándares IEC 61829 [4] e IEC 60904 [12]

que existe abundante literatura en lo referente a la medida de la curva $I-V$ de células, módulos y generadores fotovoltaicos. El objetivo es contar con unos procedimientos universales de medida que permitan extraer las características eléctricas de los dispositivos fotovoltaicos antes citados bajo unas condiciones estándar de medida (CEM de aquí en adelante) expresadas en la tabla 1.

Tabla 1: Condiciones estándar de medida

Irradiancia	$1000W/m^2$
Temperatura de la célula	$25^{\circ}C$
Distribución espectral	AM:1,5
Incidencia del rayo (solar)	Normal
Velocidad del viento	$< 5m/s$

Pero estas CEM son condiciones difíciles de alcanzar durante el funcionamiento a sol real de un módulo fotovoltaico. Por lo tanto se hace necesario utilizar métodos matemáticos con lo que caracterizar el comportamiento de un módulo fotovoltaico como si éste funcionara bajo CEM. Es decir, se trata de definir unos procedimientos matemáticos que permitan trasladar la curva $I-V$ del módulo fotovoltaico registrada bajo condiciones reales de medición a CEM.

Entre los métodos de traslación de la curva $I-V$ están aquellos que partiendo de dos ecuaciones obtienen los puntos de la curva $I-V$ en las condiciones deseadas. La historia de las ecuaciones de traslación, ampliamente utilizadas en la actualidad por la académica, se remonta a un artículo publicado en 1967 por J.D. Sandstrom del Jet Propulsion Laboratory [9]. El trabajo presentaba algunos resultados correlativos muy buenos entre las medidas experimentales y los resultados analíticos de predicciones realizadas sobre un rango de temperaturas de célula entre $20^{\circ}C$ y $130^{\circ}C$, y un rango de irradiancias de $500W/m^2$ a $3000W/m^2$. Las ecuaciones de traslación presentadas en este trabajo son las siguientes:

$$I_2 = I_1 + I_{sc1} \cdot \left(\frac{G_2}{G_1} - 1 \right) + \alpha \cdot (T_2 - T_1) \quad (3)$$

$$V_2 = V_1 - R_s(I_2 - I_1) - k \cdot I_2(T_2 - T_1) + \beta(T_2 - T_1) \quad (4)$$

$$P_2 = I_2 \cdot V_2 \quad (5)$$

Donde:

I_1, V_1 : son puntos de la curva medida.

I_2, V_2 : son puntos de la curva corregida.

G_1 : es la irradiancia medida con el dispositivo de referencia.

G_2 : es la irradiancia estándar o la irradiancia deseada.

T_1 : es la temperatura del módulo o dispositivo a medir.

T_2 : es la temperatura estándar u otra temperatura deseada.

I_{sc} : es la corriente de corto circuito medida del módulo o dispositivo a medir a G_1 y T_1 .

α : es el coeficiente de temperatura de la corriente a la irradiancia estándar u objetivo y dentro de los rangos de temperatura de interés.

β : es el coeficiente de temperatura de la tensión a la irradiancia estándar u objetivo y dentro de los rangos de temperatura de interés.

R_s : es la resistencia serie del módulo o dispositivo a medir.

k : es el factor de corrección de la curva.

A continuación se pasará a describir con mayor detalle algunos de los métodos derivados del trabajo de Sandstrom, que son ampliamente utilizados en la actualidad para la traslación de la curva $I-V$ de un módulo o celda fotovoltaica registrada bajo condiciones reales de medición a CEM.

2.2.1. Método de Interpolación/Extrapolación Lineal

Mediante el procedimiento de interpolación/extrapolación lineal, las características de corriente-tensión medidas se corrigen a valores deseados de irradiancia (G) y temperatura (T) de la célula, por las ecuaciones:

$$V = V_1 + a.(V_2 - V_1) \quad (6)$$

$$I = I_1 + a.(I_2 - I_1) \quad (7)$$

Donde, I_1 y V_1 son la corriente y la tensión de la curva $I-V$ de referencia medida bajo una irradiancia G_1 y temperatura T_1 de la célula. I_2 y V_2 son la corriente y la tensión de la curva $I-V$ de referencia medida bajo una irradiancia G_2 y temperatura T_2 de la célula. I y V son la corriente y la tensión de la curva $I-V$ bajo una irradiancia G y temperatura T de la célula, que es el objetivo de la traslación (figura 4).

Los puntos (V_1, I_1) y (V_2, I_2) deben ser elegidos de manera que:

$$I_2 = I_1 + (I_{sc2} - I_{sc1}) \quad (8)$$

Aquí, I_{sc1} y I_{sc2} son las corrientes de cortocircuito de las curvas I - V de referencia.

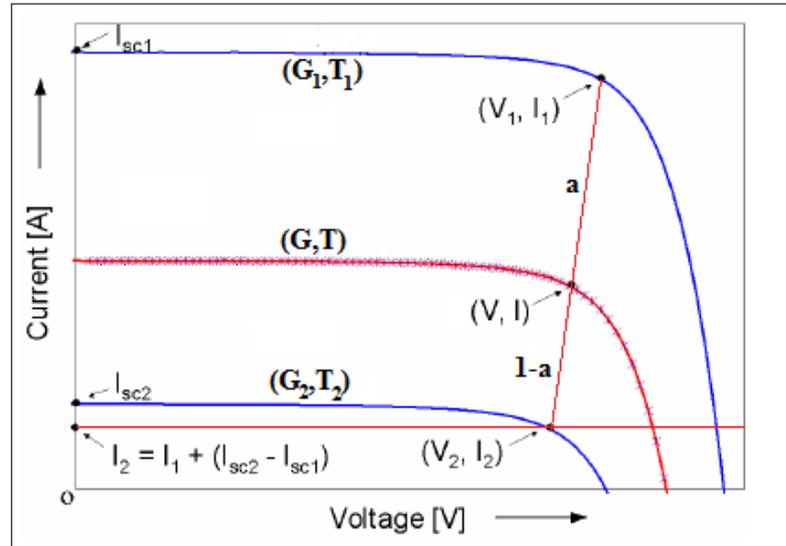


Figura 4: Método de Interpolación/Extrapolación Lineal
(Fuente: Modificado de Tsuno, Hishikawa, Kurokawa (2006))

El valor de a (figura 4) se calcula con cualquiera de las siguientes ecuaciones:

$$G = G_1 + a.(G_2 - G_1) \quad (9)$$

$$T = T_1 + a.(T_2 - T_1) \quad (10)$$

Donde G y T hacen referencia a las condiciones de irradiancia y temperatura deseadas.

Cuando $0 < a < 1$, el procedimiento es de interpolación, cuando $a < 0$ ó $a > 1$, el procedimiento es de extrapolación.

De las ecuaciones 9 y 10 podemos observar que los valores de G y T no son elegidos independientemente y que son determinados a partir de los valores de T_1 , G_1 , T_2 , G_2 y a . Por lo tanto, se puede calcular el valor de a a partir de la ecuación 9 lo que proporciona un único valor de temperatura objetivo. De igual modo se puede calcular el valor de a a partir de la ecuación 10, lo que proporcionará un único valor de irradiancia objetivo.

La ecuación 11 también podría ser utilizada para el cálculo de a , dado que el procedimiento descrito se supone válido para dispositivos lineales.

$$I_{sc} = I_{sc1} + a.(I_{sc2} - I_{sc1}) \quad (11)$$

Donde I_{sc} es la corriente de corto circuito para la curva I - V deseada.

2.2.2. Método de la Norma Internacional IEC 60891

Este estándar describe el método para realizar la extrapolación de la curva característica $I-V$ desde unas condiciones de medida a otras deseadas. Incluye procedimientos para la determinación de los coeficientes de temperatura, resistencia serie y factor de corrección de la curva, valores necesarios para realizar el proceso de traslación de la curva $I-V$. Estos procedimientos se aplican sobre un rango de radiación de $\pm 30\%$ sobre el valor de la radiación a la que se desea trasladar la curva $I-V$.

La característica $I-V$ debe extrapolarse a condiciones estándar o a otros valores seleccionados de temperatura y radiación aplicando las ecuaciones 3, 4 y 5. Donde, (V_1, I_1) son las coordenadas de los puntos de la curva $I-V$ medida bajo unas condiciones G_1 y T_1 y (V, I) son las coordenadas de los puntos correspondientes a la curva $I-V$ trasladada para las condiciones G y T deseadas.

La norma europea IEC 60904:1 especifica, junto con el grupo de normas IEC 60904:1-10, la manera en que ha de realizarse la medida de la curva característica $I-V$ de un módulo fotovoltaico.

El proceso de aplicación de la norma IEC 60891 se puede esquematizar en los siguientes pasos:

1. *Determinación de los Coeficientes de Temperatura*

Se trata de determinar α (coeficiente de deriva de la corriente de cortocircuito con la temperatura) y β (coeficiente de deriva de la tensión de circuito abierto con la temperatura). Estos coeficientes se miden utilizando un simulador solar, usando como mínimo dos células solares de referencia, que posean la misma área y tecnología que las del módulo bajo estudio.

El procedimiento es el siguiente:

- a) Se adjunta un sensor de temperatura apropiado a la célula de referencia para que la temperatura pueda ser medida con una incertidumbre inferior o igual a $\pm 0,5^\circ\text{C}$.
- b) Se monta la célula de referencia de manera que tenga un buen contacto térmico con el bloque de control de la temperatura y ésta pueda ser medida correctamente por el sensor.
- c) Se sitúa la célula de referencia lo más cerca posible al módulo bajo estudio con sus

superficies activas coplanares y de manera tal que aseguren una incidencia normal del rayo proveniente del simulador solar sobre estas superficies. La normal al plano del módulo bajo estudio y al de la célula de referencia deben estar en paralelo con la línea central del rayo proveniente del simulador solar con una incertidumbre inferior o igual a $\pm 5^\circ$.

- d) Se ajusta la radiación proveniente del simulador solar a la radiación deseada, que será calculada midiendo la corriente de corto circuito proporcionada por la célula de referencia, ya calibrada para estos fines, que debe encontrarse a una temperatura de $25 \pm 5^\circ$.
- e) Con el módulo bajo estudio estabilizado en o cerca de la temperatura mínima de trabajo, que se encuentra dentro de un rango de temperaturas establecidas previamente, medir la corriente de cortocircuito (I_{sc}) y el voltaje de circuito abierto (V_{oc}).
- f) Se estabiliza la célula a una temperatura de 10° por encima del nivel anterior y se repiten las medidas de I_{sc} y V_{oc} . Se repite este paso incrementando en 10° la temperatura hasta llegar a la máxima del rango de temperaturas de trabajo.
- g) Se dibujan los valores de I_{sc} y V_{oc} como una función de la temperatura y se construye una recta mínimo cuadrática para cada conjunto de datos.
- h) Los coeficientes de temperatura α y β serán la pendiente de la recta mínimo cuadrática calculada a partir de los pares (T, I_{sc}) y (T, V_{oc}) , respectivamente.

2. Determinación de la resistencia en serie interna

La resistencia en serie interna (R_s) debe ser determinada bajo la luz proveniente de un simulador solar mediante el siguiente procedimiento:

- a) Se ha de trazar la curva característica I - V del módulo bajo estudio para una temperatura y dos irradiancias diferentes (no es necesario un valor en particular de irradiancia, ya que este no interviene en el cálculo de R_s). Durante las dos medidas la temperatura de la célula de referencia no debe diferir más de $2^\circ C$.
- b) Elegir un punto P en la curva con mayor irradiancia (G_1), donde la tensión sea ligeramente superior a $V_{p,max}$. Medir ΔI que es igual a la diferencia entre la corriente de este punto e I_{sc1} .
- c) Determinar un punto en la curva con menor irradiancia (G_2), que llamaremos Q , para el cual la corriente es igual a $I_{sc2} - \Delta I$.

d) Medir la tensión de desplazamiento ΔV entre los puntos P y Q .

e) Calcular R_{s1} mediante la ecuación 55

$$R_{s1} = \frac{\Delta V}{I_{sc1} - I_{sc2}} \quad (12)$$

Donde I_{sc1} (para G_1) e I_{sc2} (para G_2) son las 2 corrientes de cortocircuito ($T_1 \cong T_2$).

f) Repetir los pasos (c)-(e) usando la curva característica $I-V$ tomada de un tercer nivel de irradiancia y para la misma temperatura de la célula. En combinación con cada una de las dos curvas anteriores determinar los valores de R_{s2} y R_{s3} .

El valor final de R_s se calcula como la media de los tres valores anteriormente calculados: R_{s1} , R_{s2} y R_{s3} .

3. Determinación del factor de corrección de la curva $I-V$

El valor del factor de corrección de la curva $I-V$ denotado por k , debe ser determinado mediante un simulador solar utilizando el siguiente procedimiento:

a) Se debe trazar la curva característica $I-V$ del módulo bajo estudio para una irradiancia que se encuentra en un rango de $\pm 30\%$ del nivel de irradiancia deseada y para tres temperaturas diferentes (T_3 , T_4 y T_5) dentro de un rango de al menos $30^\circ C$.

b) Se usa un valor inicial de $k = 1,25 \times 10^{-3} \Omega/^\circ C$ que es el valor típico para células de silicio cristalino. Se trasladan los pares (V, I) medidos para la temperatura T_3 a la temperatura T_4 aplicando las siguientes ecuaciones:

$$I_4 = I_3 + \alpha \cdot (T_4 - T_3) \quad (13)$$

$$V_4 = V_3 - k \cdot I_4 \cdot (T_4 - T_3) + \beta \cdot (T_4 - T_3) \quad (14)$$

c) Si los pares (V_4, I_4) calculados para T_4 no coincide exactamente con los valores medidos para T_4 se repite el paso anterior con valores diferentes de k hasta que los pares (V, I) calculados para la curva característica deseada coincidan con los pares medidos a la temperatura T_4 .

d) Una vez determinado el valor apropiado de k , se trasladan secuencialmente los pares (V_3, I_3) y (V_4, I_4) medidos a T_3 y T_4 , respectivamente, a los pares (V_5, I_5) medidos a la temperatura T_5 . Si los pares (V_5, I_5) calculados y medidos no coinciden, se repite la operación usando un valor de k ligeramente diferente hasta que el valor para un correcto ajuste es determinado en cada caso.

e) El valor final de k será el valor medio de los tres valores anteriormente calculados.

2.2.3. Método de Anderson

Este método parte de las ecuaciones propuestas por Sandstrom y expuestas en este documento en la página 7, pero introduciendo ciertas mejoras.

El proceso completo de tratamiento de datos, evaluación de los mismos, cálculo de los coeficientes y finalmente el análisis de los datos puede resumirse como sigue:

1. Se crea una matriz de datos. Esta matriz se obtiene calentando el módulo a la temperatura deseada y manteniendo éste a dicha temperatura por medio de una fuente de calor localizada bajo el módulo. El módulo junto con la fuente de calor se instala en un simulador solar. Cuando se alcanza la temperatura deseada, se toman las curvas I - V con varios filtros porosos cubriendo el módulo. Se puede utilizar como filtros pantallas o finos pliegos de papel. Éstos poseen muchos agujeros pequeños, de forma que la luz que penetra no será alterada espectralmente. Para cada temperatura (25°C , 45°C y 65°C como mínimo), se deben usar como mínimo tres capas de filtros. Estos filtros proporcionan cuatro niveles de irradiancia comprendidos entre $250\text{W}/\text{m}^2$ a $1000\text{W}/\text{m}^2$ (capas: 0, 1, 2 y 3). Por tanto, se obtiene como mínimo una matriz de 3×4 (temperatura \times número de filtros) resultando un conjunto de 12 datos para el módulo.
2. Se calcula la irradiancia para cada filtro usando los valores medidos de I_{sc} , y asumiendo que el valor de I_{sc} medido sin filtros corresponde a un nivel de $1000\text{W}/\text{m}^2$.
3. Para cada nivel de irradiancia se representa la tensión en circuito abierto V_{oc} con respecto a la temperatura del módulo, se hace un ajuste lineal (mínimos cuadrados o equivalente) de los puntos y de la pendiente de la recta resultante del ajuste lineal se obtiene el coeficiente β . Debido a la dependencia lineal de V_{oc} con la temperatura, las diferencias que existen entre los puntos y la línea pueden usarse para deducir la temperatura real del módulo.
4. Este proceso se repite para I_{sc} y P_{max} respecto a la temperatura del módulo, obteniendo los coeficientes α y γ , respectivamente.
5. De manera similar se obtiene el coeficiente δ a partir de la representación de V_{oc} con respecto a $(\ln G)$.
6. El valor final de α , β , γ y δ es el valor medio del total de valores obtenidos para cada nivel de irradiancia. Por ejemplo, para cada nivel de irradiancia se determina la pendiente

de la representación de V_{oc} con respecto a la temperatura. Así, el valor final de β es la media de las pendientes obtenidas.

7. Para trasladar una curva $I-V$ medida para unas condiciones de prueba (G_1, T_1) a otras condiciones (G_2, T_2) de funcionamiento se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$I_{sc2} = \frac{I_{sc1}}{[1 + \alpha \cdot (T_1 - T_2)] \cdot \left[\frac{G_1}{G_2} \right]} \quad (15)$$

$$V_{oc2} = \frac{V_{oc1}}{[1 + \beta \cdot (T_1 - T_2)] \cdot \left[1 + \delta \cdot \ln \left(\frac{G_1}{G_2} \right) \right]} \quad (16)$$

$$V_2 = V_1 \cdot \left(\frac{V_{oc2}}{V_{oc1}} \right) \quad (17)$$

$$I_2 = I_1 \cdot \left(\frac{I_{sc2}}{I_{sc1}} \right) \quad (18)$$

$$P_{max2} = P_{max1} \cdot \left(\frac{I_{sc2}}{I_{sc1}} \right) \cdot \left(\frac{V_{oc2}}{V_{oc1}} \right) \quad (19)$$

$$P_{max2} = \frac{P_{max1} \cdot \left(\frac{G_2}{G_1} \right)}{[1 + \gamma \cdot (T_1 - T_2)] \cdot \left[1 + \delta \cdot \ln \left(\frac{G_1}{G_2} \right) \right]} \quad (20)$$

La ecuación 19 es una ecuación para la que no es necesario realizar la traslación alguna de I_{sc} , V_{oc} ni de ningún par de datos de la curva $I-V$. La ecuación 20 en cambio, se basa en los ratios de traslación de I_{sc} y V_{oc} .

8. Para trasladar una curva $I-V$ a CEM, G_2 y T_2 toman los siguientes valores: $G_2 = 1000W/m^2$ y $T_2 = 25^\circ C$.

2.2.4. Método de Blaesser

Al igual que los procedimientos vistos anteriormente, el método de Blaesser se basa en las ecuaciones propiciadas por Sandstrom - página 7 de este documento - para la obtención de la curva $I-V$ en CEM.

El procedimiento para la traslación de la curva $I-V$ es el siguiente:

1. Hacer repetidas medidas de tensión en circuito abierto (V_{oc}) para un amplio rango de niveles de baja radiación ($100 - 300 W/m^2$). La temperatura de la célula T y la irradiancia G asociada a cada valor V_{oc} también deben ser medidos.
2. Para este conjunto de datos (V_{oc} , T , G) se determina el valor de V_{oc} en condiciones estándar de medida ($V_{oc, stc}$) usando la ecuación 21.

$$V_{oc, stc} = V_{oc} \cdot (1 + D_v) \quad (21)$$

$$D_v = a \cdot \ln\left(\frac{G_{stc}}{G}\right) + b \cdot (T - T_{stc}) + c \cdot G \quad (22)$$

3. Los coeficientes a , b y c deben elegirse de forma que se minimice la *desviación estándar* de los valores $V_{oc, stc}$ resultantes. Puede comenzarse con las siguientes estimaciones:

$$a = 0,06 \quad b = 0,004 [^\circ C] \quad c = 0,12 [m^2/kW] \quad (23)$$

4. El valor final de $V_{oc, stc}$, se obtiene como la media de los valores derivados de las medidas individuales.
5. Obtener la curva $I-V$ registrando simultáneamente el valor de G . Cuando se usa un sistema de trazado de la curva $I-V$ basado en una carga capacitiva, el tiempo de carga de la capacidad debe estar comprendido entre 20 y 200ms y el número de puntos de la curva $I-V$ debe ser de al menos 50.
6. Extrapolar la curva característica $I-V$ medida a condiciones estándar trasladando cada punto de la curva $I-V$ en su correspondiente (i_{stc} , v_{stc}) mediante las fórmulas:

$$i_{stc} = i \cdot \frac{G_{stc}}{G} \quad (24)$$

$$v_{stc} = v + DV - R_s \cdot (i_{stc} - i) \quad (25)$$

donde:

$DV = V_{oc, stc} - V_{oc}$, es la diferencia entre el valor de V_{oc} obtenido durante el tiempo de carga de la capacidad y el determinado por el método descrito arriba,

R_s es la resistencia del módulo y del cableado; se calcula midiendo la curva característica $I-V$ del módulo para dos irradiancias. Una para baja radiación alrededor de $600 W/m^2$ y otra para alta radiación alrededor de $1000 W/m^2$. Ambas curvas se trasladan a CEM usando un valor de $r = R_s \cdot I_{sc, stc} / V_{oc, stc}$ dentro del rango 0 - 0,1 hasta que el valor encuentre el mejor resultado entre las curvas, es decir, cuando las dos curvas trasladadas a CEM sean lo más parecidas.

Capítulo 3

Reglamento técnico peruano para la evaluación de las características eléctricas de módulos fotovoltaicos

El *Reglamento Técnico Peruano: Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural* establece las especificaciones técnicas y los procedimientos de evaluación que debe cumplir un Sistema Fotovoltaico (SFV) y sus componentes.

Las especificaciones del Reglamento Técnico [13] describen las características mínimas que deben cumplir el SFV y sus componentes, así como los procedimientos para verificar el cumplimiento de éstas. Las evaluaciones pueden ser realizadas por laboratorios nacionales que cuenten con instrumentos de medición de uso común y dispositivos auxiliares de amplio uso (hornos, refrigeradoras, entre otros).

A continuación haremos referencia a la sección correspondiente a la evaluación de las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos.

3.1. Banco de Ensayos

3.1.1. Instrumentos de Medición

Para realizar los ensayos será necesario contar como mínimo con los siguientes instrumentos de medición.

Nota: Para el caso de los módulos sensores, la capacidad puede estar dada también en mV , siempre que se mantenga la precisión del dispositivo.

Tabla 2: Instrumentos de Medición

Ítem	Descripción	Cant.	Unidad	Capacidad	Precisión	Resolución
1	Módulo sensor de temperatura de célula calibrado	1	$^{\circ}C$	0 - 100	0,1 %	1 decimal
2	Módulo sensor de irradiancia calibrado	1	W/m^2	0 - 2000	0,1 %	1 decimal
3	Radiómetro sensor de irradiancia difusa	1	W/m^2	0 - 2000	0,1 %	1 decimal
4	Resistencias de precisión o Shunt	2	mV	Mayor a 10A	0,1 %	1 decimal
5	Anemómetro	1	mV	Mayor a 20m/s	0,1 %	1 decimal
6	Voltímetro	3	V	Mayor a 20V	0,1 %	2 decimales
7	Inclinómetro	1	$^{\circ}$	Hasta 90 $^{\circ}$	0,1 %	1 decimal

3.1.2. Instrumentos Auxiliares

Tabla 3: Instrumentos Auxiliares

Ítem	Descripción	Cant.	Unidad	Capacidad
1	Batería	1	$A.h$	Mayor a 50A.h-12V _{cc}
2	Potenciómetro	1	ohms	Mayor a 20 Ω

3.1.3. Condiciones Generales de Medición

Verificar que:

- La irradiancia global incidente sobre la superficie del módulo sea mayor a 600W/m².
- La fracción difusa de la irradiancia global sea menor a 0,2.
- La velocidad del viento se encuentre en el rango de 1m/s a 8m/s.
- La posición de los módulos fotovoltaicos y sensores sean coplanares.

- Los módulos fotovoltaicos y sensores tengan una separación, en relación a objetos o superficies localizados debajo del módulo fotovoltaico, mayor a 5cm y una separación en relación a objetos o paredes laterales superior a 5m .
- Los módulos fotovoltaicos y sensores estén orientados hacia el ecuador y con una inclinación que optimice la captación de la irradiancia para las condiciones de medición del lugar.
- Las superficies de los módulos fotovoltaicos y sensores se encuentren limpios. Esta limpieza deberá realizarse únicamente con agua, jabón y paños suaves para el lavado y secado.
- Los módulos fotovoltaicos y sensores tengan una exposición previa al sol no menor de una hora.
- La información de la potencia del módulo se encuentra en CEM (Condiciones Estándar de Medida).

3.2. Parámetros Eléctricos

3.2.1. Medición de la Corriente de Cortocircuito (I_{sc})

3.2.1.1. Configuración del Banco de Ensayo

A continuación se muestra la configuración de los instrumentos de medición para determinar la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico.

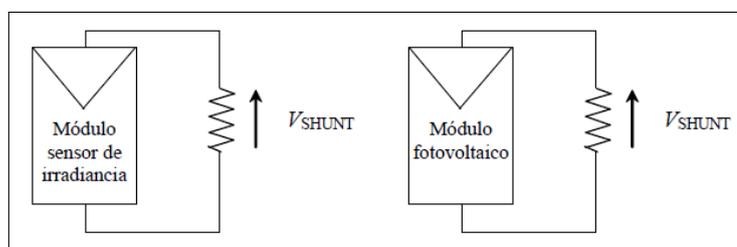


Figura 5: Banco de Ensayo: Medición de I_{sc}

3.2.1.2. Procedimiento

- Conectar a la salida del módulo sensor de irradiancia y al módulo fotovoltaico una resistencia *shunt*. En el caso que el módulo sensor de irradiancia esté conectado a una resistencia *shunt*, no será necesario instalar una resistencia *shunt* adicional.
- Medir las tensiones de las resistencias shunt del módulo sensor de irradiancia y del módulo fotovoltaico.
- Registrar las medidas realizadas.
- Calcular las corrientes en amperes multiplicando en el caso del módulo sensor la tensión obtenida por el factor de calibración del módulo sensor y en el caso del módulo fotovoltaico por el factor de conversión correspondiente a la resistencia *shunt* usada.
- Calcular la irradiancia en W/m^2 mediante la siguiente expresión:

$$G = 1000 \cdot I_{sc,sg} / I_{sc,sg}^* \quad (26)$$

Donde:

$I_{sc,sg}$: Corriente de cortocircuito del módulo sensor de irradiancia.

(*) : Hace referencia a las CEM.

- Registrar el resultado del cálculo efectuado.
- Calcular la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico en CEM mediante la siguiente expresión:

$$I_{sc}^* = I_{sc} \cdot (I_{sc,sg}^* / I_{sc,sg}) \quad (27)$$

- Repetir la secuencia de medidas y cálculos cada 10 minutos durante cuatro horas, centrado en el medio día solar.
- El valor I_{sc}^* del módulo fotovoltaico se obtendrá del valor promedio de todas las medidas realizadas.

3.2.2. Medición de la Tensión de Circuito Abierto (V_{oc})

3.2.2.1. Configuración del Banco de Ensayo

A continuación se muestra la configuración de los instrumentos de medición para medir la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico.

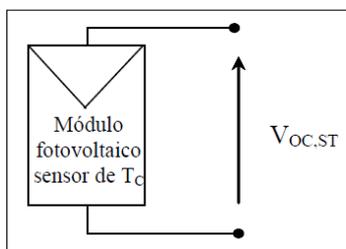


Figura 6: Banco de Ensayo: Medición de V_{oc}

Donde:

$V_{oc,st}$: Tensión de circuito abierto del módulo sensor de temperatura.

T_c : Temperatura de operación de la célula de un módulo fotovoltaico.

3.2.2.2. Procedimiento

- Medir la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico y del módulo sensor de temperatura de célula.
- Registrar las mediciones realizadas.
- Calcular la tensión de circuito abierto del módulo sensor de temperatura haciendo uso de la siguiente expresión:

$$V_{oc}^* = 25 - [V_{oc,sg} - V_{oc,sg}^*] / [N_{s,st} \cdot (0,0023)] \quad (28)$$

- Registrar los cálculos realizados.
- Calcular la tensión de circuito abierto en CEM del módulo fotovoltaico mediante la siguiente expresión:

$$V_{oc}|_i = V_{oc} - \frac{N_s}{N_{s,st}} \cdot (V_{oc,st} - V_{oc,st}^*)|_i \quad (29)$$

- Registrar los cálculos efectuados.
- Repetir la secuencia de mediciones y cálculos cada 10 minutos durante cuatro horas, centrado en el mediodía solar.
- El valor V_{oc} del módulo fotovoltaico se obtendrá del valor promedio de todas las medidas realizadas.

3.2.3. Evaluación de la Potencia Máxima

3.2.3.1. Configuración del Banco de Ensayo

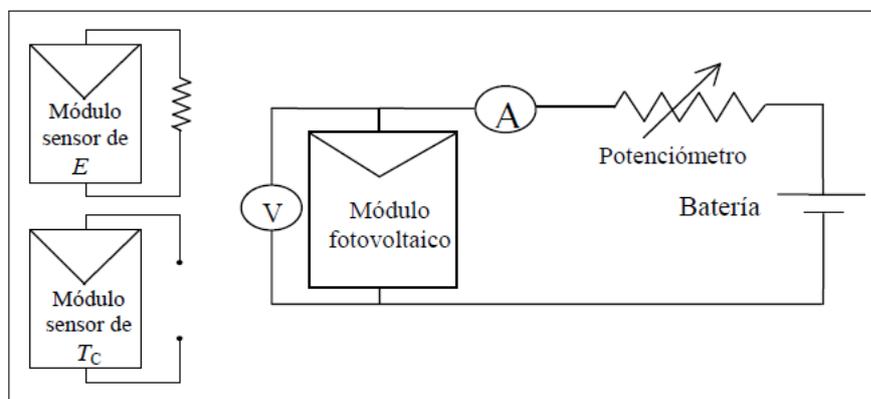


Figura 7: Banco de Ensayo: Medición de P_{max}

3.2.3.2. Procedimiento

- Medir el V_{oc} del módulo fotovoltaico.
- Calcular el valor referencial de la tensión pico a partir de la siguiente expresión:

$$V_{est,max} = (0,8) \cdot (V_{oc}) \quad (30)$$

Donde:

$V_{est,max}$: Tensión estimada para máxima potencia del módulo fotovoltaico.

- Ajustar con un potenciómetro un punto de trabajo del módulo fotovoltaico lo más próximo posible al calculado en el paso anterior y medir la corriente del módulo fotovoltaico y la tensión a la salida del sensor de irradiancia, con la finalidad de medir tanto la irradiancia, así como la temperatura de la célula.
- Registrar los valores obtenidos.
- Calcular la corriente y la tensión en CEM del módulo fotovoltaico, siguiendo el mismo procedimiento descrito con anterioridad.
- Registrar los valores obtenidos.

- Calcular el R_s^* del módulo fotovoltaico, mediante la siguiente ecuación:

$$R_s^* = \frac{\left[N_s \cdot V_t \cdot (25^\circ C) \cdot \ln \left(1 - \frac{I^*}{I_{sc}^*} \right) + V_{oc}^* - V^* \right]}{I^*} \quad (31)$$

- Registrar el valor obtenido.
- Calcular el V_{oc} del módulo fotovoltaico, mediante la siguiente ecuación:

$$V_{oc}^* = \frac{V_{oc}^*}{N_s \cdot V_t \cdot (T_c)} \quad (32)$$

- Registrar el valor obtenido, el cual deberá ser mayor a 15 para que sea considerado válido.
- Calcular el r_s del módulo fotovoltaico, mediante la siguiente ecuación:

$$r_s = R_s^* \cdot \frac{I_{sc}^*}{V_{oc}^*} \quad (33)$$

- Registrar el valor obtenido, el cual deberá ser mayor a 0,4 para que sea considerado válido.
- Calcular el parámetro **a** mediante la siguiente expresión:

$$a^* = V_{oc}^* + 1 - 2 \cdot V_{oc}^* \cdot r_s^* \quad (34)$$

- Registrar el valor obtenido.
- Calcular el parámetro **b** mediante la siguiente expresión:

$$b^* = \frac{a^*}{1 + a^*} \quad (35)$$

- Registrar el valor obtenido.
- Calcular la tensión en el punto seleccionado

$$V_{est}^* = V_{oc}^* \cdot \left[1 - \frac{b^*}{a^*} \cdot \ln(a^*) - r_s^* \cdot (1 - a^{*-b^*}) \right] \quad (36)$$

- Registrar el valor obtenido.
- Repetir el procedimiento descrito una vez más, tomando como referencia el valor de la tensión antes encontrada hasta el cálculo de r_s .

- Calcular el factor de forma ideal (FF_0), mediante la siguiente expresión:

$$FF_0^* = \frac{V_{oc}^* - \ln(V_{oc}^* + 0,72)}{V_{oc}^* + 1} \quad (37)$$

- Registrar el valor obtenido.
- Calcular el factor de forma (FF), mediante la siguiente expresión:

$$FF = FF_0 \cdot (1 - r_s^*) \quad (38)$$

- Registrar el valor obtenido.
- Calcular la potencia máxima mediante la siguiente expresión:

$$P_{max}^* = FF \cdot I_{sc}^* \cdot V_{oc}^* \quad (39)$$

- Registrar el valor obtenido.
- El valor obtenido podrá ser hasta en 10% menor al valor de la potencia pico en CEM solicitado

Capítulo 4

Sistema Automático de Monitoreo

Los diseñadores de sistemas fotovoltaicos utilizan la información derivada del estudio de la respuesta eléctrica de los módulos fotovoltaicos para mejorar sus diseños y hacer instalaciones fotovoltaicas más fiables. La caracterización eléctrica a sol real de los módulos fotovoltaicos resulta imprescindible para corroborar que su comportamiento eléctrico se ajusta a lo indicado por el fabricante. La fiabilidad y exactitud de los sistemas automáticos de medida utilizados en estos procesos de caracterización eléctrica y control de calidad, suele ser la principal preocupación a la hora de proceder al diseño de los mismos, especialmente cuando se tiene que llevar a cabo una campaña experimental prolongada. En este capítulo se describe las características de un sistema automático de monitoreo, construido y puesto en marcha en la Universidad Nacional de Ingeniería de Lima para evaluar el comportamiento eléctrico a sol real de módulos fotovoltaicos que fue donado por la Universidad de Jaén de España como parte del proyecto de cooperación que lleva por título: “*Emergiendo con el Sol. Apoyo institucional al Centro de Energías Renovables de la Universidad Nacional de Ingeniería, en el campo de la generación de energía eléctrica, empleando tecnología fotovoltaica*”. El sistema de medida utilizado está compuesto por varias unidades funcionales por medio de las cuales la curva $I-V$ es registrada, junto con las variables meteorológicas.

4.1. Configuración experimental

El sistema automático de monitoreo utilizado se puede dividir en 2 partes:

- Una estructura metálica instalada en la azotea del Edificio A1 de la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Nacional de Ingeniería que aloja el módulo a ser ensayado. Tres sensores de temperatura: dos para medir la temperatura del módulo en diversos

puntos del mismo y uno para medir la temperatura ambiente. Por último, el sistema también cuenta con dos células calibradas, una para medir la irradiancia horizontal y otra para medir la irradiancia coplanar al módulo que se pretende evaluar. Todo este conjunto se muestra en la figura 8.

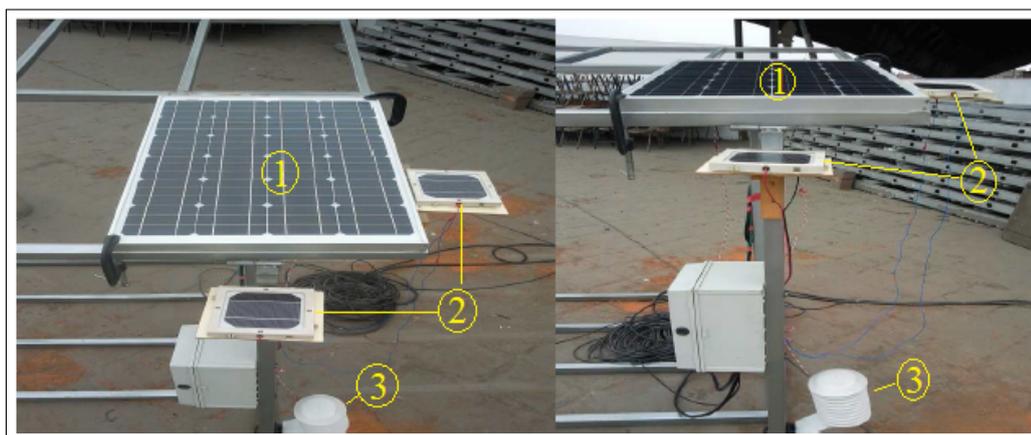


Figura 8: Imágenes correspondientes a la estructura metálica instalada en la azotea del edificio A1 de la Facultad de Ingeniería Mecánica. En la misma se puede observar: ① módulo fotovoltaico sometido a ensayo, ② referencias de irradiancia y ③ sonda de temperatura ambiente



Figura 9: Instrumentos de medición y control ubicados en la oficina A1-255 de la Facultad de Ingeniería Mecánica. El sistema está constituido por: ① *data logger*, ② carga capacitiva, ③ multímetros digitales y ④ PC

- Un conjunto de equipos utilizados para el control, medición, y almacenamiento de datos resultantes del trazado de la curva I - V del módulo fotovoltaico a estudio. Una PC para configurar el proceso de medición, visualización y almacenaje de los datos registrados. Dos multímetros digitales, uno para medir corriente y otro para medir tensión son utili-

zados para la medida de los pares (V, I). Finalmente, se cuenta con un *data logger* para el almacenamiento de los parámetros meteorológicos y la sincronización de la carga capacitiva con los multímetros. Los referidos dispositivos están ubicados dentro de la oficina A1-255 de la Facultad de Ingeniería Mecánica, tal y como se muestra en la figura 9.

4.1.1. Instrumentos utilizados

4.1.1.1. Sensores de radiación

Estos sensores fotovoltaicos son de la marca Nousol modelo Click cell y son utilizados para medir la irradiancia horizontal y coplanar al módulo que se va a ensayar (Figura 10). El sensor está formado por una célula de silicio monocristalino de dimensiones $125\text{ mm} \times 125\text{ mm}$. La célula está encapsulada en vidrio-EVA-tedlar blanco. El sensor posee una resistencia *shunt* de alta estabilidad de $10\text{ m}\Omega$, 5 % de tolerancia y $\pm 10\text{ ppm}/^\circ\text{C}$.

Estos sensores fueron calibrados por el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), cuyo reporte se presenta en el apéndice B.



Figura 10: Sensor de radiación utilizado en el sistema automático de monitoreo

4.1.1.2. Sensor de temperatura Pt100

Estos sensores son utilizados para medir la temperatura del módulo fotovoltaico y la temperatura ambiente. Son sensores de platino cuya resistencia cambia con la temperatura. Destacan por tener mejor linealidad, más rapidez y tener mayor rango de trabajo que los termopares a la hora de proceder a la medida de la temperatura. La nomenclatura se debe al símbolo del material (Pt) y el valor de su resistencia a $0\text{ }^\circ\text{C}$ ($100\ \Omega$). Este sensor incorpora

una lámina de goma de silicona en cuyo interior se encuentra el elemento sensor (Figura 11). Consta de dos metros de cable aislado con PFA (perfluoroalcóxido).

Además presenta las siguientes características:

- Configuración a 4 hilos.
- El elemento Pt100 cumple con la norma IEC 60751 clase B:2008.
- Dimensiones: $40\text{mm} \times 14\text{mm} \times 7\text{mm}$
- Carcasa flexible: Silicona con una cara adhesiva.
- Rango de funcionamiento: -50°C a 150°C en la punta.
- Cable de extensión: 2 metros de cable de 4 conductores (2 rojos y 2 blanco) aislado con PFA.

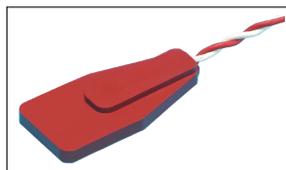


Figura 11: Sensor de temperatura Pt100 utilizado en el sistema de medida

4.1.1.3. Multímetro agilent 34411A

Se utilizan dos de estos instrumentos, uno para medir la tensión (V) del módulo y otro para medir la corriente (I) generada por el módulo fotovoltaico². Ambos deben registrar los pares (V, I) de forma simultánea y así poder trazar la curva $I-V$ del módulo fotovoltaico bajo estudio.

El modelo 34411A de Agilent presenta las siguientes características:

- Medidas de V_{DC} (voltaje en corriente continua), V_{AC} (voltaje en corriente alterna), I_{DC} (corriente continua), I_{AC} (corriente alterna), resistencia a 2 y 4 hilos, frecuencia, período, continuidad y prueba de diodos.
- 50 000 lecturas a 4 1/2 dígitos directas a PC.

²La corriente es obtenida indirectamente colocando una resistencia *shunt* (de valor conocido) en serie, la caída de tensión en esta resistencia ($V/R = I$) es el modo en el que la corriente es registrada.

- 10 000 lecturas a 5 1/2 dígitos directas a PC.
- 1 000 lecturas a 6 1/2 dígitos directas a PC.
- Precisión de DC básica a 1 año de 30 ppm, es decir, a 1 año la precisión será del 0,0003 %.
- Puertos LAN, USB y GPIB de serie.
- Medidas de capacitancia y temperatura.
- Registrador de datos con memoria no volátil de 50 000 lecturas.
- Memoria volátil de 1 000 000 de lecturas.
- Disparo por niveles analógicos.
- Pre y post disparo programables.



Figura 12: Multímetro agilent 34411A

4.1.1.4. Data logger agilent 34970A

Este instrumento (Figura 13) se utiliza para registrar la irradiancia horizontal y coplanar, así como la temperatura del módulo y la temperatura ambiente. También se utiliza para enviar una señal de disparo y de este modo sincronizar la medida de los dos multímetros utilizados.

El data logger agilent 34970A presenta las siguientes características:

- Una unidad central de 3 ranuras con interfaces GPIB y RS232.
- Un multímetro interno de 6 1/2 dígitos (22 bits), que escanea hasta 250 canales por segundo.
- 8 módulos plug-in de conmutación y control para elegir.

- Está acondicionado para medir la señal de termopares, RTD y termistores, voltaje AC/DC y corriente, resistencia, frecuencia y período.
- Memoria no volátil de 50 000 de lecturas que almacena los datos cuando se desconecta la alimentación de energía.
- Alarmas para los límites alto y bajo de cada canal, además de 4 salidas para alarmas TTL.
- 2 multiplexores para uso general de 20 canales con las siguientes características:
 1. Barrido de 60 canales/segundo.
 2. Pueden mezclarse canales a 2 y 4 hilos.
 3. Dos entradas con fusibles adicionales que enrutan hasta 1A de corriente hacia el multímetro digital interno, permitiendo corrientes AC y DC sin tener que usar resistencias *shunt* externas.
 4. Unión de referencia de termopar incorporada.
 5. Conmutación de 300 V.
- Un módulo multifunción con las siguientes características:
 1. Dos puertos de 8 bits de entrada y salidas digitales.
 2. Entrada de totalizador de 100 kHz.
 3. Dos salidas analógicas de ± 12 V.



Figura 13: Data logger Agilent 34970A

4.2. Sistema de Carga Capacitiva

Para realizar el barrido en tensión y así obtener la curva I - V del módulo fotovoltaico, el sistema de medida utiliza una carga capacitiva diseñada por el grupo de investigación IDEA de la Universidad de Jaén (España). Un programa implementado en LabView controla remotamente esta carga capacitiva. Dos multímetros sincronizados han sido utilizados para mejorar la exactitud de las mediciones y recoger los pares (V,I) . Otro punto de innovación que introduce este sistema es un algoritmo por el cual la carga capacitiva y los multímetros están debidamente sincronizados. En estos términos, el algoritmo implementado es capaz de adaptar la velocidad de barrido de los multímetros teniendo en cuenta la irradiancia incidente y las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos. De esta manera, primero se estima la corriente producida durante el ensayo del módulo fotovoltaico. Este dato permite conocer el tiempo de carga del condensador incorporado en la carga capacitiva y así sincronizar correctamente el barrido en tensión. Esta novedosa técnica asegura el sincronismo entre la carga capacitiva (Figura 14) y los multímetros, logrando de esta manera alrededor de 1500 pares de puntos de la curva I - V del módulo fotovoltaico. Esta característica hace que el sistema sea mucho más flexible cuando diversos módulos con diferentes características eléctricas deben ser evaluados.

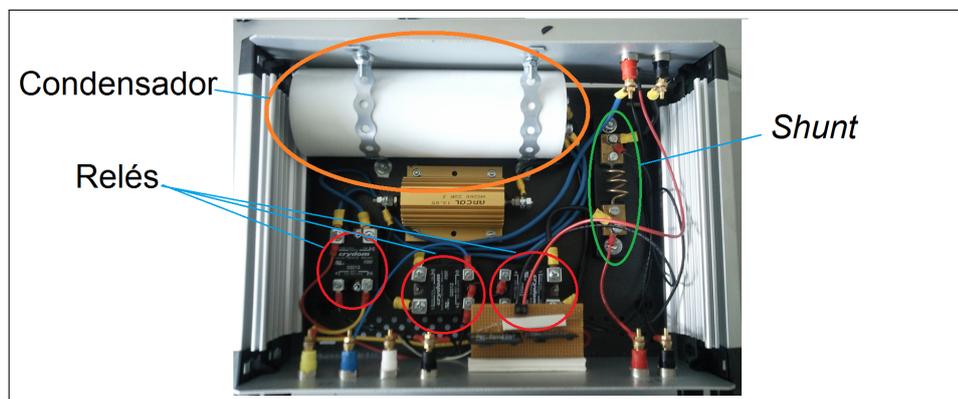


Figura 14: Sistema de carga capacitiva utilizado en el sistema automático de monitoreo

4.2.1. Funcionamiento del sistema de carga capacitiva

El sistema de carga capacitiva aprovecha el transitorio de carga de un condensador para proceder al trazado de la respuesta I - V de un módulo fotovoltaico.

$$I = \frac{V_{oc}}{R} (e^{-\frac{t}{RC}}) \quad (40)$$

$$V = V_{oc}(1 - e^{-\frac{t}{RC}}) \quad (41)$$

Donde:

R : Resistencia eléctrica del circuito.

C : Capacitancia del condensador.

V_{oc} : Voltaje de circuito abierto o voltaje final.

t : Tiempo

Si la irradiancia permanece constante (proceso de medida suficientemente rápido) el módulo fotovoltaico se comporta como una fuente de corriente. Si el módulo fotovoltaico se conecta a un condensador (tal y como se muestra en la figura 15 una vez que se cierran los interruptores S1a y S1b y permanecen abiertos el resto) las ecuaciones 40 y 41 definen el proceso de carga del condensador. Durante el proceso de carga, el condensador se comporta como una resistencia variable forzando una variación de la tensión del módulo desde $V = 0$ hasta $V = V_{oc}$. Esta variación de voltaje nos permite registrar los pares (V,I) y por lo tanto graficar la curva $I-V$ correspondiente.

Al iniciar el proceso de carga del condensador se tiene un voltaje $V = 0$ y una corriente $I = I_{sc} = V_{oc}/R$, es decir, cuando el voltaje es igual a 0 se obtiene el punto de corriente máxima o corriente de cortocircuito. Al finalizar el proceso de carga del condensador se tendrá una corriente $I = 0$ y un voltaje $V = V_{oc}$, es decir, se obtendrá el voltaje máximo o voltaje de circuito abierto.

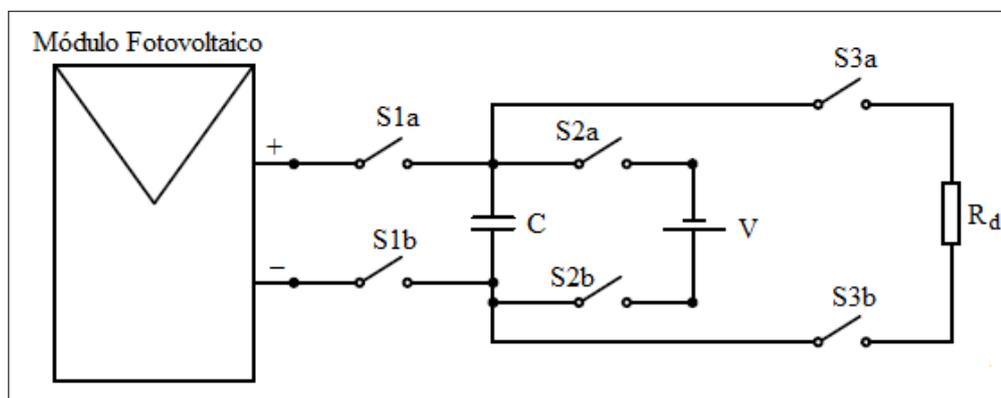


Figura 15: Esquema eléctrico del sistema de carga capacitiva

En la figura 15 podemos observar un esquema eléctrico del sistema de carga capacitiva, cuyo funcionamiento describimos a continuación:

1. Estado de reposo

En este momento todos los interruptores se encuentran abiertos y el circuito inactivo.

2. Precarga negativa

Dentro del condensador siempre permanece algo de carga, esto, unido a la resistencia del cableado, haría que la curva $I-V$ comenzase a ser trazada desde algún punto con $V > 0$ lo que no proporcionaría el punto de corriente de cortocircuito. Es por ello que se hace necesario precargar negativamente el condensador. Para tal fin se abren los interruptores $S1a$ y $S1b$, $S3a$ y $S3b$ y se cierran los interruptores $S2a$ y $S2b$. Posteriormente, una vez los datos sean filtrados, los puntos con $V < 0$ son eliminados.

3. Carga del condensador

Se cierran los interruptores $S1a$ y $S1b$, los demás se encuentran abiertos. Entonces comienza el proceso de carga del condensador y por lo tanto la adquisición de los pares (V,I) . La adquisición de estos pares debe ser un proceso donde los 2 multímetros deben trabajar sincronizados, uno para registrar el voltaje y otro para registrar la corriente. Para tal fin se utiliza un disparador externo que mediante un pulso TTL activa la lectura de los multímetros asegurando el sincronismo de la medida.

4. Descarga del condensador

Al finalizar el proceso de carga del condensador (y también la adquisición de los pares (V,I)) se abren los interruptores $S1a$ y $S1b$ y se cierran los interruptores $S3a$ y $S3b$ para dar comienzo al proceso de descarga del condensador (los interruptores $S2a$ y $S2b$ permanecen abiertos) a través de la resistencia R_d .

4.3. Software

El sistema de medida desarrolla una metodología novedosa para monitorizar el comportamiento en condiciones reales de operación de un módulo fotovoltaico. Una aplicación realizada en LabView controla la totalidad del proceso de monitoreo. En este sentido, la aplicación desarrollada gestiona la adquisición, almacenamiento y visualización de los parámetros que intervienen en este proceso. Una de las características más notables del sistema es su capacidad de integrar la medición de variables ambientales junto con el registro de los parámetros eléctricos de los módulos fotovoltaicos bajo ensayo.

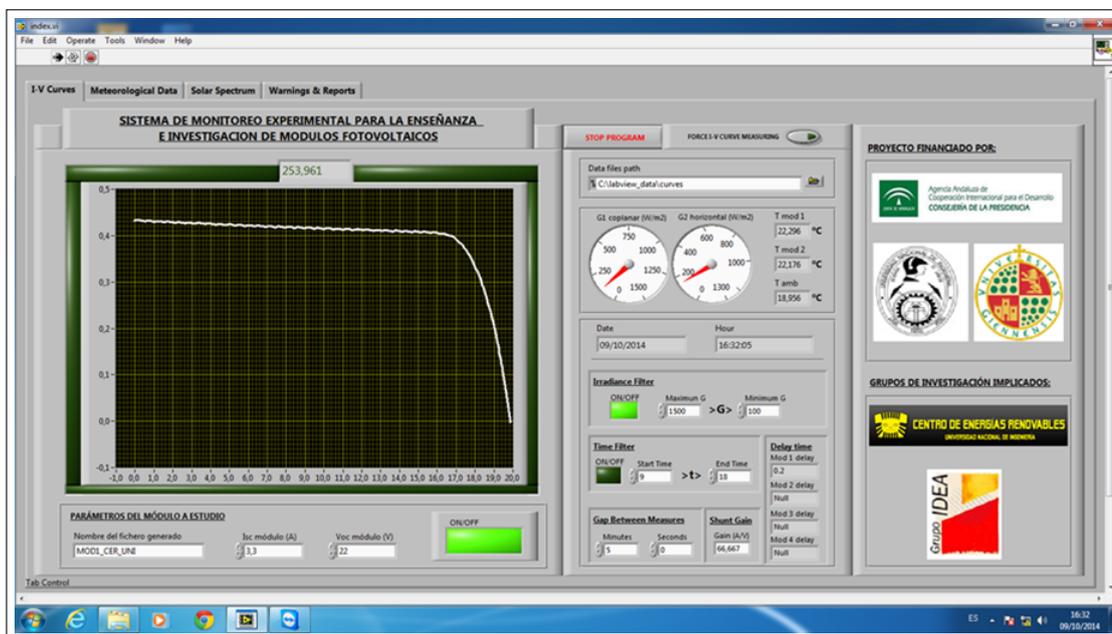


Figura 16: Captura de pantalla de la pestaña principal de la interfaz gráfica de usuario del programa desarrollado en LabView que controla el proceso de monitoreo

Una interfaz GPIB es la manera de controlar de forma remota los dispositivos de medición. La herramienta software desarrollada controla la configuración y comunicación con los instrumentos y el intervalo entre medidas consecutivas. La información meteorológica registrada, así como la curva I - V se guardan en un archivo seleccionado por el usuario una vez que el proceso de medición ha terminado. Para concluir el proceso de monitoreo, los datos registrados de corriente y voltaje son graficados en la pantalla de la PC, así como la información meteorológica, tal y como se muestra en la figura 16.

4.3.1. Algoritmo del programa

Utilizando el diagrama de flujo de la figura 17 se puede describir de forma esquemática el proceso de adquisición de datos, trazado y almacenamiento de los puntos de la curva I - V :

- (a) El programa comprueba si se cumplen los parámetros de configuración ingresados por el usuario: condiciones mínima y máxima de irradiancia, hora de inicio y fin del registro de datos e intervalo de tiempo entre cada proceso de adquisición.

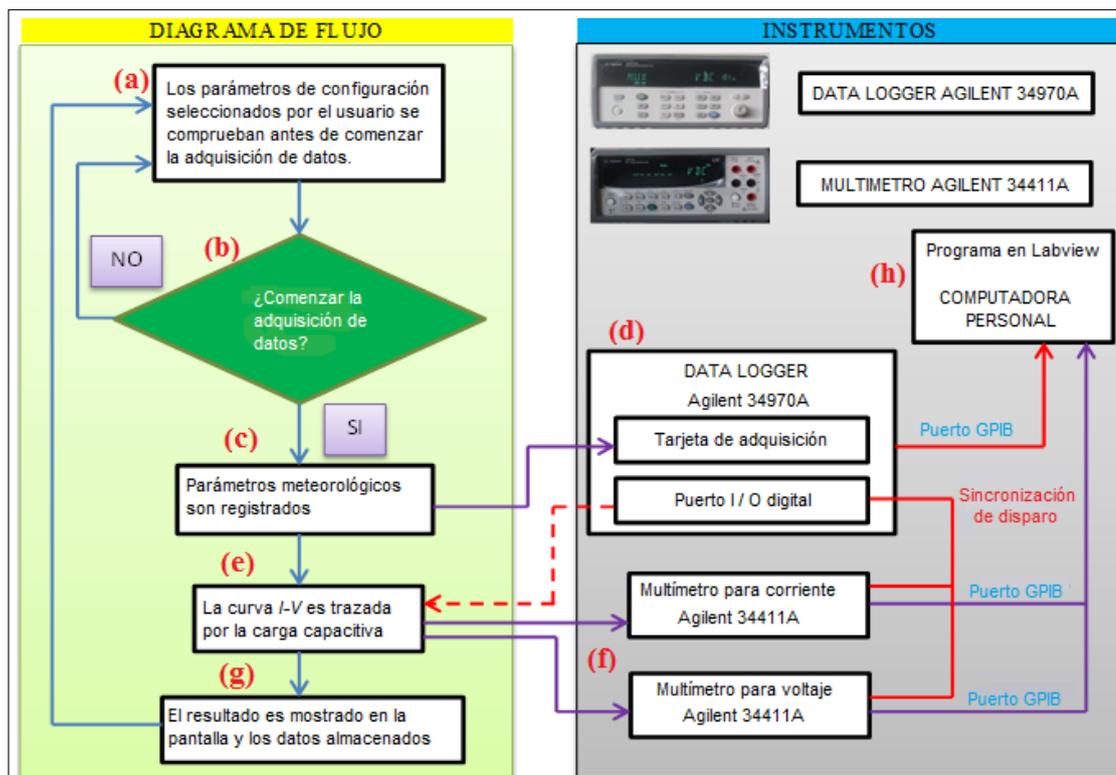


Figura 17: Diagrama de flujo del programa desarrollado en LabView que controla el sistema automático de monitoreo

- (b) Tras la evaluación de los parámetros ingresados por el usuario, el programa decide si comienza la adquisición de datos o se regresa al punto de partida (a).
- (c) Si se satisfacen las condiciones impuestas por el usuario para el comienzo de la medida y dicho proceso tiene lugar, se comienza registrando los datos meteorológicos (radiación horizontal, radiación coplanar y temperatura ambiente junto con la temperatura del módulo) haciendo uso de la tarjeta de adquisición del *data logger*.
- (d) Los datos meteorológicos son registrados por el *data logger* a través de su tarjeta de adquisición, Tras ésto, éste envía una señal de disparo para que los multímetros y el sistema de carga capacitiva comiencen a trabajar de manera sincronizada.
- (e) El sistema de carga capacitiva (precargado el condensador negativamente con anterioridad) comienza entonces el proceso de carga del condensador, haciendo que la corriente y, por lo tanto, el voltaje del circuito varíe, pudiendo de esta manera obtener los pares (V,I) .

- (f) El resultado de la adquisición de datos meteorológicos y del trazado de la curva $I-V$ es mostrado en la pantalla principal del programa, esto es, se muestran la irradiancia, la temperatura y la curva $I-V$ del módulo bajo estudio.
- (g) Finalmente todos los datos adquiridos quedan almacenados en el disco duro de la PC.

4.4. Características principales del sistema

A continuación se muestra un resumen de las características más relevantes del sistema automático de monitoreo utilizado:

- El sistema incluye un diseño propio de carga capacitiva capaz de trazar la curva $I-V$ de un módulo fotovoltaico o asociación de estos de forma automática.
- El sistema tiene un rango máximo de trabajo de hasta 200 V y 12 A; estos límites de voltaje y corriente pueden ser ampliados tan solo cambiando los relés y el condensador utilizados en el sistema de carga capacitiva.
- Dos multímetros comerciales son disparados por un trigger externo asegurando la exactitud y sincronización de las mediciones. Se registran alrededor de 1500 pares (V, I).
- Se registran y almacenan los valores de temperatura ambiente, temperatura del módulo (en dos puntos distintos de este), irradiancia horizontal, irradiancia coplanar (al módulo), corriente y voltaje.
- Un programa elaborado en LabView con un panel de control intuitivo es utilizado para controlar y grabar todas las mediciones. El usuario mediante diferentes filtros puede definir el rango de irradiancia y/o el rango horario dentro del cual el sistema se activa. Igualmente, también puede variar la frecuencia con la que se toman los datos.

Capítulo 5

Software de Traslación

El software desarrollado sigue los métodos de traslación explicados en la sección 2.2, con ligeras variaciones para poderlos implementar en un programa de computadora.

Este software, realizado en LabView, se divide en 7 grandes bloques:

1. Inicialización o Carga de Datos
2. Interpolación/Extrapolación Lineal
3. IEC 60891
4. Anderson
5. Blaesser
6. Comparación
7. Estadística

Además de mostrar los resultados en la pantalla de la PC para cada método de traslación, de manera opcional, el software crea un archivo “.txt” en donde se indica el método utilizado, datos meteorológicos, puntos principales de la curva $I-V$ y los pares (V, I) resultantes de la traslación, también se genera un archivo similar para el proceso de “Comparación” pero no se muestran los pares (V, I) .

A continuación se explicará el algoritmo de cada uno de los 7 bloques que conforman el software desarrollado.

5.1. Inicialización o Carga de Datos

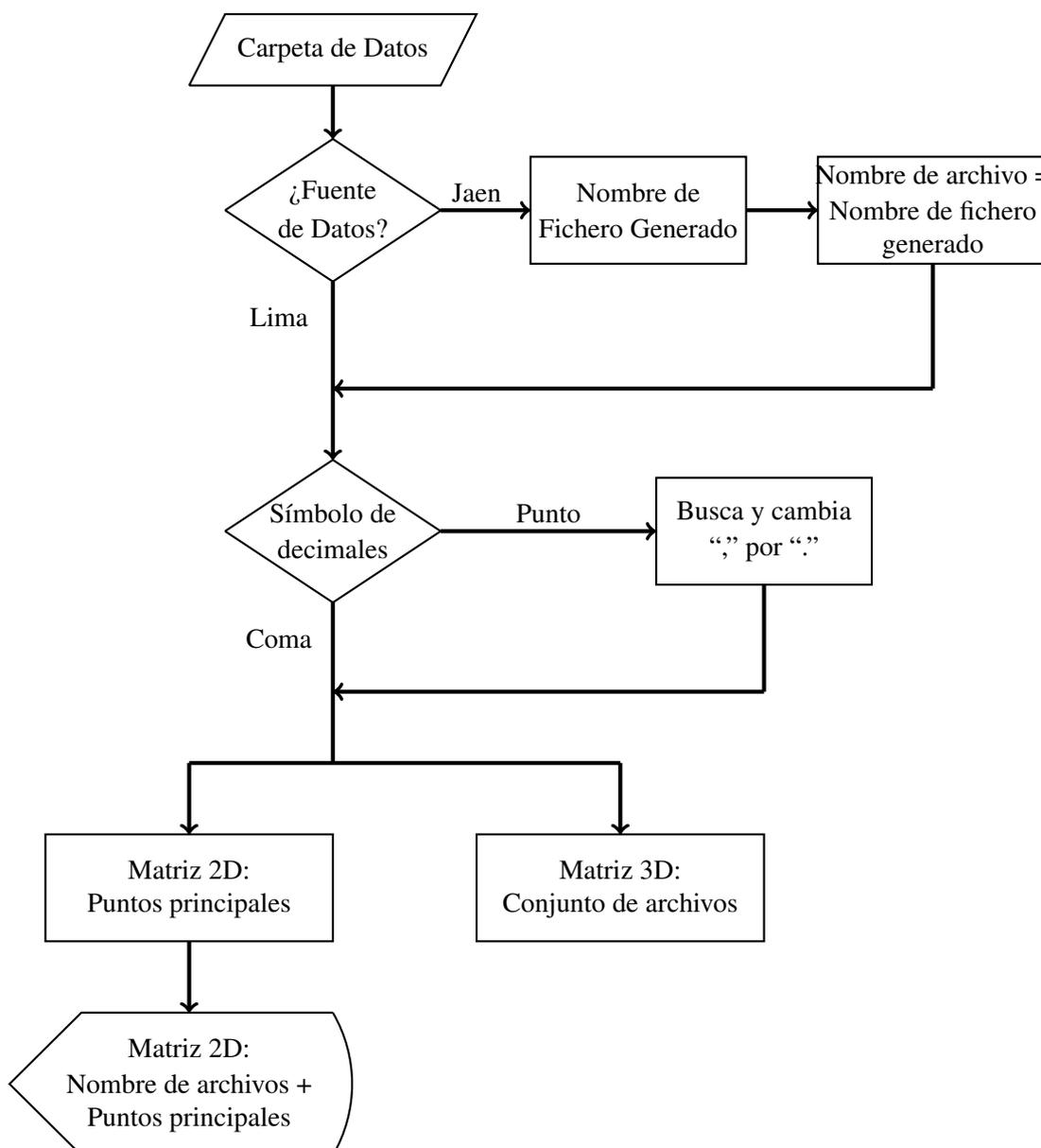


Figura 18: Diagrama de Flujo del proceso de *Inicialización o Carga de Datos*

Este primer bloque es donde se preparan los archivos para poder ser utilizados de una manera más rápida y eficiente por el resto del programa.

En el software implementado podemos utilizar 2 carpetas, una donde se encuentran las curvas $I-V$ a partir de las cuales obtendremos la información necesaria para realizar los cálculos de traslación de curvas y otra que contendrá curvas “objetivo”, es decir, con la primera carpeta se podrán calcular las curvas contenidas en la segunda carpeta. La segunda carpeta no

es necesaria para realizar los cálculos de traslación de curvas, tan solo hay que ingresar los valores de G y T deseados en la pestaña del método que se desea utilizar; pero esta carpeta es usada para comparar curvas calculadas con curvas adquiridas.

El algoritmo del programa es como sigue:

- Se eligen 2 carpetas: una para realizar los cálculos de traslación y otra para realizar la comparación y/o estadística.
- Para cada una de estas carpetas y en procesos separados, el programa confirma la fuente de los datos:
 - Si los datos con los que trabajaremos son aquellos registrados en la ciudad de Jaén, entonces debemos ingresar el nombre del fichero (archivo) donde guardamos los datos registrados por el *sistema automático de monitoreo* del módulo que nos interesa, ya que en Jaén, este sistema trabaja hasta con 4 módulos y por lo tanto debemos elegir solo uno; luego, el programa busca el nombre del fichero dentro de la carpeta seleccionada y separa aquellos que tengan uno igual.
 - Si la fuente de los datos es la ciudad de Lima, el programa no realiza acción alguna, ya que en esta ciudad, se trabaja solo con un módulo.
- Luego, dependiendo de nuestra versión de LabView, debemos elegir si queremos trabajar con *coma decimal* (,) o *punto decimal* (.):
 - Si trabajaremos con punto decimal, el programa busca la *coma decimal* (,) dentro de cada uno de los archivos contenidos en la carpeta seleccionada (para la traslación o para la comparación/estadística) y la reemplaza por *punto decimal* (.), ya que por defecto, los archivos que genera el *sistema automático de monitoreo* son generados utilizando la *coma decimal* (,).
 - Si trabajaremos con coma decimal, el programa no realiza acción alguna.
- Finalmente el programa genera 2 matrices:
 - Una matriz 3D donde cada matriz 2D que la compone contiene los datos registrados por el *sistema automático de monitoreo* para cada curva $I-V$.
 - Una matriz 2D que contiene los puntos principales de cada archivo contenido en la carpeta con la que se trabajó al inicio del proceso.

Es decir, obtendremos 4 matrices: Una matriz 2D y otra 3D para los datos de la carpeta destinada para los cálculos de traslación y otra matriz 2D y 3D para los datos de la carpeta destinada para la comparación/estadística.

- Adicionalmente y solo para los archivos contenidos en la carpeta destinada para los cálculos de traslación, el programa genera un arreglo 2D que es mostrado en la pantalla de la PC donde se encuentra el nombre de cada archivo y algunos de sus parámetros (G , T , I_{sc} , V_{oc} , P_{mx} , V_{pmx} , I_{pmx} , R_s y R_p).

5.2. Interpolación/Extrapolación Lineal

En este bloque se utiliza el *Método de Interpolación/Extrapolación Lineal*, en este y en todos los métodos de traslación implementados, el procedimiento comienza tomando datos de las 2 matrices (2D y 3D) que se generaron a partir de la carpeta elegida para los cálculos de traslación. El algoritmo del programa es como sigue:

- Primero debemos elegir si trabajaremos con la Irradiancia o la Temperatura³.
- El programa busca en la matriz 2D que contiene los puntos principales de cada curva (archivo) el número de orden (índice) de los 2 valores más cercanos de irradiancia o temperatura, según nuestra elección en el paso anterior.
- Luego, de acuerdo a los números de orden hallados, el programa busca dentro de la matriz 3D los puntos (V, I) cuyos valores de I e I_{sc} satisfagan la ecuación 8.
- Por otro lado, conociendo los valores de irradiancia o temperatura más cercanos calcula el valor de a de acuerdo a las ecuaciones 9 ó 10.
- Conocido el valor de a y los pares (V, I) que satisfacen la ecuación 8, se procede a calcular los puntos (V, I) de la curva trasladada utilizando las ecuaciones 6 y 7.
- Finalmente se muestra en la pantalla los valores de V_{oc} , I_{sc} , P_{mx} , V_{pmx} e I_{pmx} de la curva trasladada y se grafica esta curva junto con las curvas que tienen los valores de G o T más próximos a los valores de G o T deseados.

³La razón se explicó en la descripción del método, subsección 2.2.1

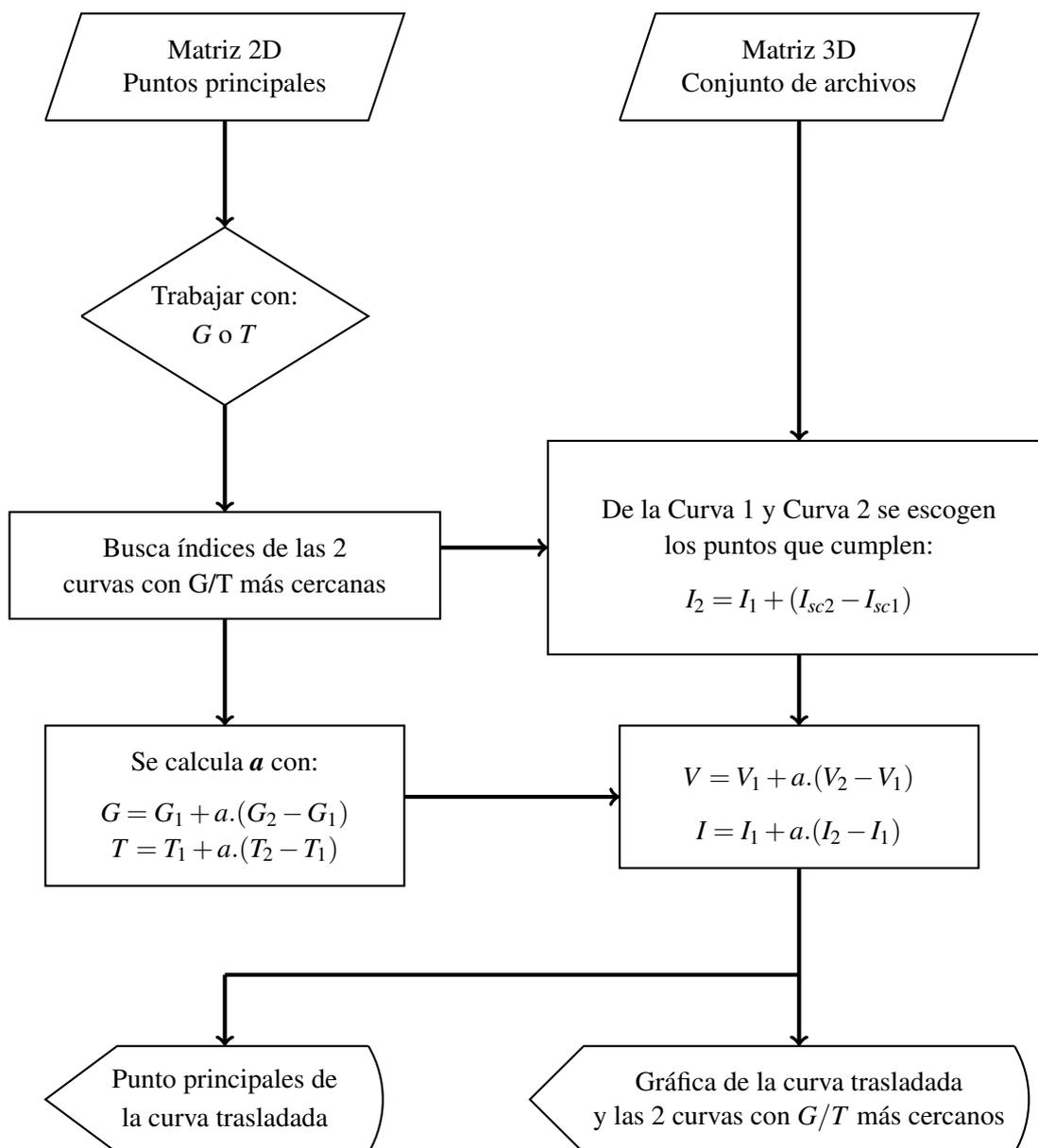


Figura 19: Diagrama de Flujo del *Método de Interpolación/Extrapolación Lineal*

5.3. IEC 60891

En este bloque se utiliza el *Método de la Norma Internacional IEC 60891*. El algoritmo del programa es como sigue:

- El programa busca dentro de la matriz 2D generada a partir de la información contenida en la carpeta destinada para los cálculos de traslación y que contiene los puntos principales de cada curva I - V perteneciente a la mencionada carpeta, los valores de irradiancia

que estén en un rango de $\pm 30\%$ del valor de irradiancia deseado.

- Luego busca los valores de temperatura de las curvas cuya irradiancia se encuentran dentro del rango de irradiancia mencionado en el ítem anterior.
- En este punto el programa realiza 2 acciones:
 - Halla el índice (o número de orden empezando la cuenta desde *cerro*) de la *curva más cercana*, es decir, el índice de la curva que tenga los valores de irradiancia y temperatura más cercanos a los valores de G y T que deseamos en la curva trasladada, para ello empleamos el siguiente cálculo:

$$indice = \min\{|G_i - G| + |T_i - T|\} \quad (42)$$

La expresión anterior calcula la “distancia” entre el valor de la irradiancia de cada curva $I-V$ contenida en la carpeta destinada para los cálculos de traslación, con el valor de G deseado, luego, de manera similar, calcula la “distancia” entre el valor de la temperatura de cada curva $I-V$ contenida en la carpeta destinada para los cálculos de traslación, con el valor de T deseado, finalmente suma las 2 “distancias” anteriores y aquella curva que ofrezca el menor resultado es considerada como la *curva más cercana* a la curva objetivo o deseada.

- Calcula los valores de k , β , α , ΔI_{sc} y R_s
- Conociendo el índice de la *curva más cercana*, el programa busca en la matriz 3D los valores de V , I , V_{oc} e I_{sc} de dicha curva.
- Una vez hallados todos los parámetros y puntos anteriores, se procede a calcular los puntos (V, I) utilizando las ecuaciones 3 y 4.
- Finalmente se muestra en la pantalla los valores de V_{oc} , I_{sc} , P_{mx} , V_{pmx} e I_{pmx} de la curva trasladada y se grafica esta curva junto con la *curva más cercana*.

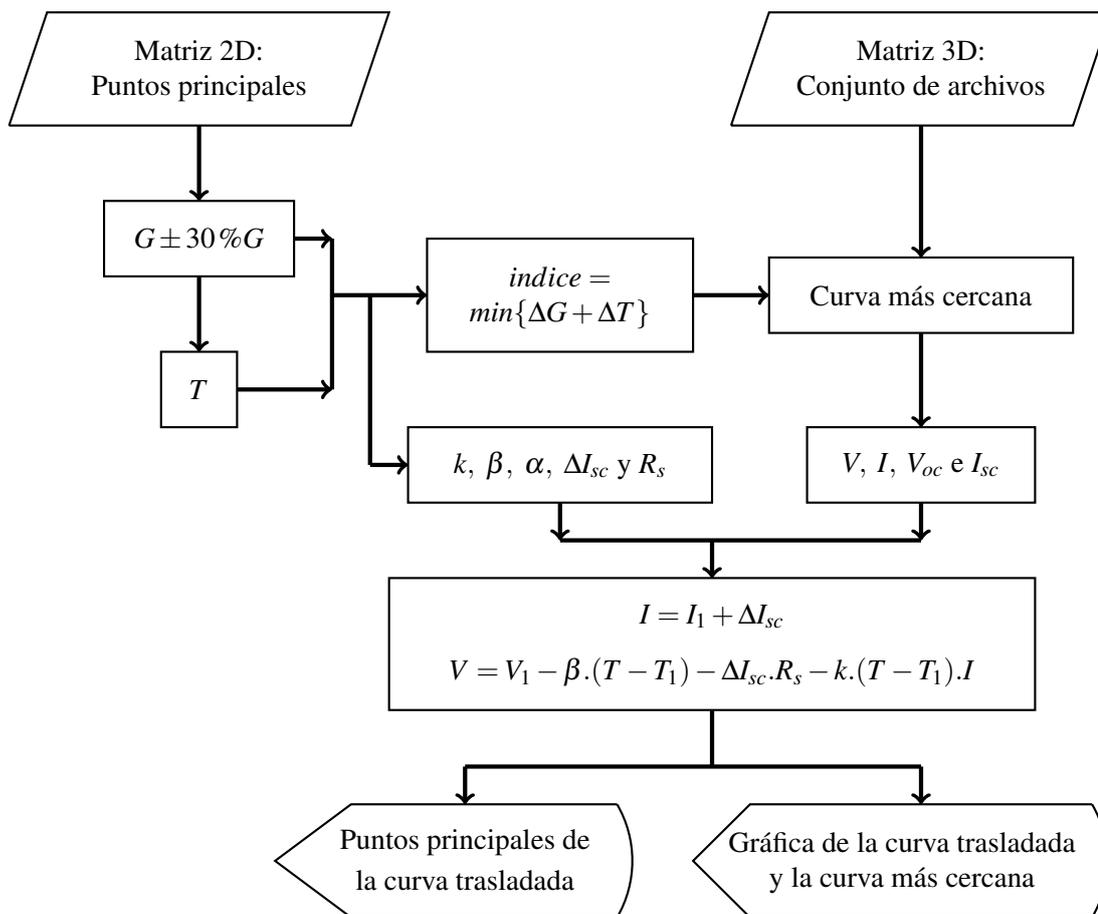


Figura 20: Diagrama de Flujo del Método de la Norma Internacional IEC 60891

5.4. Anderson

En esta parte del programa se halla la curva trasladada utilizando el *Método de Anderson*. El algoritmo es como sigue:

- El programa busca dentro de la matriz 2D que contiene los puntos principales de cada curva los valores de irradiancia y temperatura tales que: $100W/m^2 < G < 1000W/m^2$ y $25^{\circ}C < T < 75^{\circ}C$, ya que método solo trabaja con las curvas cuyos valores de G y T están comprendidas dentro de los rangos anteriores.
- Luego halla el índice de la *curva más cercana* (expresión 42).
- Se divide el rango de G y T en n y m niveles respectivamente⁴.

⁴ n y m son ingresados por el usuario, siendo los valores mínimos de estos 4 y 3 respectivamente.

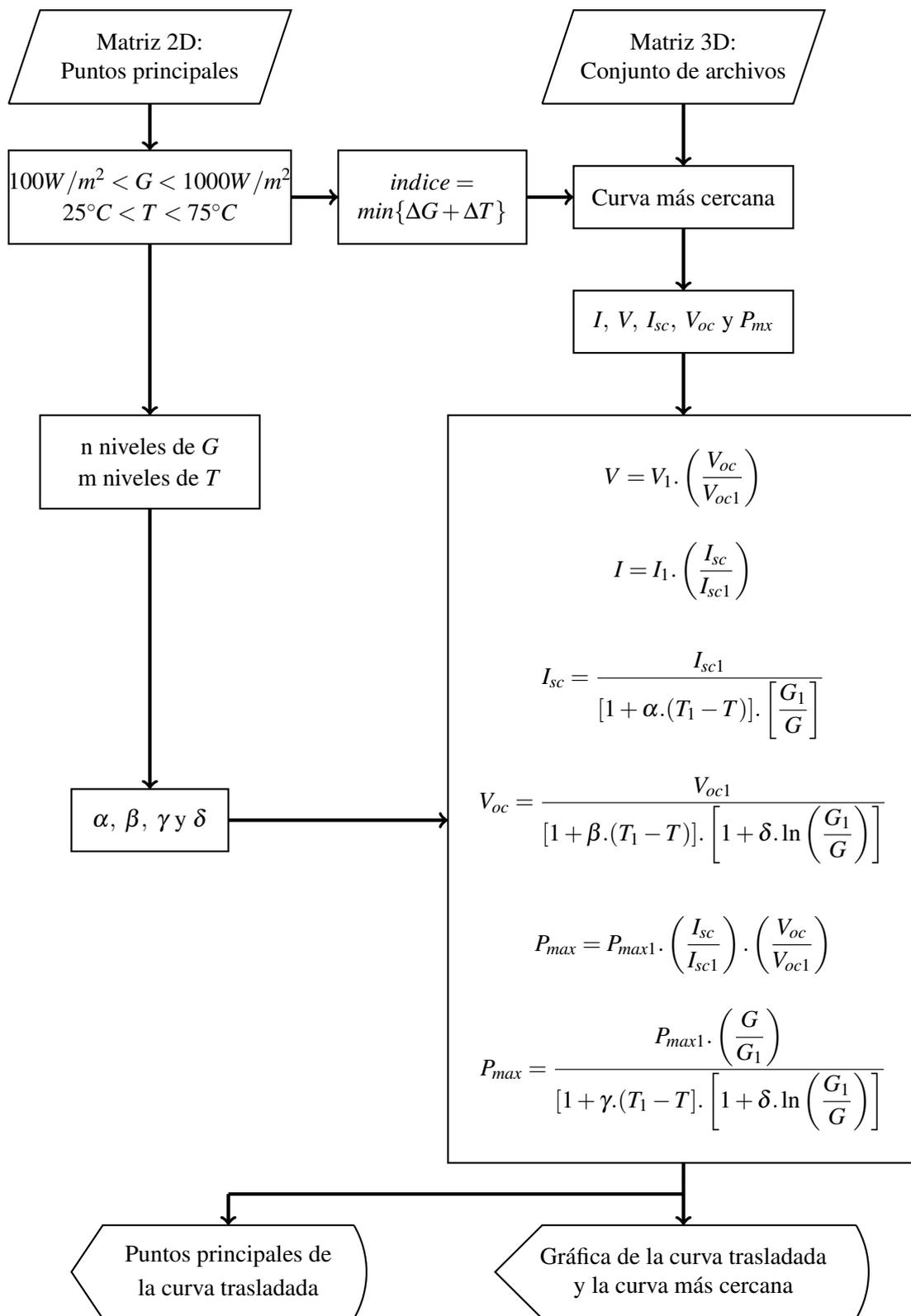


Figura 21: Diagrama de Flujo del Método de Anderson

- Para cada nivel de G se halla los valores de α , β y γ , de manera similar, para cada nivel de T se halla el valor de δ . El valor final de α , β , γ y δ será el promedio de los valores hallados para cada nivel.
- Conocido el índice de la *curva más cercana*, se halla dentro de la matriz 3D los valores de V , I , V_{oc} e I_{sc} de la misma.
- Se procede al cálculo de los punto (V,I) utilizando las ecuaciones 17 y 18. También se calculan los valores de I_{sc} , V_{oc} , P_{mx} y P_{mx2} ⁵ utilizando las ecuaciones 15, 16, 19 y 20.
- Finalmente se muestra en la pantalla los valores de V_{oc} , I_{sc} , P_{mx} , P_{mx2} , V_{pmx} e I_{pmx} de la curva trasladada y se grafica esta curva junto con la *curva más cercana*.

5.5. Blaesser

En este bloque se halla la curva trasladada utilizando el *Método de Blaesser*, el cual es el último método implementado. El algoritmo es como sigue:

- A partir de los datos almacenados en la matriz 2D que contiene los puntos principales de cada curva, el programa realiza 3 acciones:
 - Halla los valores de V_{oc} , I_{sc} y P_{mx} de las curvas más cercanas a G_{alta} y G_{baja} ⁶ y a partir de estos valores calcula R_s (de acuerdo a lo detallado en el último párrafo de la explicación del método, subsección 2.2.4).
 - Calcula los valores de a , b y c de acuerdo a la ecuación 22 y a las condiciones iniciales dadas en la expresión 23. A partir de esto calcula el valor de V_{oc} según la ecuación 21 (para nuestro caso, $V_{oc,sc}$ de la ecuación es simplemente V_{oc} y el valor de V_{oc} de la ecuación sería igual a V_{oci} , es decir, V_{oc} de cada curva).
 - Encuentra el índice de la *curva más cercana* (expresión 42) y busca dentro de la matriz 3D los valores de V , I y V_{oc} para esta curva.
- Con los valores hallados de V , I y V_{oc} de la *curva más cercana* y los valores calculados de R_s y V_{oc} para la curva trasladada, se procede a calcular los pares (V,I) según las ecuaciones 24 y 25, también se calculan los puntos I_{sc} , P_{mx} , V_{pmx} e I_{pmx} para la curva trasladada.

⁵Este método posee 2 maneras de calcular el valor de P_{mx}

⁶ G_{alta} y G_{baja} son ingresados por el usuario.

- Finalmente se muestra en la pantalla los valores de V_{oc} , I_{sc} , P_{mx} , P_{mx2} , V_{pmx} e I_{pmx} de la curva trasladada y se grafica esta curva junto con la *curva más cercana*.

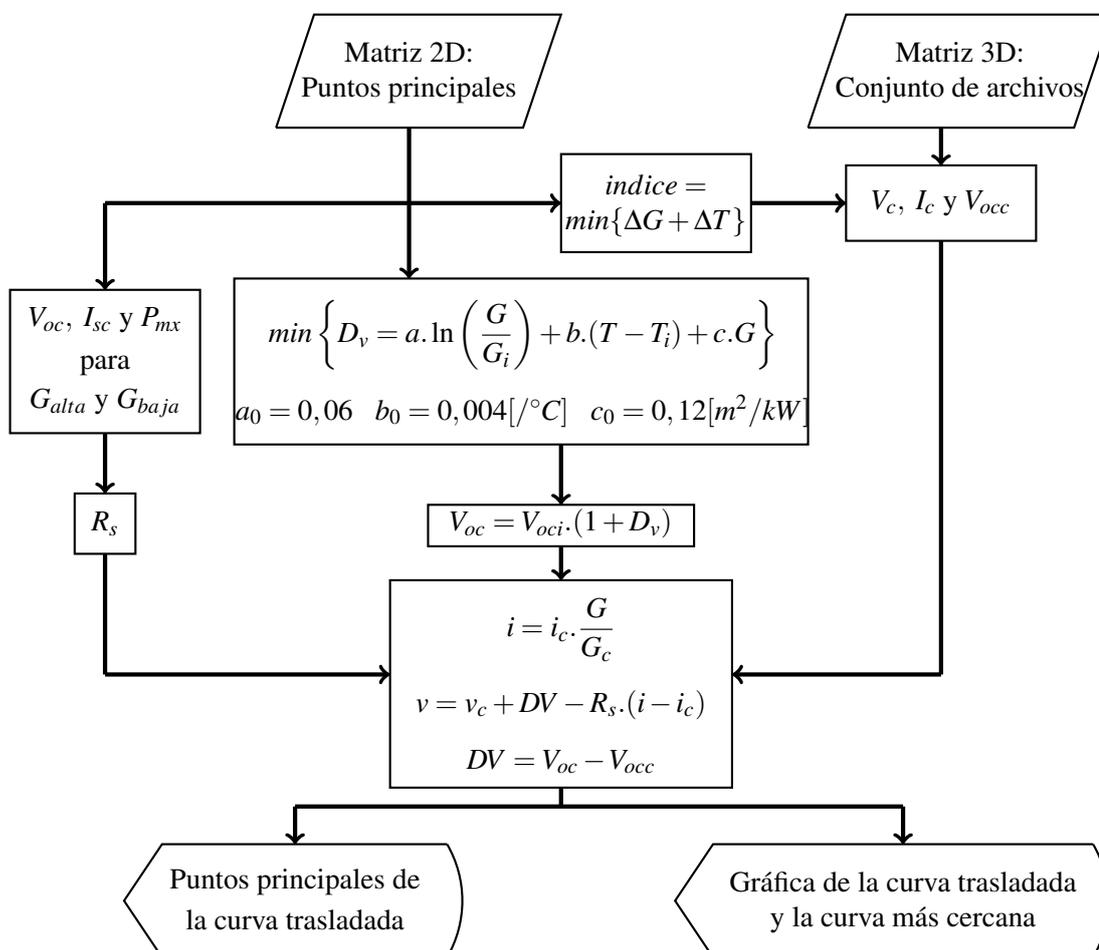


Figura 22: Diagrama de Flujo del Método de Blaesser

5.6. Comparación

Esta parte del programa tiene como finalidad poder comparar una curva adquirida por el *sistema automático de monitoreo* y una curva calculada por algún método de traslación implementado. El proceso de comparación se ejecuta de la siguiente manera:

- Se ingresa el número de curva (archivo) que se encuentra en la carpeta destinada para la comparación y/o estadística, esta es desde luego, nuestra curva adquirida.
- El programa, que en el proceso de *inicialización o carga de datos* generó 2 matrices a partir de la carpeta destinada para la comparación y/o estadística, busca en la matriz 2D

los puntos principales de la curva adquirida y en la matriz 3D los pares (V,I) .

- Luego se procede a calcular la curva trasladada utilizando algún método implementado y cuyos valores iniciales deben ser ingresados en la pestaña correspondiente al método elegido.
- Finalmente se muestra en la pantalla los puntos principales de la curva adquirida y de la curva trasladada así como la gráfica de las respectivas curvas $I-V$. También se muestra los errores absolutos y relativos en el cálculo de cada punto principal.

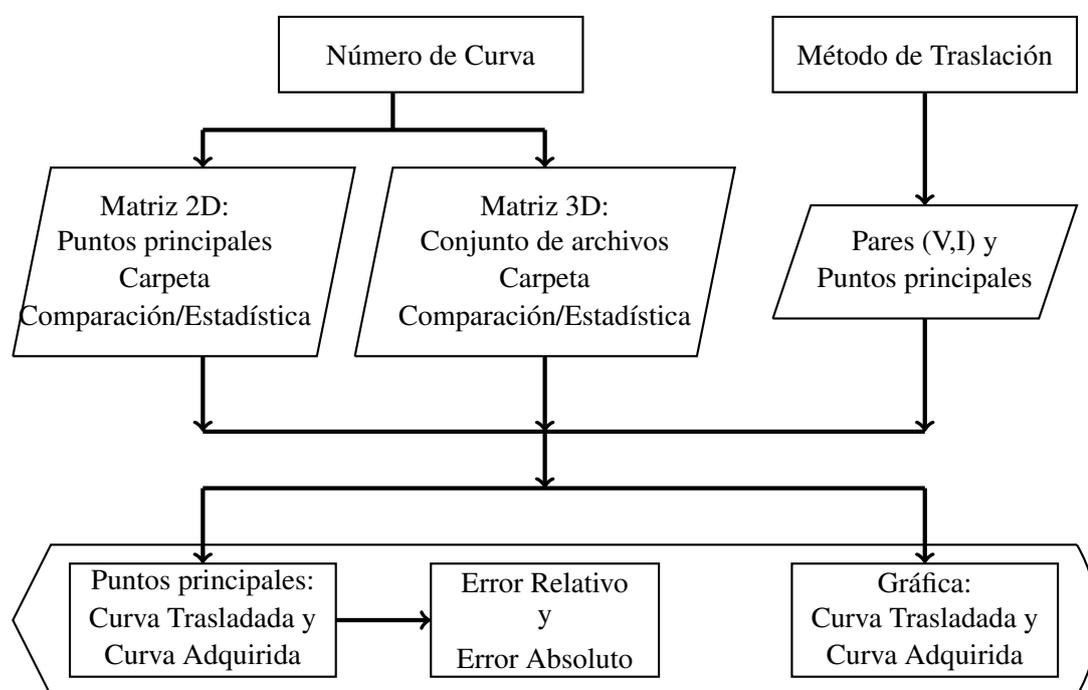


Figura 23: Diagrama de Flujo del proceso de *Comparación*

5.7. Estadística

Este bloque halla una curva trasladada para cada una de las condiciones de G y T de las curvas (adquiridas) que se encuentran dentro de la carpeta destinada para la comparación y/o estadística. Luego realiza una distribución de Gauss de los errores relativos de los puntos principales calculados con respecto a los puntos principales de las curvas adquiridas.

El proceso se ejecuta de la siguiente manera:

- Primero elegimos el método de traslación, el cual utilizará su respectiva carpeta para calcular los puntos principales de la curva trasladada.
- Luego, para cada curva que se encuentra en la carpeta de comparación/estadística, el programa calcula una curva trasladada hacia las condiciones de G y T de dichas curvas.
- Finalmente aparece en la pantalla una grafica que muestra la distribución de Gauss de los errores porcentuales en el cálculo de un determinado punto principal.

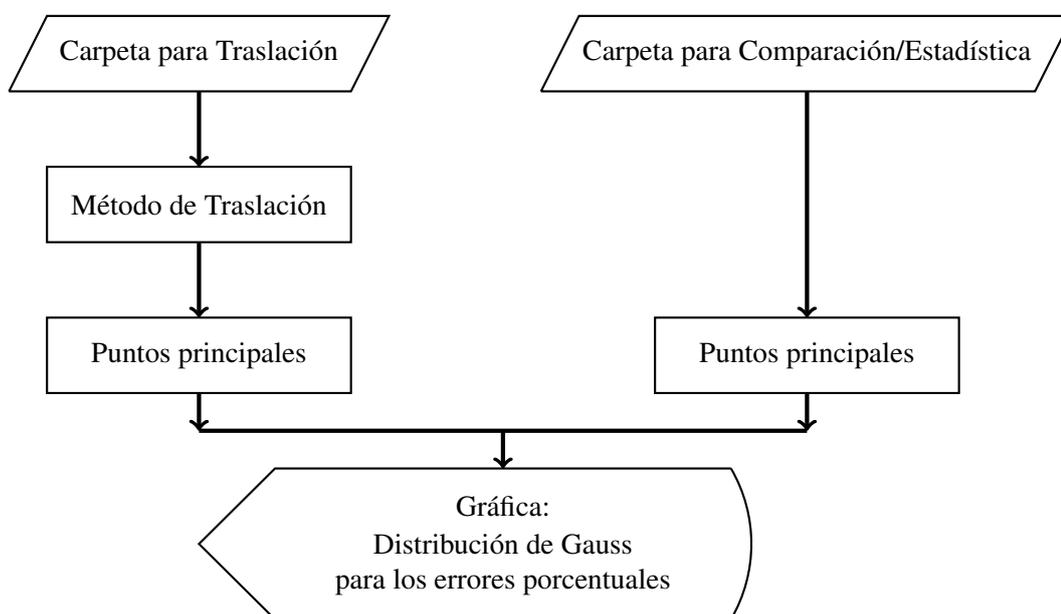


Figura 24: Diagrama de Flujo del proceso de *Estadística*

Capítulo 6

Tratamiento de Datos

6.1. Levantamiento de datos

El 09/06/14 fue inaugurado el *Sistema Automático de Monitoreo* (capítulo 4), a partir de ese momento y para irradiancias entre $100W/m^2$ y $1500W/m^2$, dicho sistema registra cada 5 minutos las condiciones meteorológicas bajo las cuales trabaja el módulo fotovoltaico que está siendo evaluado así como su respectiva curva $I-V$, dicho módulo es de Silicio monocristalino de marca desconocida y con las siguientes especificaciones técnicas:

Tabla 4: Especificaciones técnicas del módulo bajo ensayo

Potencia máxima	55W
Voltaje de circuito abierto	21,92V
Corriente de corto circuito	3,33A
Voltaje para potencia máxima	17,64V
Corriente para potencia máxima	3,11A
Temperatura de trabajo	$-45^{\circ}C$ a $+85^{\circ}C$
Tolerancia	$\pm 5\%$

6.2. Ordenamiento de datos

Debido a que nuestros sensores de radiación (sección 4.1.1.1) fueron calibrados para irradiancias mayores a $800W/m^2$ (apéndice B - Procedimiento de medida), para este trabajo se

ha utilizado curvas I - V registradas bajo una irradiancia igual o mayor a $800W/m^2$ durante el mes de diciembre (2014).

También se consideró algunos infortunios al momento del registro de datos, como por ejemplo la aparición de sombras inesperadas (reposo de una paloma sobre el módulo, etc.) que generan datos erróneos, por lo tanto se realizó una inspección visual de cada curva *adquirida*, así como de las condiciones de irradiancia y temperatura bajo las cuales fue registrada en busca de posibles incongruencias entre los datos o datos inconsecuentes con nuestra evaluación.

En total se obtuvo 206 curvas, de las cuales fueron eliminadas 12 de ellas por presentar algún tipo de error en su registro o comportamiento extraño. Las curvas restantes se dividieron en 2 grupos: 102 curvas para los procedimientos de traslación y 92 curvas para el procedimiento de estadística (y comparación).

6.3. Análisis de datos

En las siguientes páginas se presenta una serie de gráficas que nos indicarán qué tan bien han sido registrados nuestros datos (todas deben mostrar un comportamiento lineal).

Los valores de la potencia máxima (P_{mx}), corriente de corto circuito (I_{sc}) y voltaje de circuito abierto (V_{oc}), son valores calculados. La potencia máxima se calcula como el máximo valor del producto $V \times I$ para cada par (V, I) de la curva I - V , los puntos I_{sc} y V_{oc} se calculan trazando una recta mínimo cuadrática para los puntos de la curva (I - V) que se encuentran en las cercanías del eje de las ordenadas y de las abscisas, respectivamente, el valor de I_{sc} y V_{oc} será la intersección de dichas rectas mínimo cuadráticas con los respectivos ejes.

En las gráficas siguientes se puede apreciar la relación directa de I_{sc} y P_{mx} con la irradiancia incidente y la relación inversa de V_{oc} y P_{mx} con la temperatura del módulo.

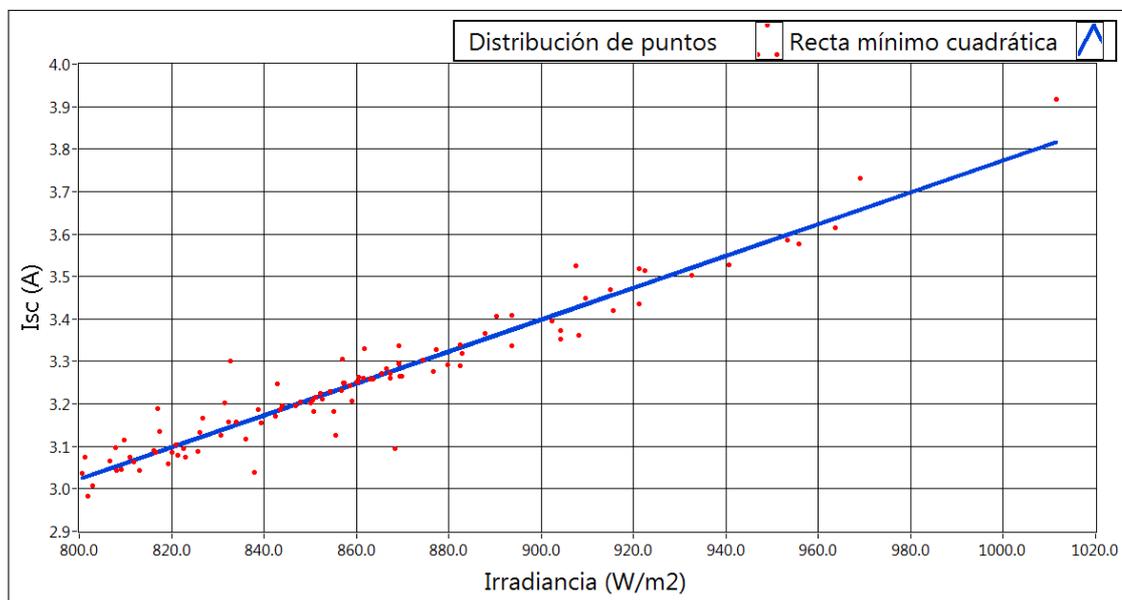


Figura 25: Dependencia de la Corriente de Cortocircuito con respecto a la Irradiancia incidente

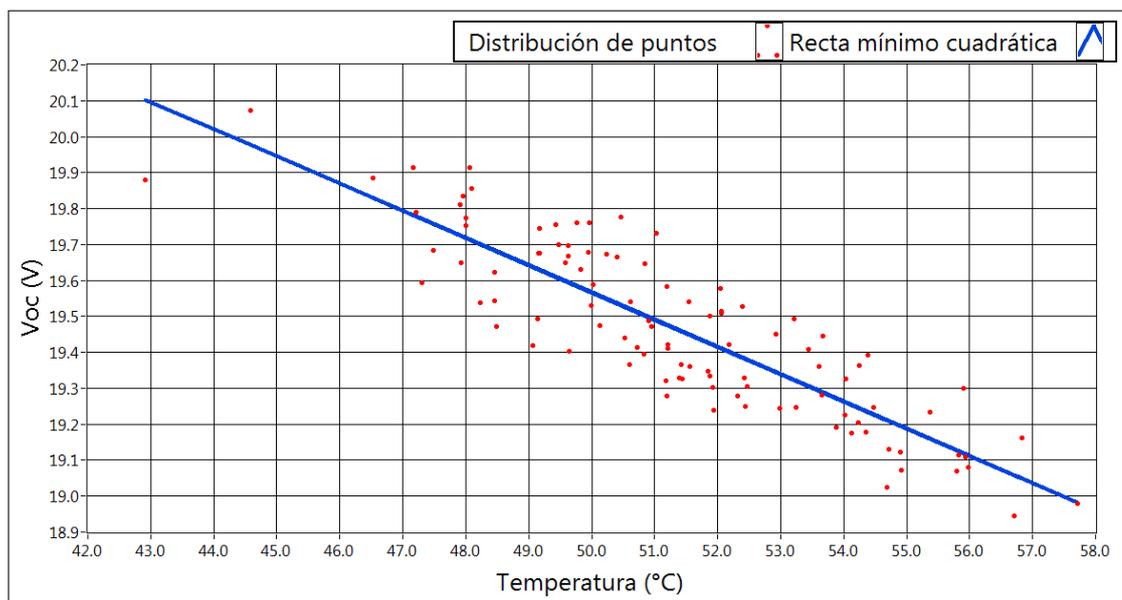


Figura 26: Dependencia del Voltaje de Circuito Abierto con respecto a la Temperatura del módulo

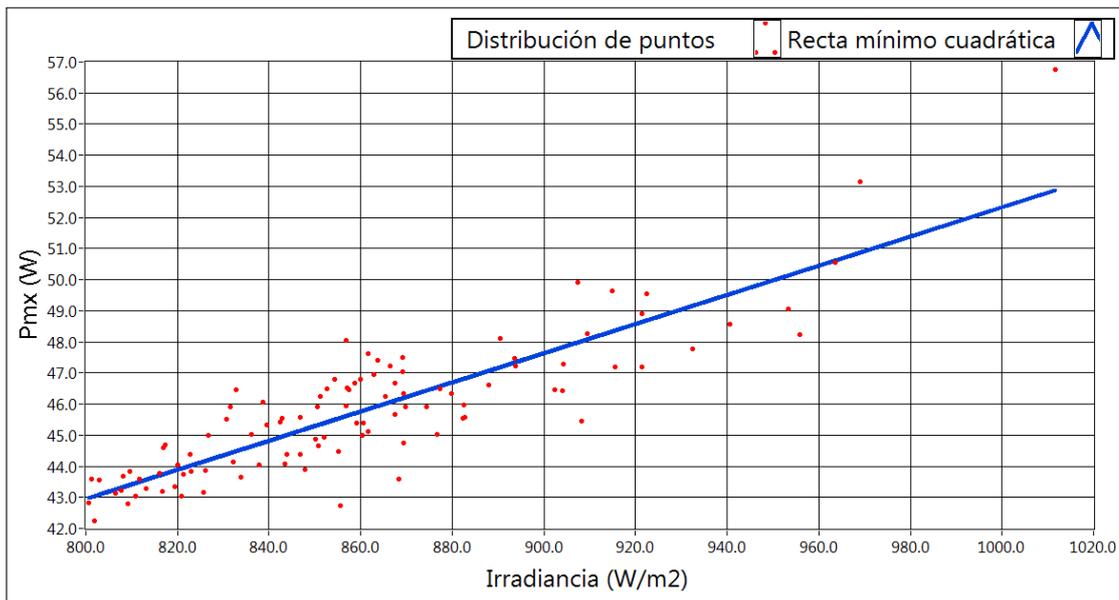


Figura 27: Dependencia de la Potencia Máxima con respecto a la Irradiancia incidente

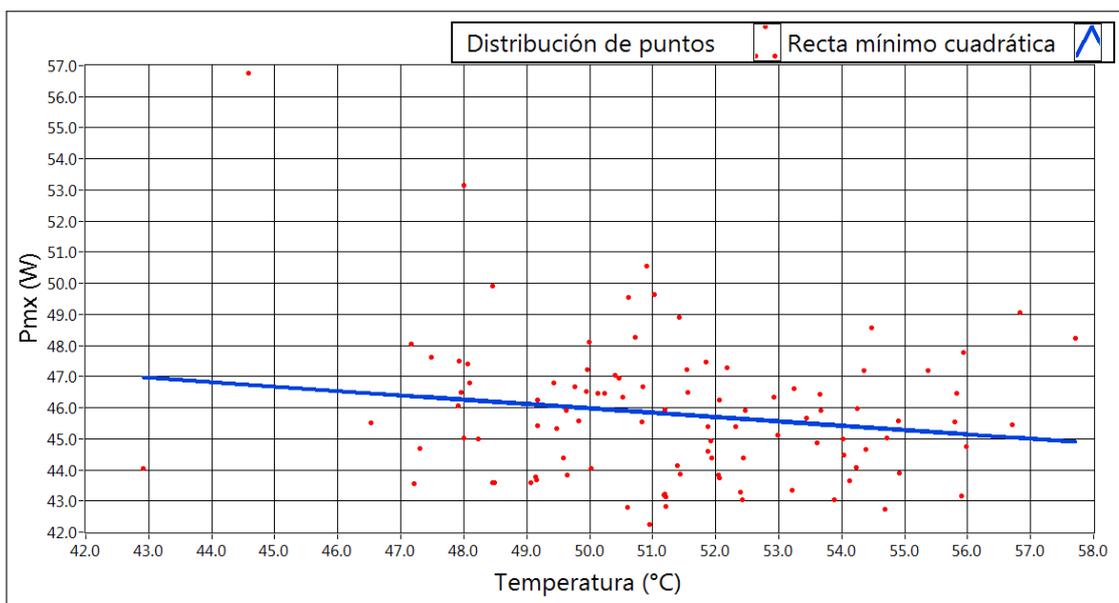


Figura 28: Dependencia de la Potencia Máxima con respecto a la Temperatura del módulo

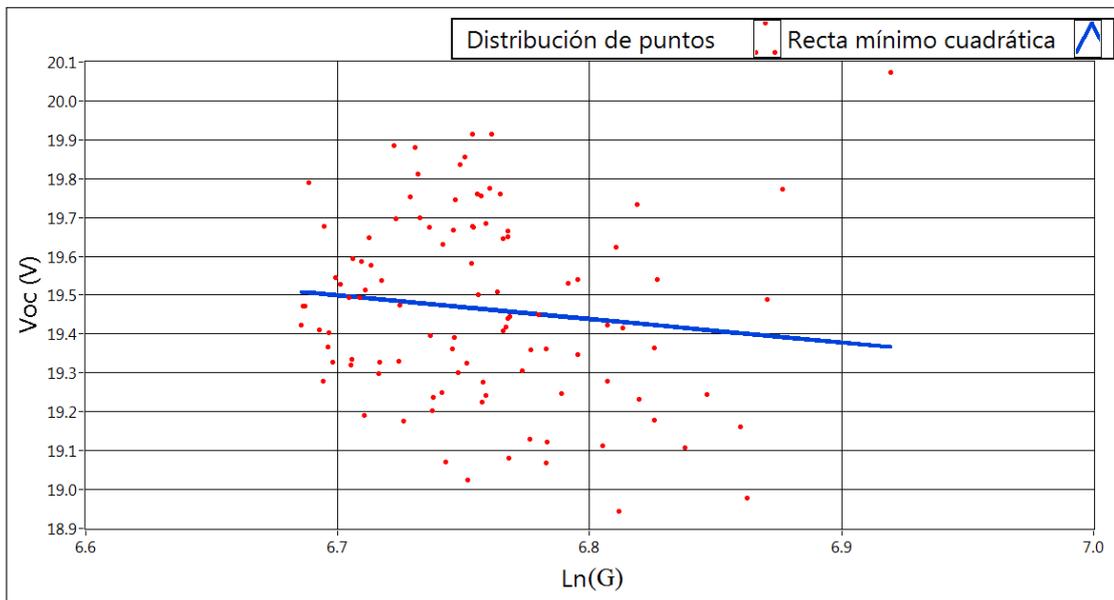


Figura 29: Dependencia del Voltaje de Circuito Abierto con respecto al Logaritmo Natural de la Irradiancia incidente

Capítulo 7

Procedimiento Experimental

Luego del tratamiento de datos, procedemos a aplicar el software implementado para la traslación de la curva I - V de un módulo fotovoltaico a partir de condiciones reales de medición a condiciones estándar de medida.

Cada método implementado trabajó bajo con las siguientes condiciones⁹:

- Método de Interpolación/Extrapolación Lineal:
Tolerancia = $\pm 0,001A$
- Método de la Norma Internacional IEC 60891:
Porcentaje de tolerancia para la irradiancia = $\pm 10\%$
Tolerancia para la temperatura = $\pm 1^{\circ}C$
- Método de Anderson:
Número de niveles para la irradiancia = 4
Número de niveles para la temperatura = 3
- Método de Blaesser:
Irradiancia para la curva de alta irradiancia = $950W/m^2$
Irradiancia para la curva de baja irradiancia = $850W/m^2$

⁹El Método de Interpolación/Extrapolación Lineal se trabajó de 2 maneras: calculando el valor de a a partir de los valores de irradiancia y a partir de los valores de temperatura.

Capítulo 8

Cálculos

8.1. Cálculo de la incertidumbre

Para el cálculo de la incertidumbre se ha realizado la *Distribución de Gauss* de los errores porcentuales (cuyo valor absoluto resulta en el error relativo) de cada medición. Estos errores porcentuales se han dividido en intervalos y para el ajuste mínimo cuadrático (el cual traza la mejor curva de Gauss para la distribución) se ha utilizado en las abscisas el centro de cada intervalo y en las ordenadas el número de eventos o número de errores porcentuales que pertenecen a determinado intervalo. Para hallar la incertidumbre se toma en cuenta el centro de la distribución, la desviación estándar y el ancho del intervalo.

El cálculo de la incertidumbre se realiza de la siguiente manera:

- El centro de la distribución de Gauss (C) indica el centro más probable del intervalo de valores que puede tomar el error porcentual.
- La desviación estándar (σ) sirve para establecer el nivel de confianza de encontrar el error relativo en determinado un rango. El nivel de confianza se relaciona con la desviación estándar de la siguiente manera:

Tabla 5: Nivel de confianza de acuerdo a la desviación estándar

Distancia	Nivel de confianza
σ	68,0%
2σ	95,0%
3σ	99,7%

- El intervalo (i) de valores de los errores porcentuales servirá para calcular los límites de este rango, por ejemplo: para un nivel de confianza del 68 % el centro del intervalo de valores de los errores relativos se encuentra entre $(C - \sigma)$ y $(C + \sigma)$; pero los límites mínimo y máximo de dicho rango son $(C - \sigma - i/2)$ y $(C + \sigma + i/2)$, respectivamente.
- Finalmente, para obtener la incertidumbre (Δ) se utiliza el peor de los casos, es decir, aquel valor que resulte en el error porcentual (positivo) más elevado, esto se calcula aplicando adecuadamente 2 veces la desigualdad triangular para el límite mínimo o máximo:

$$\Delta = |C + (\pm\sigma) + (\pm i/2)| \leq |C| + |\sigma| + |i/2|$$

En las siguientes secciones se muestra la distribución de Gauss para el error porcentual resultante de comparar los puntos principales (I_{sc} , V_{oc} , P_{mx} , I_{pmx} y V_{pmx}) de 92 curvas I - V medidas con sus respectivas curvas I - V calculadas para las mismas condiciones de G y T de las primeras.

8.1.1. Distribución de Gauss para el cálculo de I_{sc}

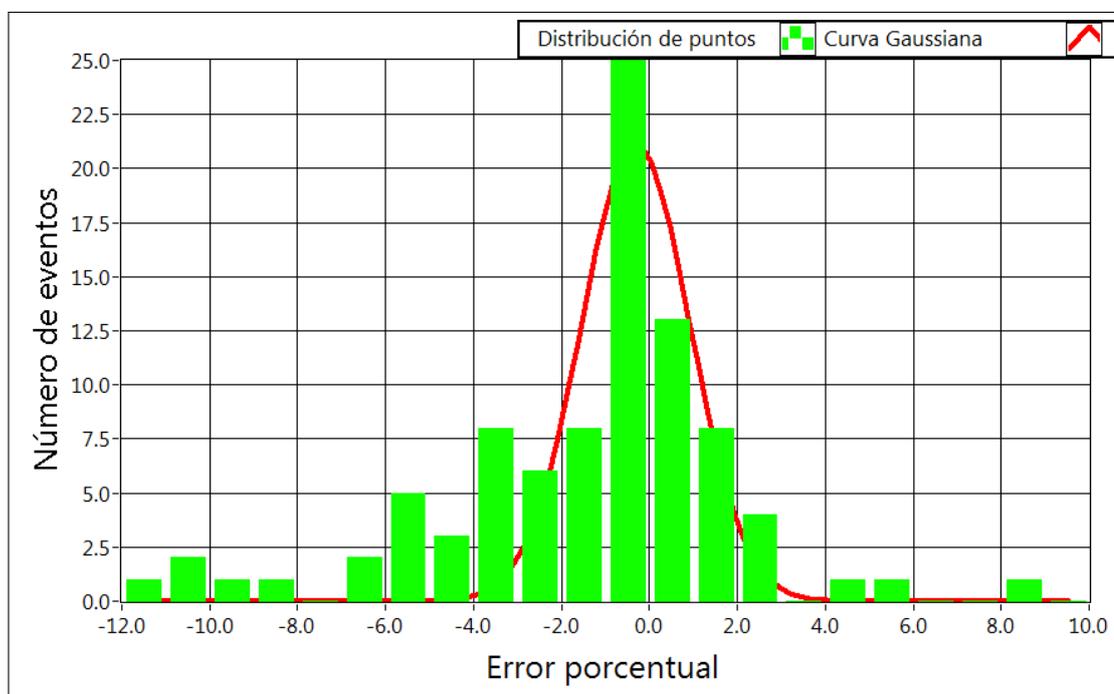


Figura 30: Cálculo de I_{sc} por el Método de Interpolación/Extrapolación Lineal con $a = a(G)$

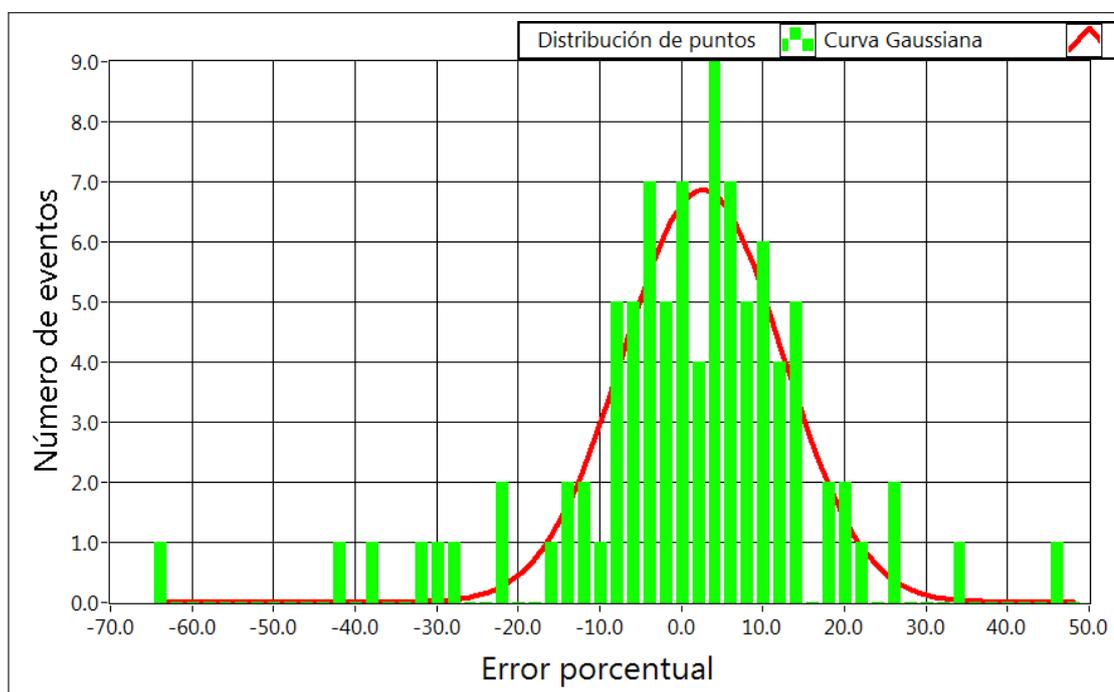


Figura 31: Cálculo de I_{sc} por el Método de Interpolación/Extrapolación Lineal con $a = a(T)$

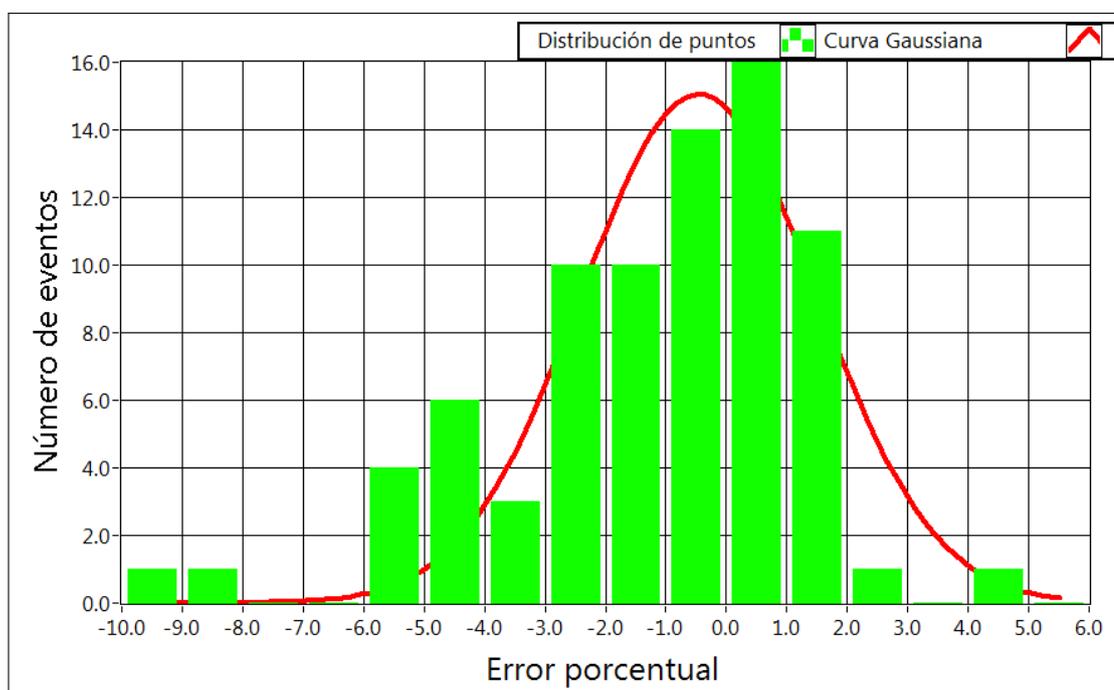


Figura 32: Cálculo de I_{sc} por el Método de la Norma Internacional IEC 60891

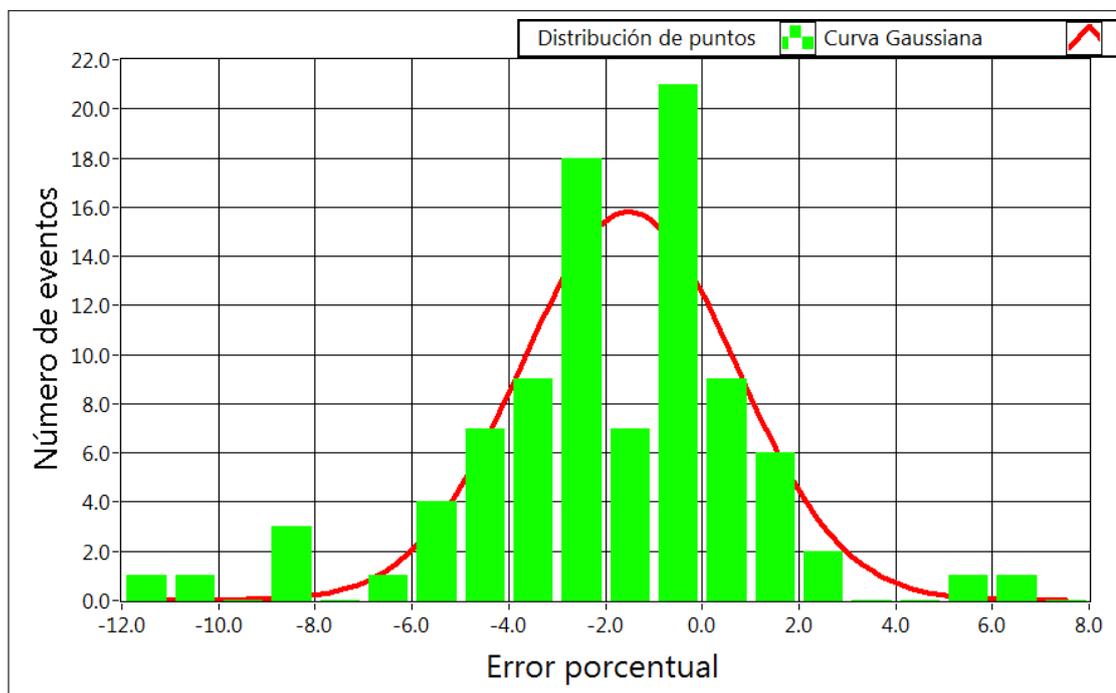


Figura 33: Cálculo de I_{sc} por el Método de Anderson

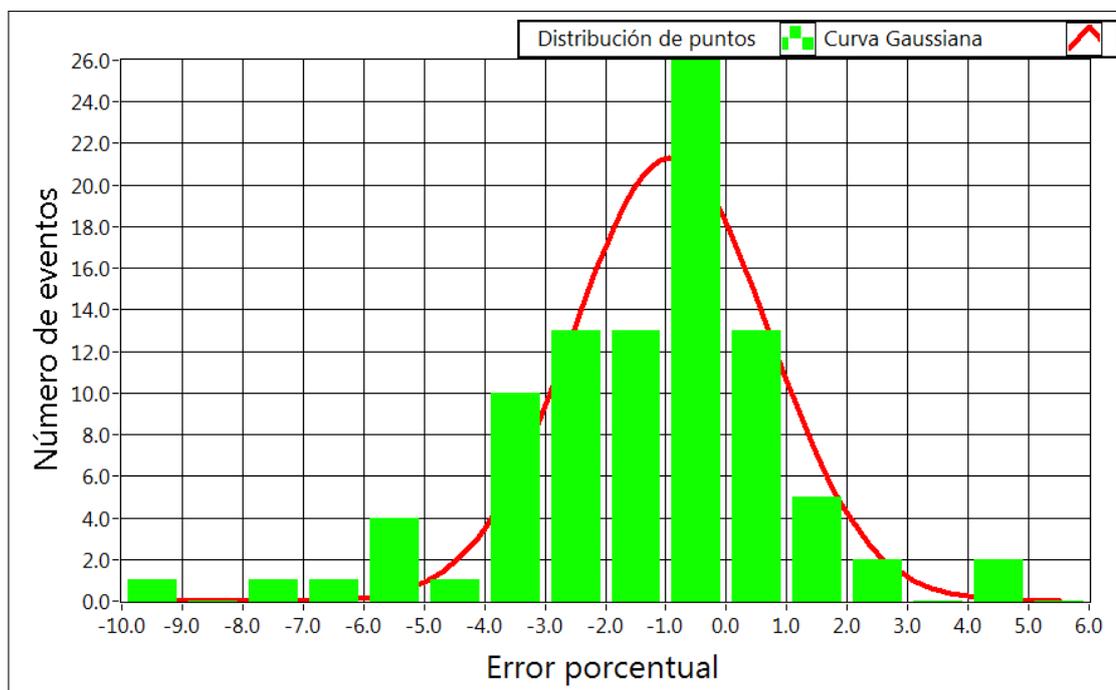


Figura 34: Cálculo de I_{sc} por el Método de Blaesser

8.1.2. Distribución de Gauss para el cálculo de V_{oc}

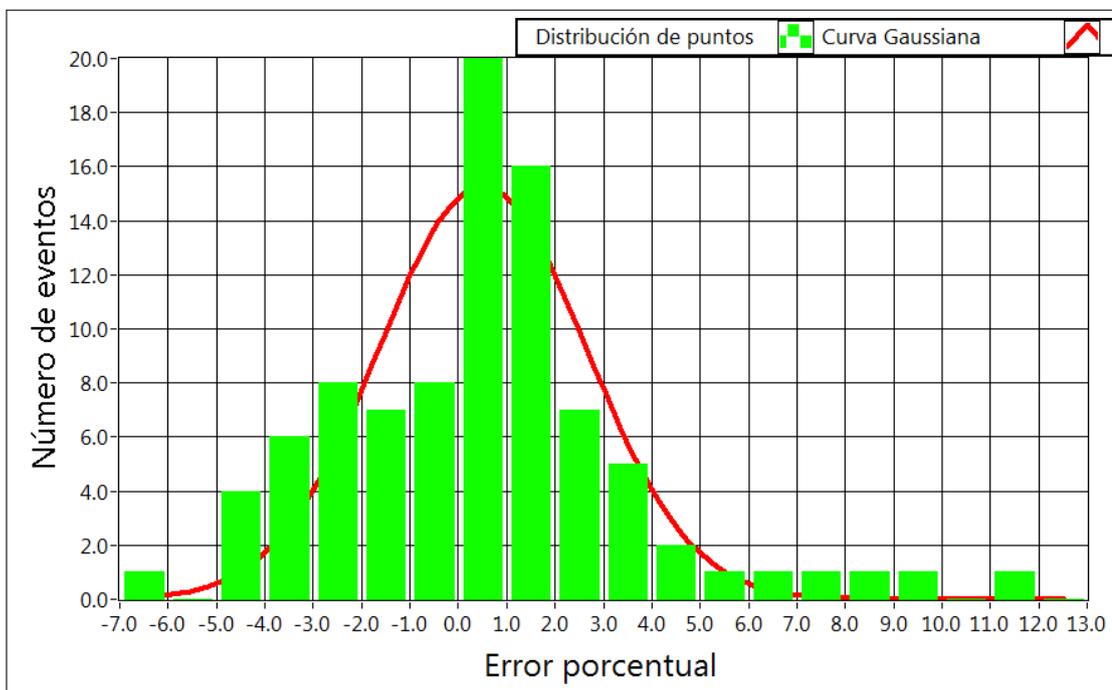


Figura 35: Cálculo de V_{oc} por el Método de Interpolación/Extrapolación Lineal con $a = a(G)$

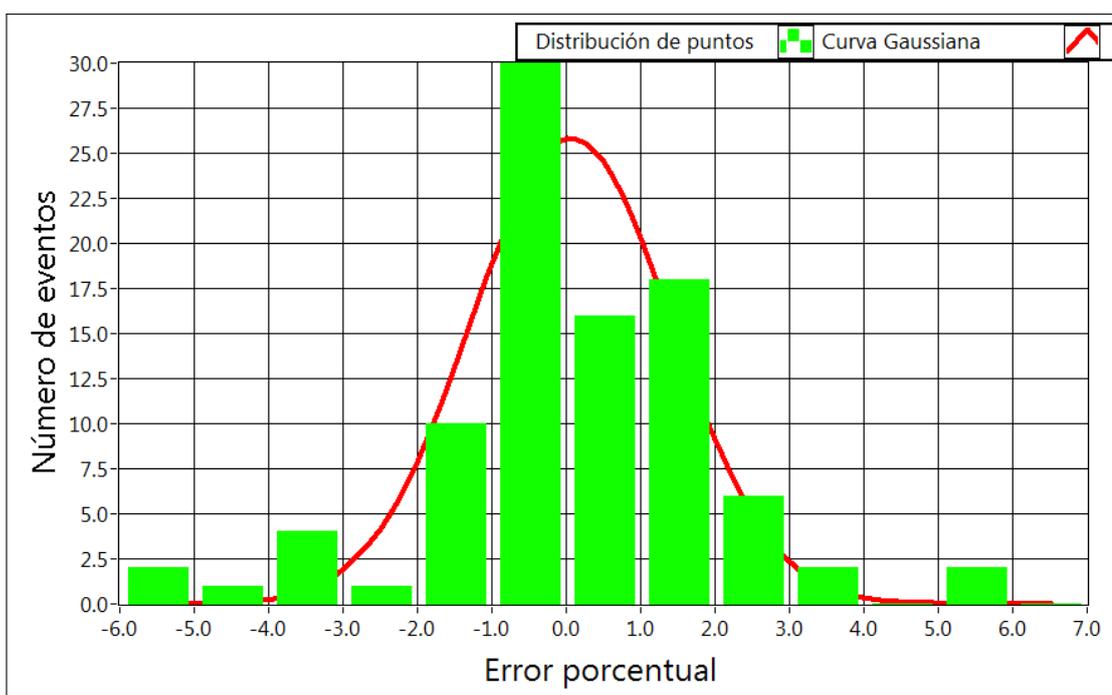


Figura 36: Cálculo de V_{oc} por el Método de Interpolación/Extrapolación Lineal con $a = a(T)$

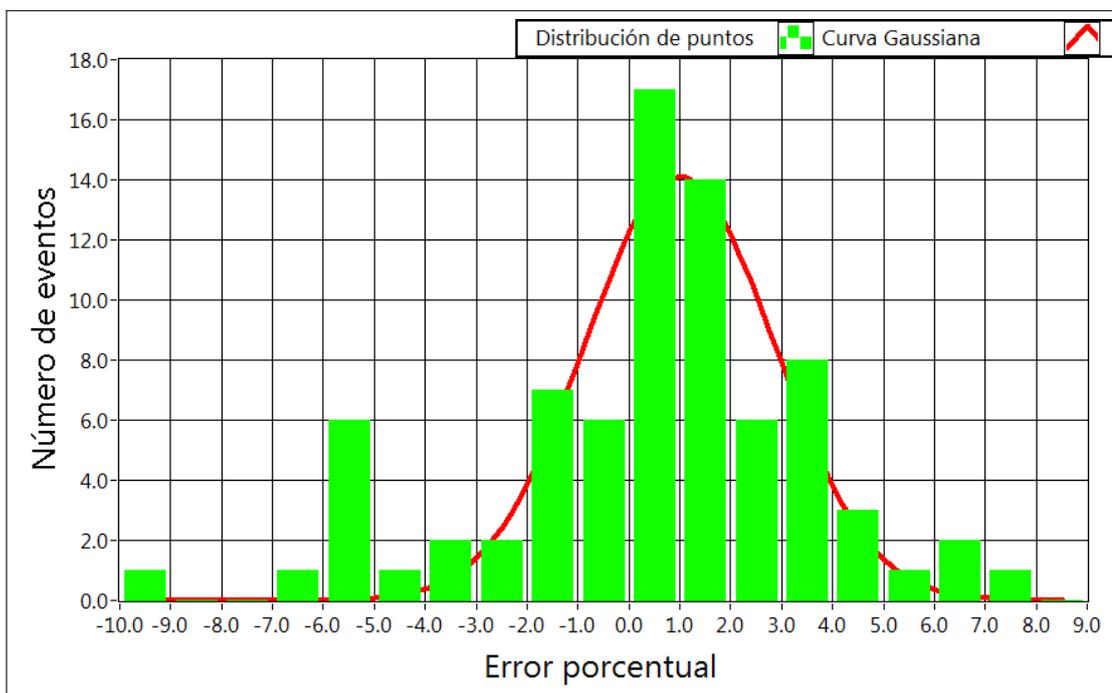


Figura 37: Cálculo de V_{oc} por el Método de la Norma Internacional IEC 60891

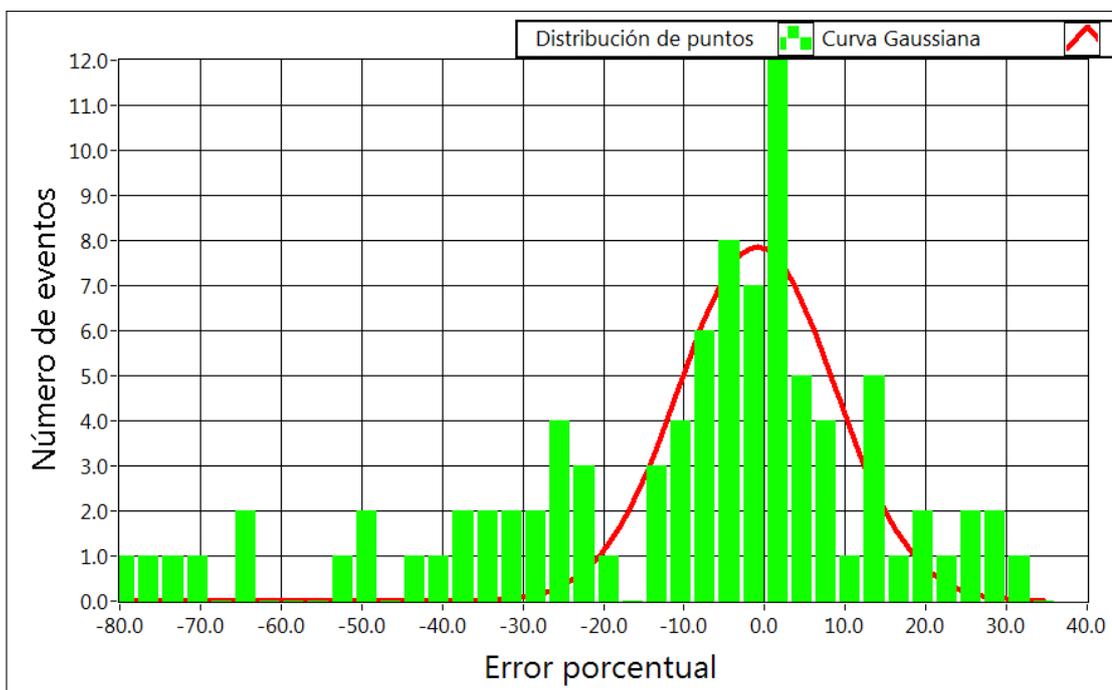


Figura 38: Cálculo de V_{oc} por el Método de Anderson

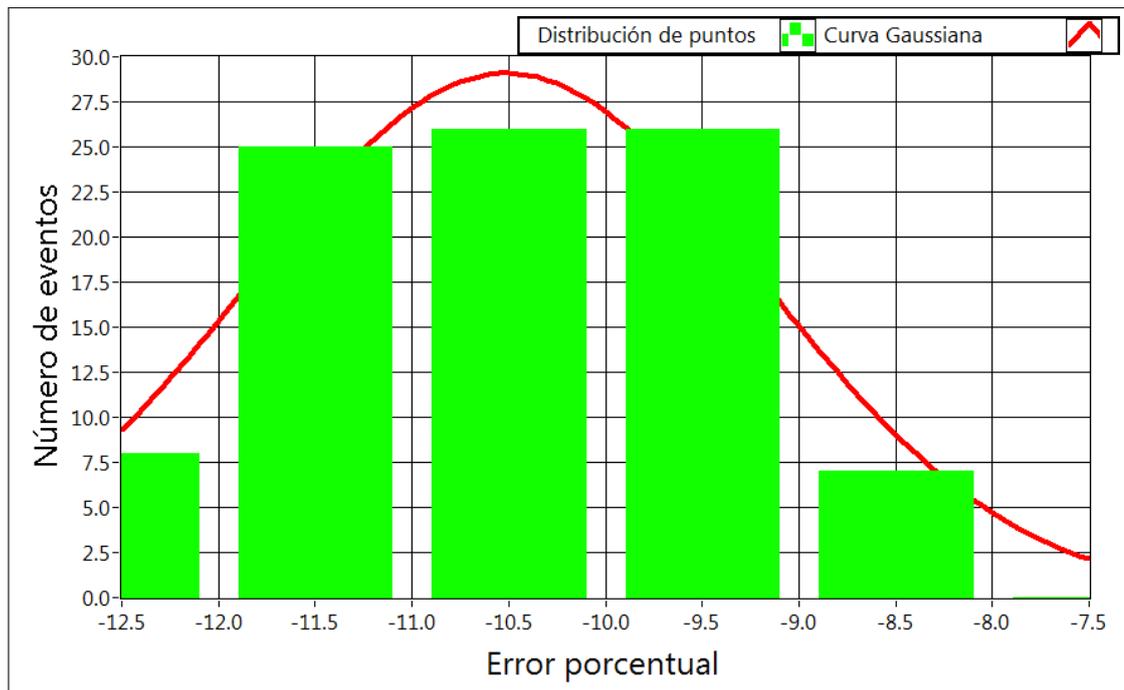


Figura 39: Cálculo de V_{oc} por el Método de Blaesser

8.1.3. Distribución de Gauss para el cálculo de P_{mx}

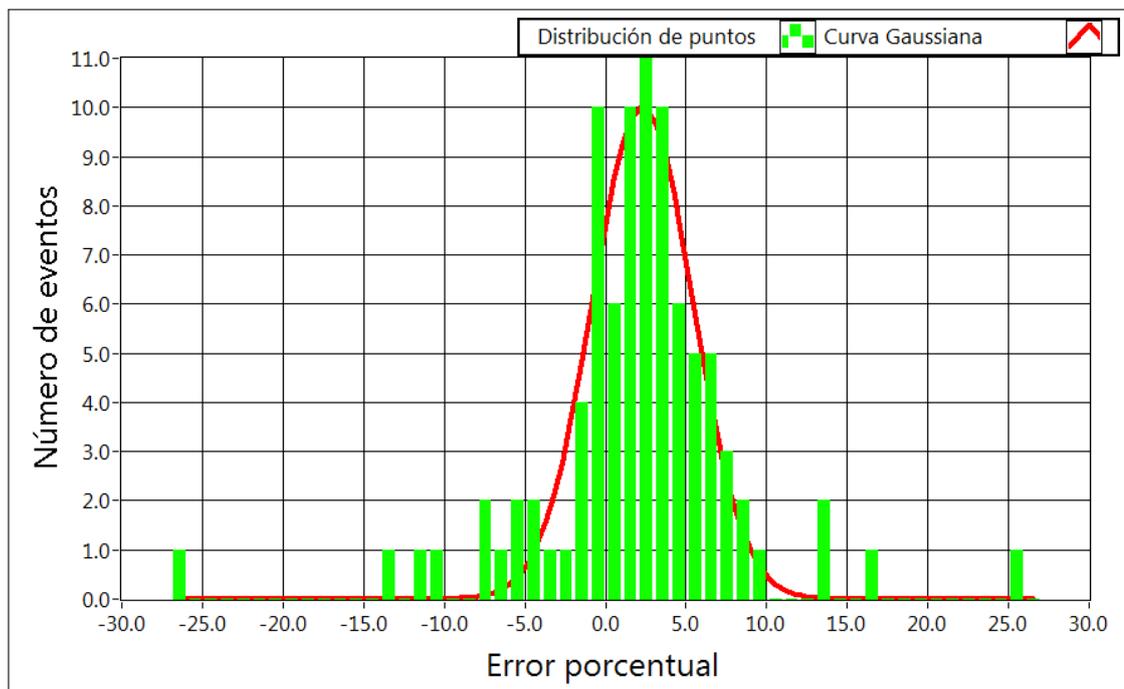


Figura 40: Cálculo de P_{mx} por el Método de Interpolación/Extrapolación Lineal con $a = a(G)$

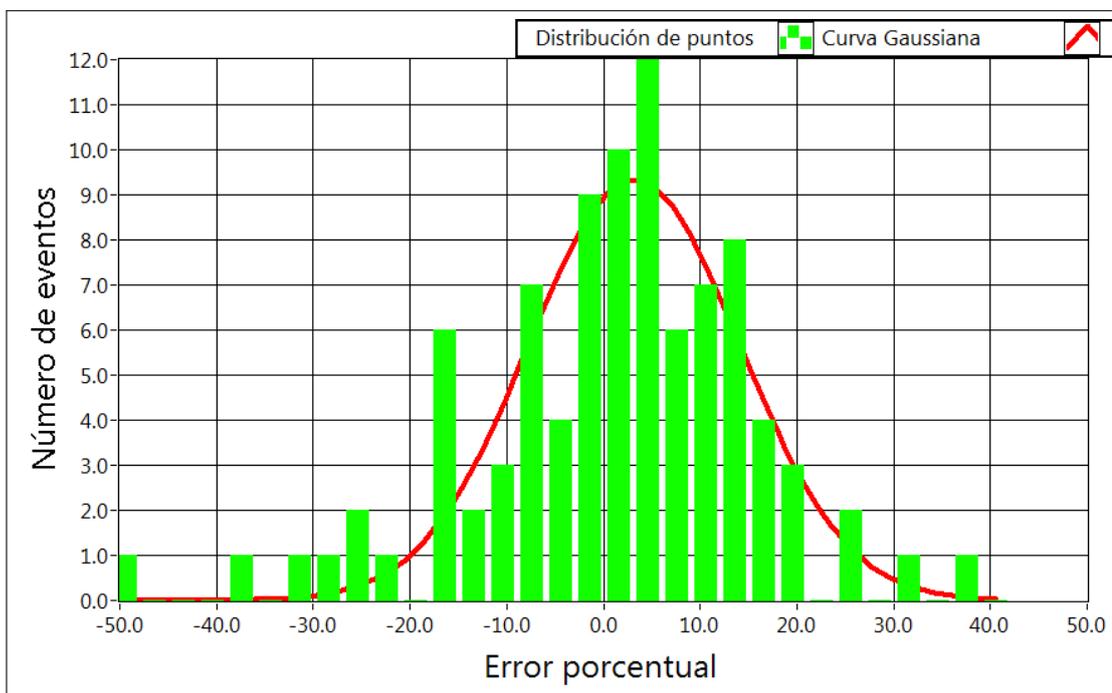


Figura 41: Cálculo de P_{mx} por el Método de Interpolación/Extrapolación Lineal con $a = a(T)$

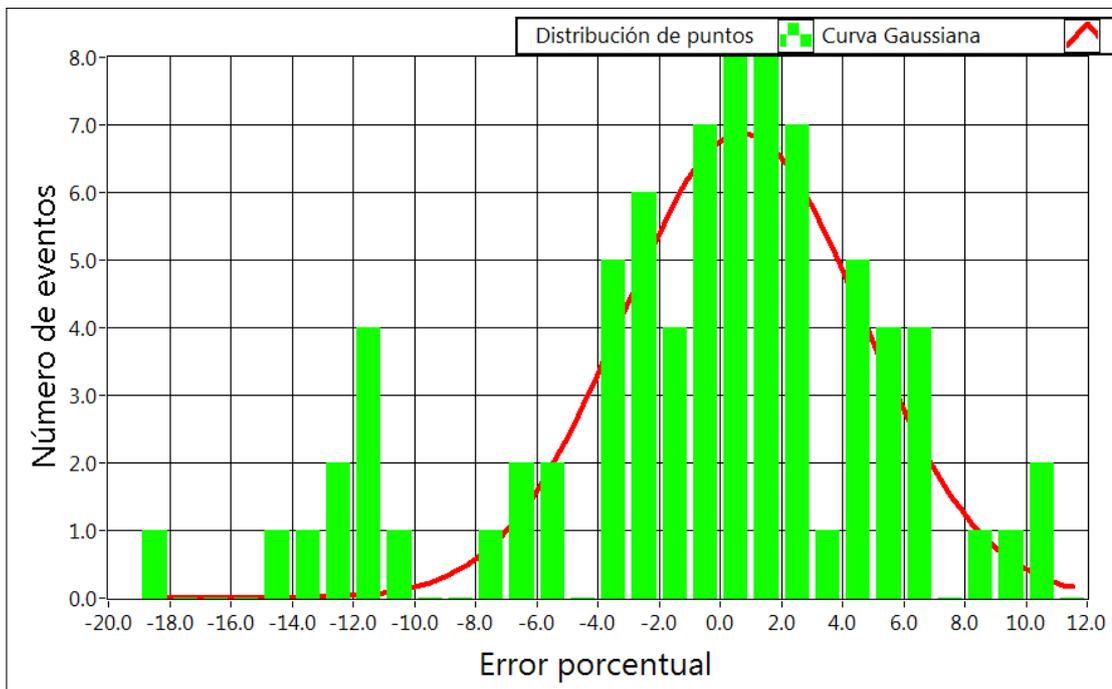


Figura 42: Cálculo de P_{mx} por el Método de la Norma Internacional IEC 60891

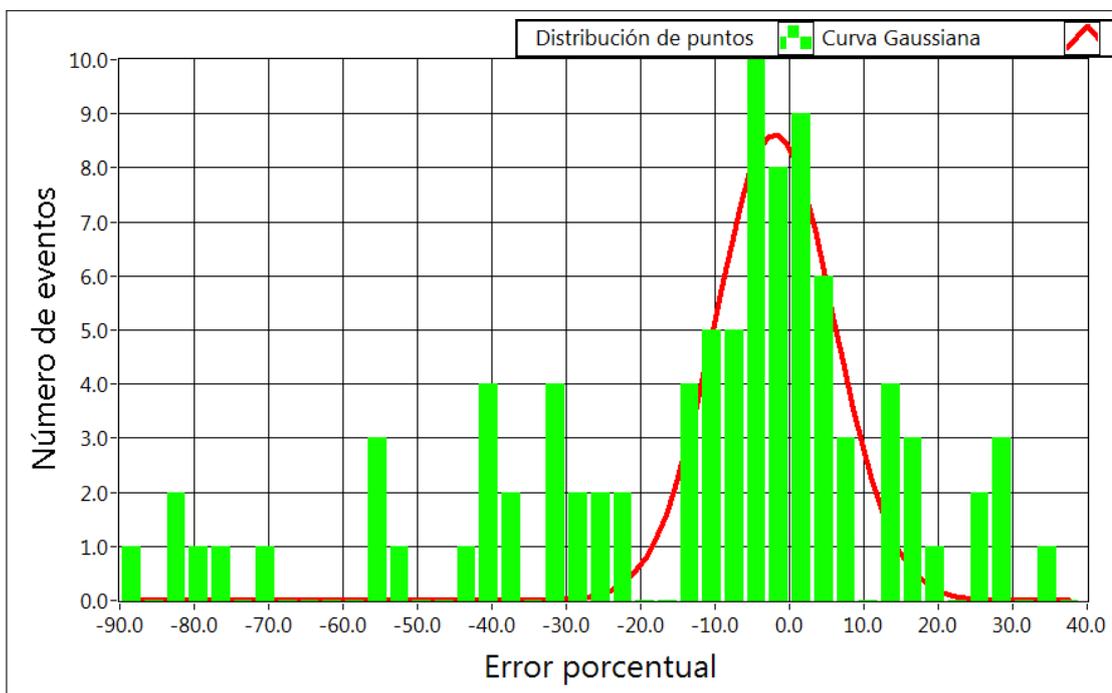


Figura 43: Cálculo de P_{mx} por el Método de Anderson

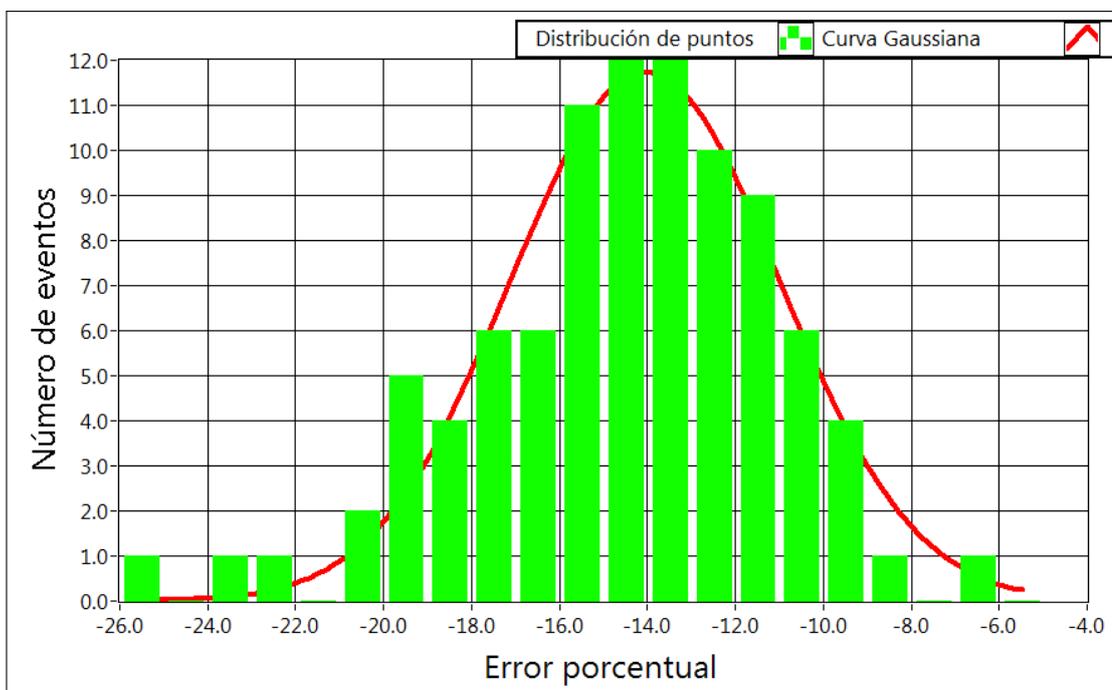


Figura 44: Cálculo de P_{mx} por el Método de Blaesser

8.1.4. Distribución de Gauss para el cálculo de I_{pmx}

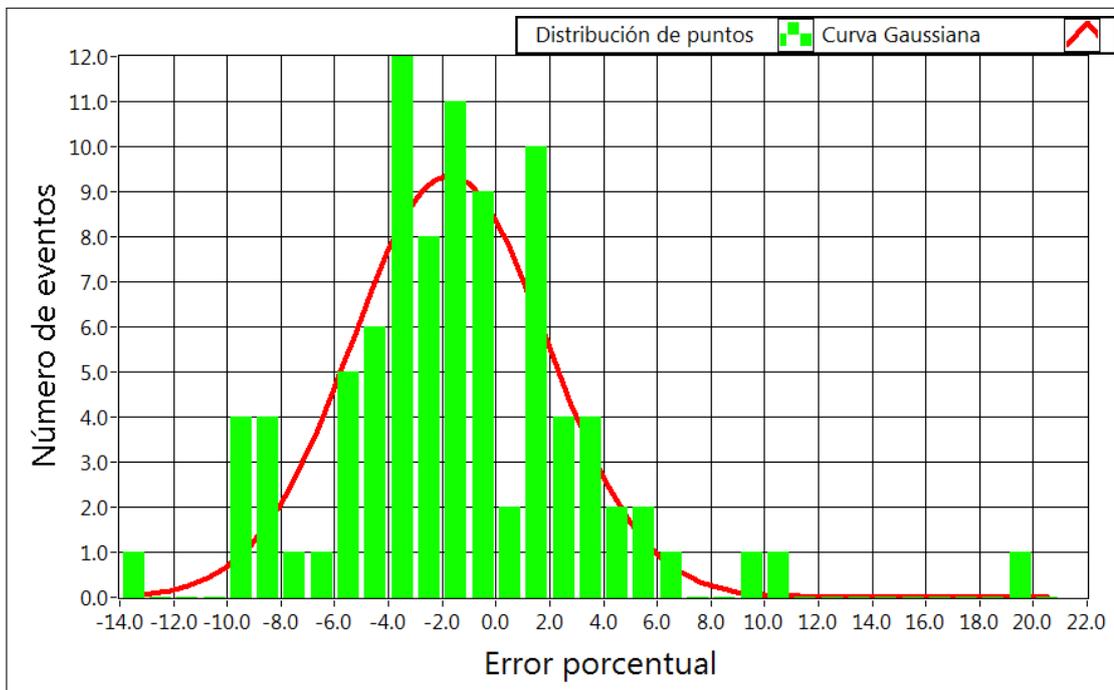


Figura 45: Cálculo de I_{pmx} por el Método de Interpolación/Extrapolación Lineal con $a = a(G)$

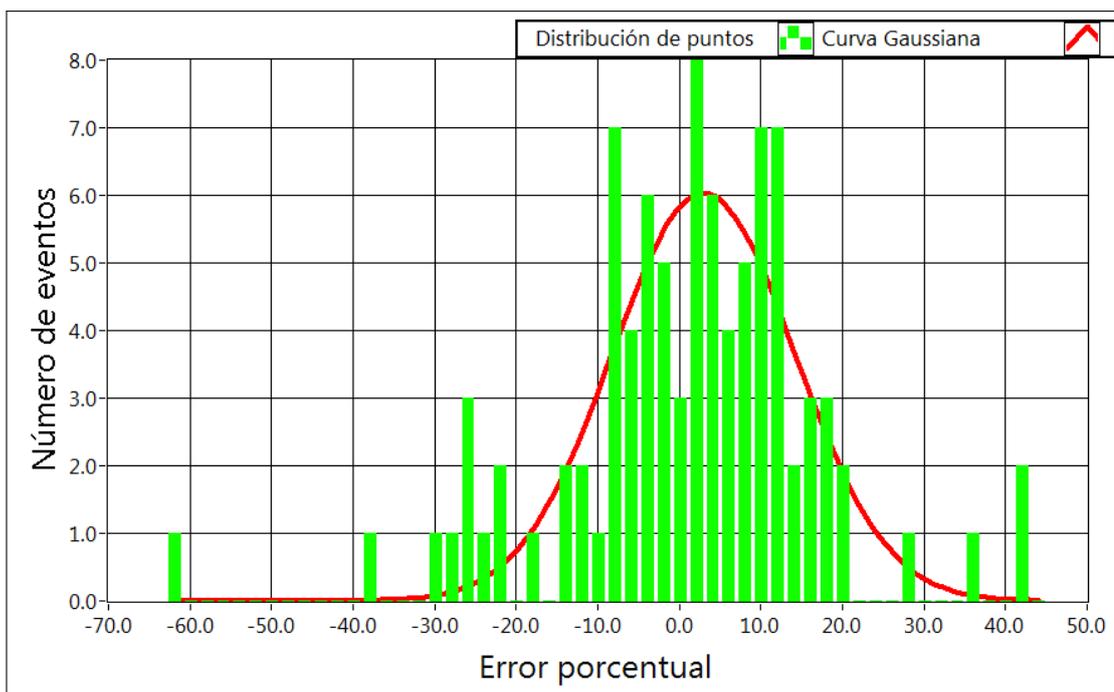


Figura 46: Cálculo de I_{pmx} por el Método de Interpolación/Extrapolación Lineal con $a = a(T)$

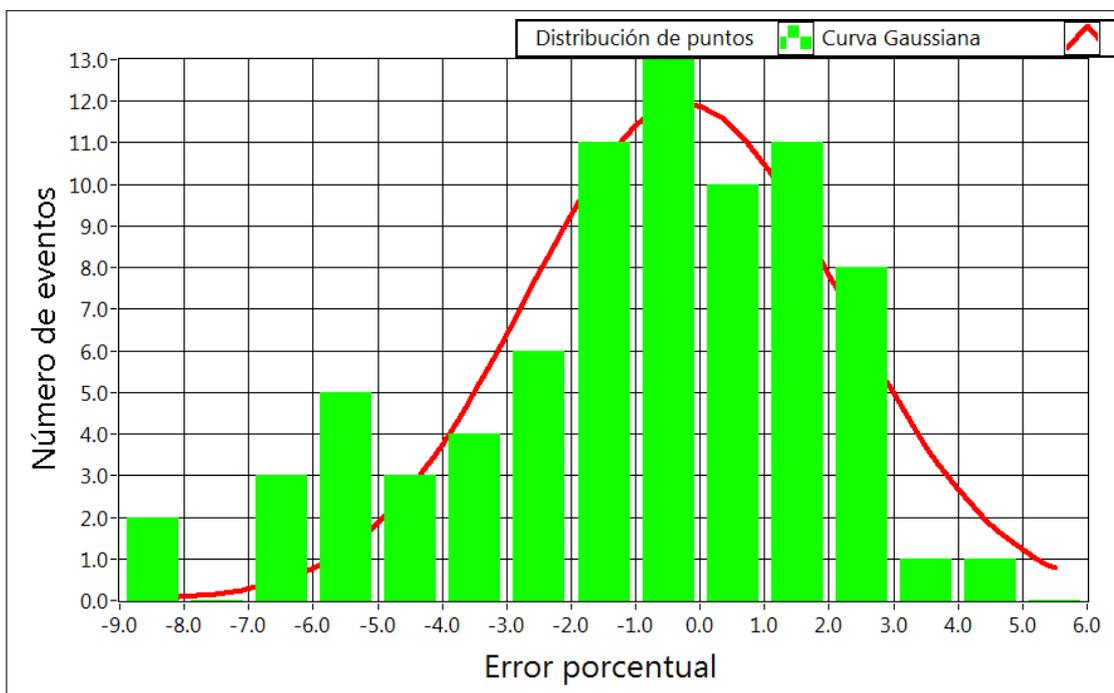


Figura 47: Cálculo de I_{pmx} por el Método de la Norma Internacional IEC 60891

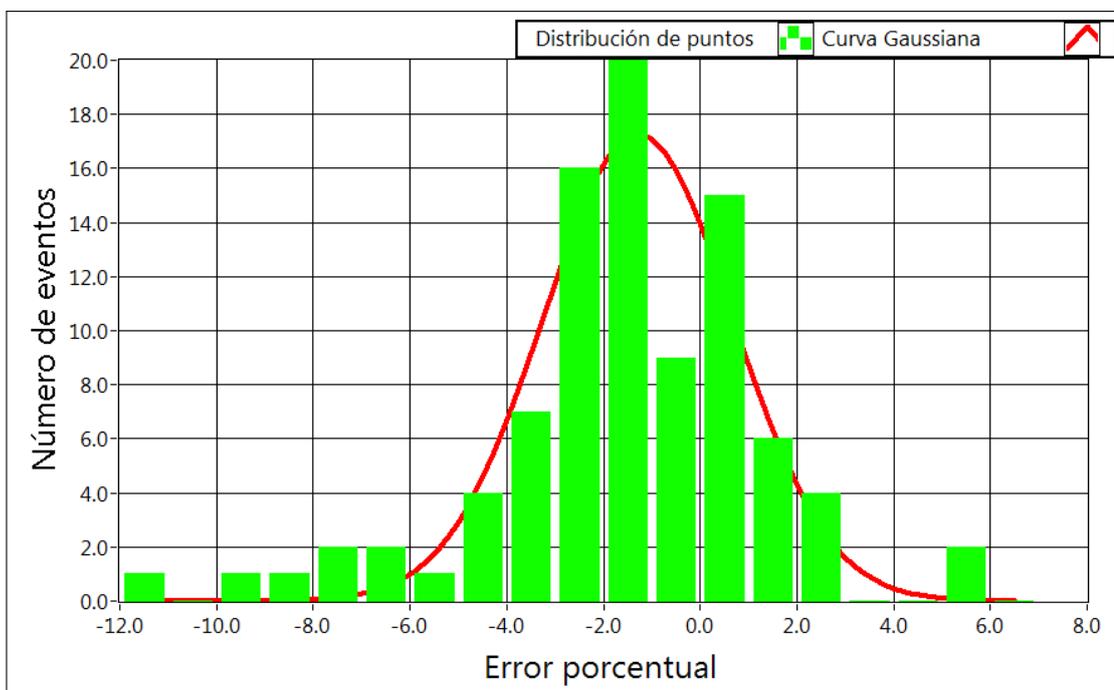


Figura 48: Cálculo de I_{pmx} por el Método de Anderson

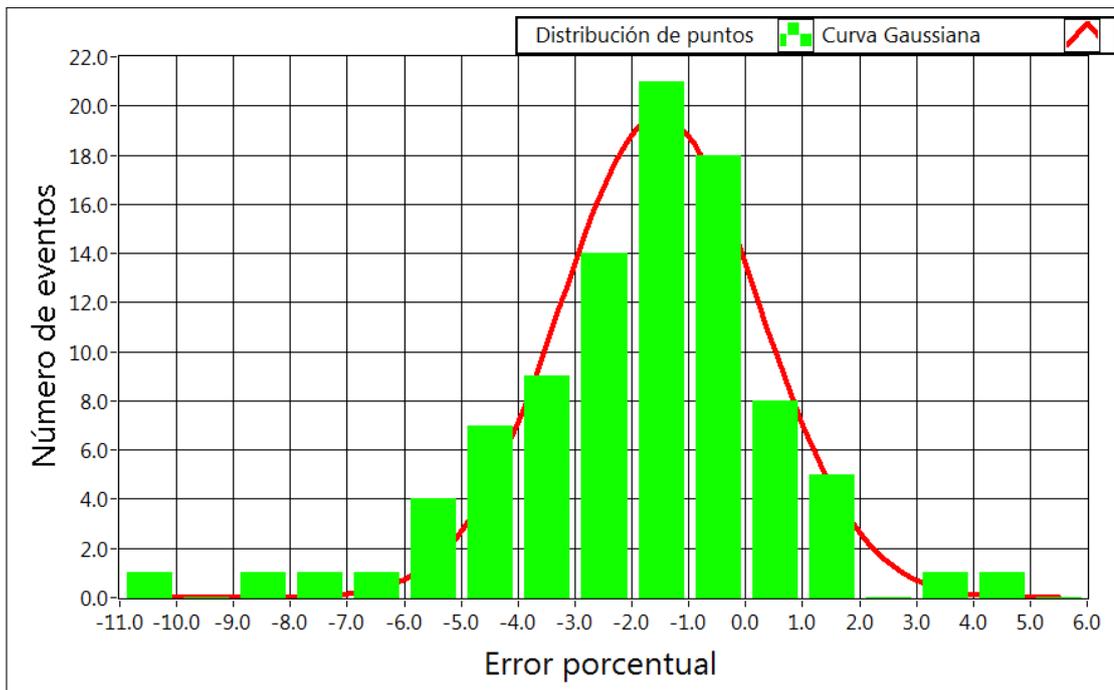


Figura 49: Cálculo de I_{pmx} por el Método de Blaesser

8.1.5. Distribución de Gauss para el cálculo de V_{pmx}

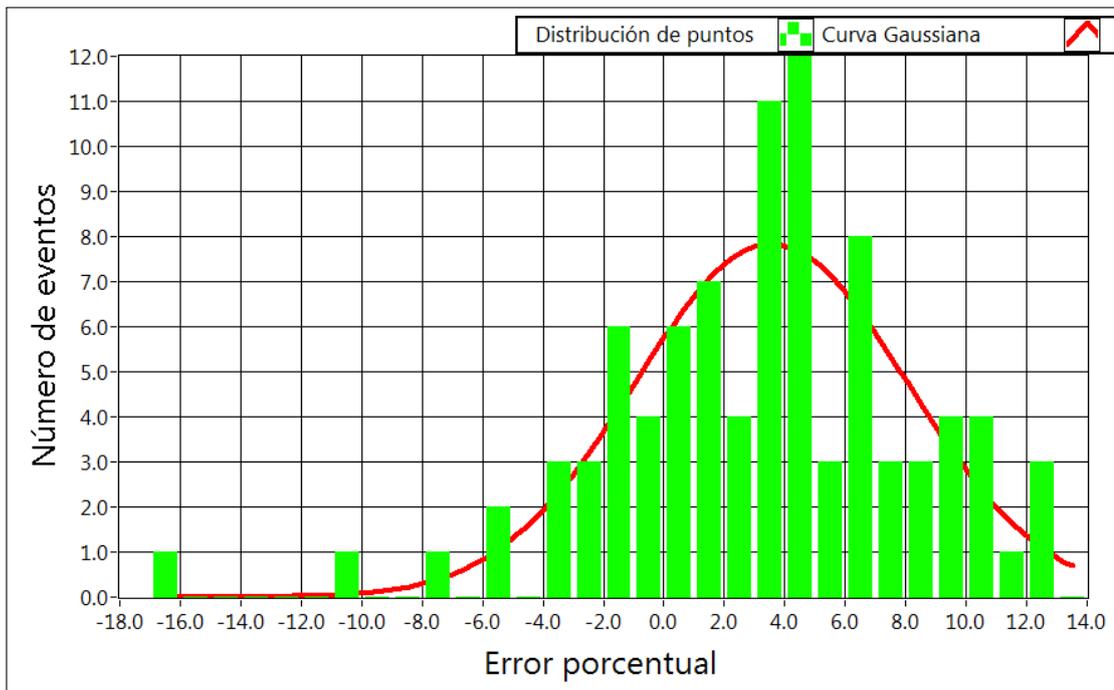


Figura 50: Cálculo de V_{pmx} por el Método de Interpolación/Extrapolación Lineal con $a = a(G)$

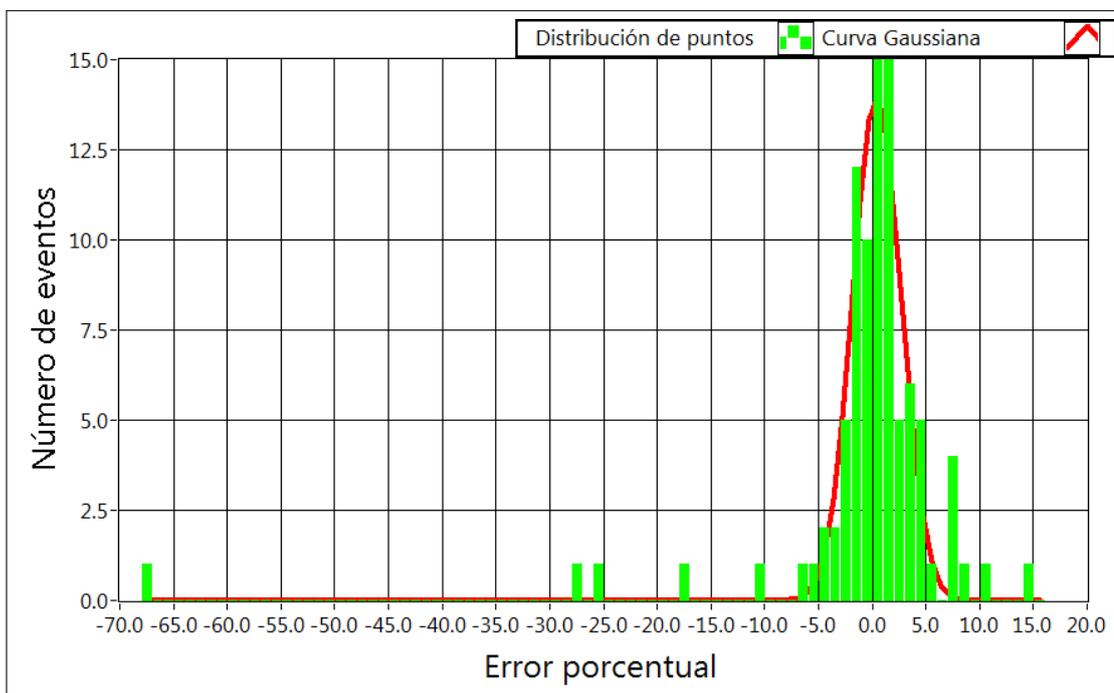


Figura 51: Cálculo de V_{pmx} por el Método de Interpolación/Extrapolación Lineal con $a = a(T)$

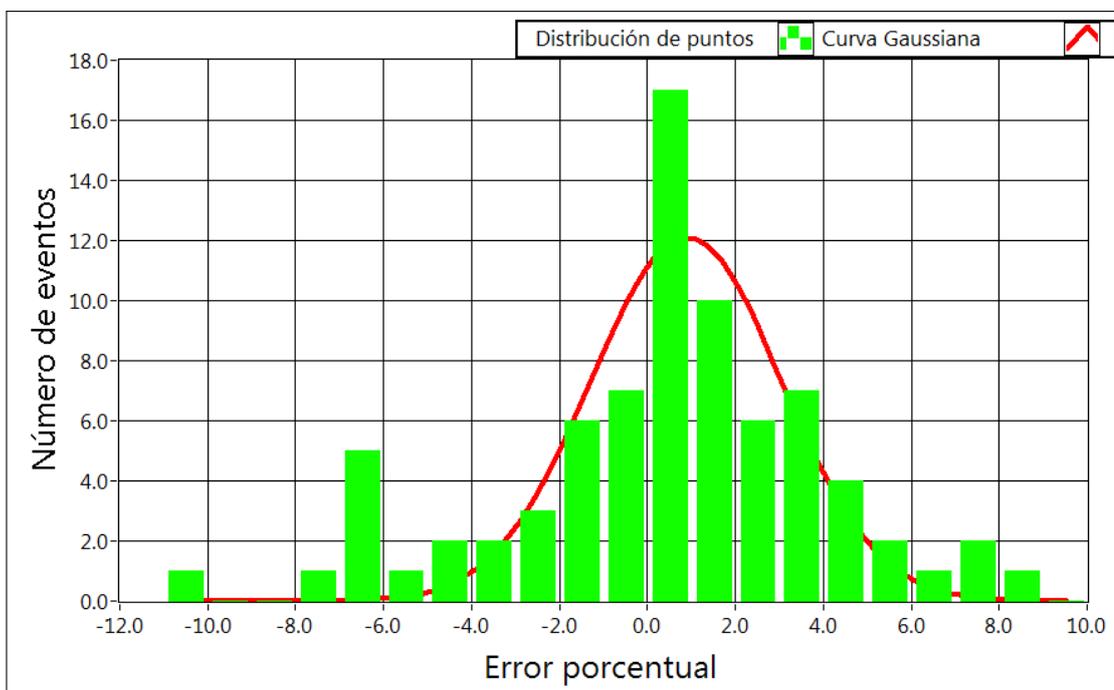


Figura 52: Cálculo de V_{pmx} por el Método de la Norma Internacional IEC 60891

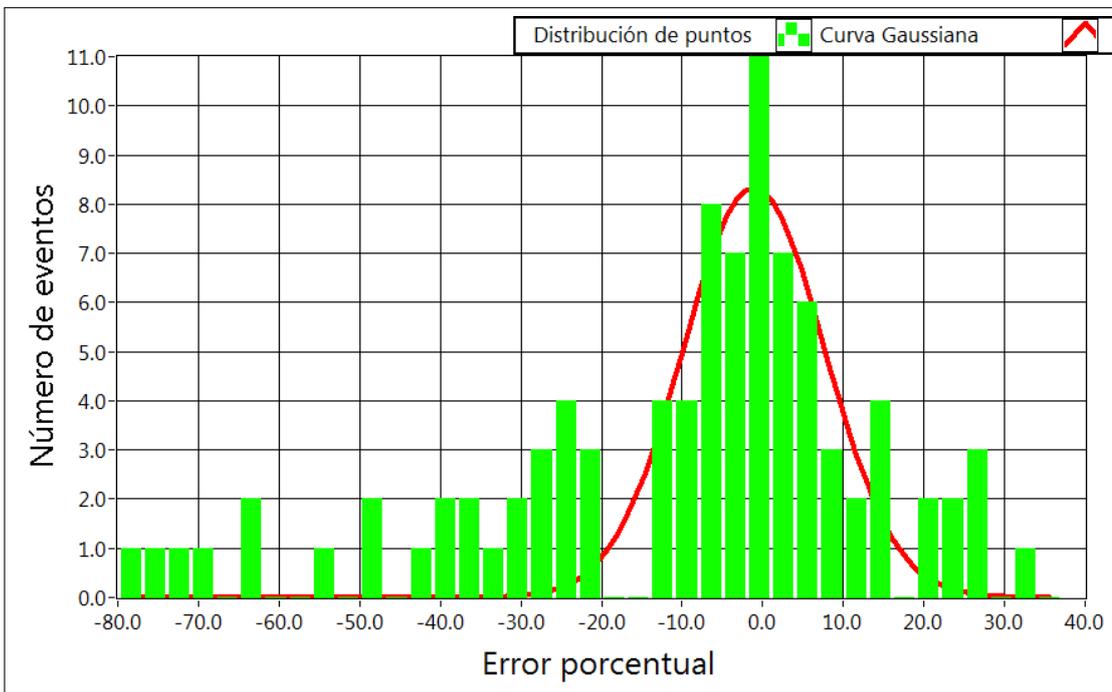


Figura 53: Cálculo de V_{pmx} por el Método de Anderson

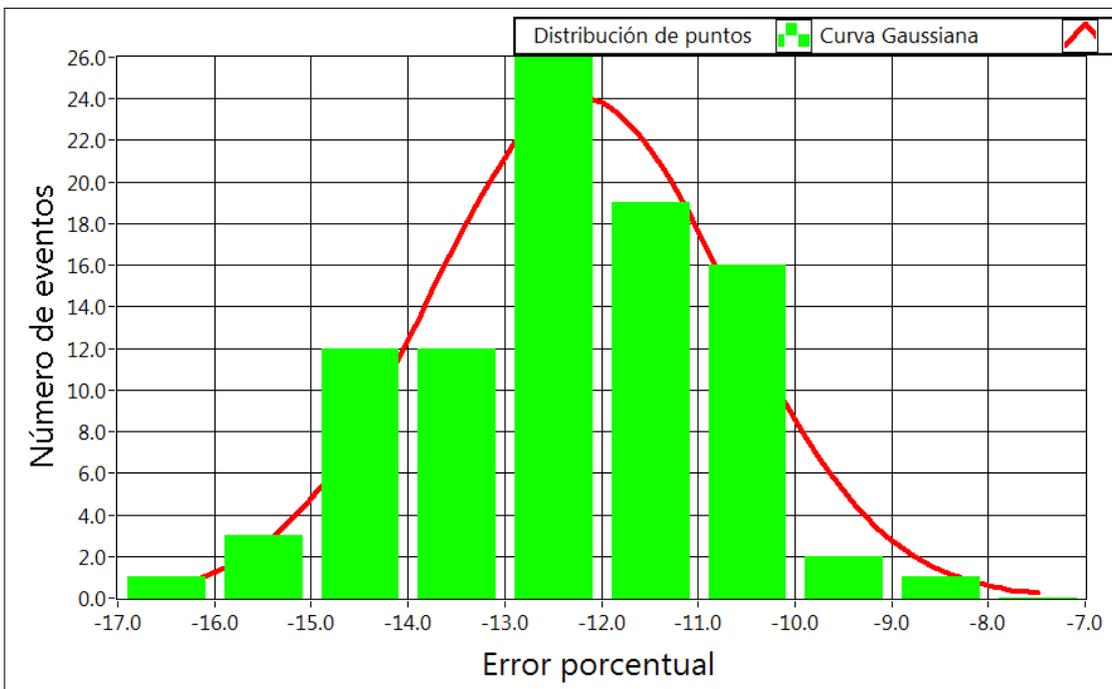


Figura 54: Cálculo de V_{pmx} por el Método de Blaesser

8.1.6. Incertidumbre

En esta sección, a partir de los valores del centro, desviación estándar e intervalo de cada distribución de Gauss se calcula la incertidumbre de cada medición siguiendo el procedimiento explicado en la sección 8.1.

Tabla 6: Distribución de Gauss para el error porcentual

	Método	Centro	Desviación	Intervalo
I_{sc}	Int/Ext Lineal (G)	-0,31 %	1,24 %	1,00 %
	Int/Ext Lineal (T)	2,64 %	9,72 %	2,00 %
	IEC 60891	-0,46 %	1,95 %	1,00 %
	Anderson	-1,52 %	2,21 %	1,00 %
	Blaesser	-0,92 %	1,62 %	1,00 %
V_{oc}	Int/Ext Lineal (G)	0,50 %	2,15 %	1,00 %
	Int/Ext Lineal (T)	0,06 %	1,34 %	1,00 %
	IEC 60891	1,00 %	1,86 %	1,00 %
	Anderson	-0,95 %	9,63 %	1,50 %
	Blaesser	-10,50 %	1,23 %	0,50 %
P_{mx}	Int/Ext Lineal (G)	2,30 %	3,12 %	1,00 %
	Int/Ext Lineal (T)	3,18 %	10,97 %	3,00 %
	IEC 60891	0,73 %	3,92 %	1,00 %
	Anderson	-1,99 %	7,93 %	3,00 %
	Blaesser	-14,05 %	3,06 %	1,00 %
I_{pmx}	Int/Ext Lineal (G)	-1,73 %	3,62 %	2,00 %
	Int/Ext Lineal (T)	2,98 %	11,21 %	3,00 %
	IEC 60891	-0,26 %	2,46 %	1,00 %
	Anderson	-1,28 %	1,97 %	1,00 %
	Blaesser	-1,51 %	1,75 %	1,00 %
V_{pmx}	Int/Ext Lineal (G)	3,55 %	4,50 %	1,00 %
	Int/Ext Lineal (T)	0,44 %	2,25 %	1,00 %
	IEC 60891	0,88 %	2,17 %	1,00 %
	Anderson	-1,09 %	8,75 %	3,00 %
	Blaesser	-12,22 %	1,55 %	1,00 %

Tabla 7: Incertidumbre en el cálculo de los puntos principales de una curva $I-V$

	Método	Nivel de confianza		
		68 %	95 %	99,7 %
Incertidumbre de I_{sc}	Int/Ext Lineal (G)	2,05 %	3,29 %	4,52 %
	Int/Ext Lineal (T)	13,36 %	23,08 %	32,80 %
	IEC 60891	2,91 %	4,86 %	6,81 %
	Anderson	4,23 %	6,44 %	8,66 %
	Blaesser	3,04 %	4,66 %	6,28 %
Incertidumbre de V_{oc}	Int/Ext Lineal (G)	3,15 %	5,30 %	7,45 %
	Int/Ext Lineal (T)	1,91 %	3,25 %	4,59 %
	IEC 60891	3,36 %	5,22 %	7,08 %
	Anderson	11,33 %	20,97 %	30,60 %
	Blaesser	11,98 %	13,21 %	14,43 %
Incertidumbre de P_{mx}	Int/Ext Lineal (G)	5,92 %	9,04 %	12,16 %
	Int/Ext Lineal (T)	15,64 %	26,61 %	37,58 %
	IEC 60891	5,15 %	9,07 %	12,99 %
	Anderson	11,41 %	19,34 %	27,26 %
	Blaesser	17,61 %	20,66 %	23,72 %
Incertidumbre de I_{pmx}	Int/Ext Lineal (G)	6,35 %	9,97 %	13,59 %
	Int/Ext Lineal (T)	15,69 %	26,90 %	38,11 %
	IEC 60891	3,21 %	5,67 %	8,13 %
	Anderson	3,75 %	5,72 %	7,69 %
	Blaesser	3,76 %	5,51 %	7,27 %
Incertidumbre de V_{pmx}	Int/Ext Lineal (G)	8,56 %	13,06 %	17,57 %
	Int/Ext Lineal (T)	3,19 %	5,44 %	7,69 %
	IEC 60891	3,55 %	5,72 %	7,89 %
	Anderson	11,34 %	20,09 %	28,85 %
	Blaesser	14,27 %	15,82 %	17,37 %

8.2. Traslación de la curva I - V

La traslación de una curva I - V a partir de condiciones reales de medición a condiciones estándar de medida se realizó utilizando el Método de Blaesser, debido a que este es el único (de los métodos implementados) cuyas condiciones de operación permite realizar dicho cálculo.

Tabla 8: Comparación entre los Valores Nominales y Calculados

Punto	Valor Nominal	$VN \pm 5\%^1$	Valor Calculado	$VC \pm \Delta VC^2$	% ER
I_{sc}	3,33 A	3,16 - 3,50 A	3,87 A	3,63 - 4,11 A	16,22 %
V_{oc}	21,92 V	20,82 - 23,02 V	23,95 V	20,49 - 27,41 V	9,26 %
P_{mx}	55,00 W	52,25 - 57,75 W	69,84 W	53,27 - 86,41 W	26,98 %
I_{pmx}	3,11 A	2,95 - 3,27 A	3,57 A	3,31 - 3,83 A	14,79 %
V_{pmx}	17,64 V	16,76 - 18,52 V	19,59 V	16,19 - 22,99 V	11,05 %

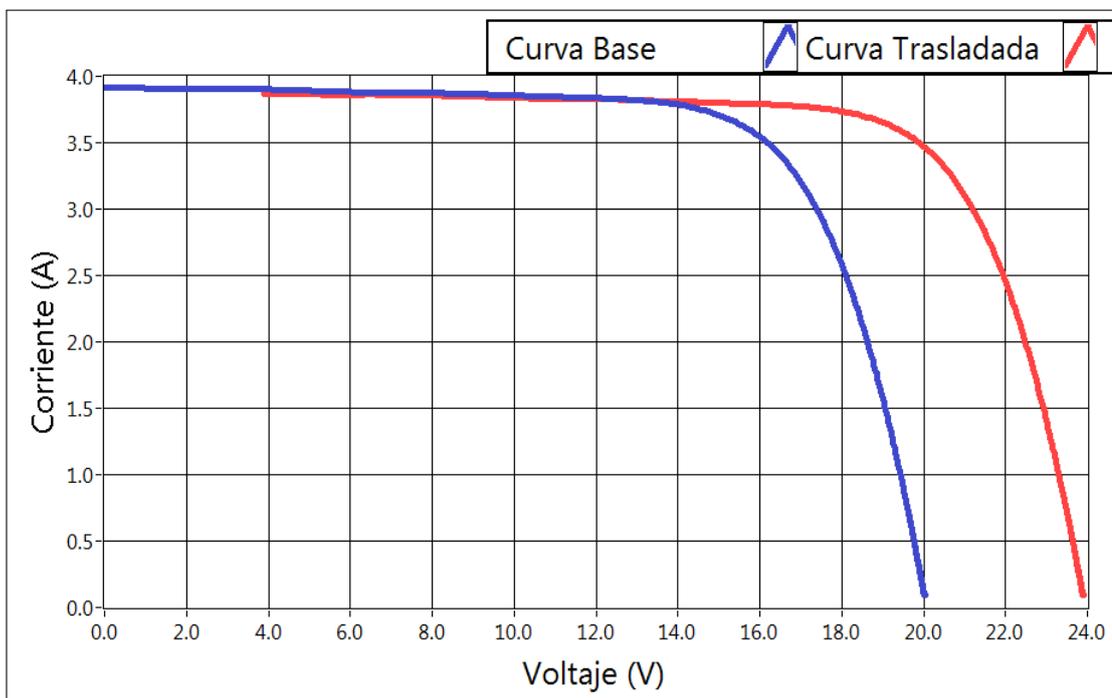


Figura 55: Gráfica de la Curva Base y la Curva Traslada por el Método de Blaesser

¹La incertidumbre en la medición indicada por el fabricante es del 5 %

²Se utilizaron los valores de incertidumbre de mayor confianza de la tabla 7

Capítulo 9

Resultados

Para determinar el método de traslación que ofrece la menor incertidumbre se utilizará un sistema de puntuación basado en el orden de mérito que posee la incertidumbre (en el mayor nivel de confianza) de cada método de traslación al calcular determinado punto principal de la curva I - V , por lo tanto, el método con la menor puntaje será aquel que presente la menor incertidumbre.

Tabla 8: Puntuación de los Métodos de Traslación

Método	I_{sc}	V_{oc}	P_{mx}	I_{pmx}	V_{pmx}	Puntos
Int./Ext. Lineal ($a = a_{(G)}$)	1	3	1	4	4	13
Int./Ext. Lineal ($a = a_{(T)}$)	5	1	5	5	1	17
IEC 60891	3	2	2	3	2	12
Anderson	4	5	4	2	5	20
Blaesser	2	4	3	1	3	13

De acuerdo a la tabla anterior se observa que el mejor método de traslación (implementado en este trabajo) es el ofrecido por la norma internacional IEC 60891.

Capítulo 10

Método de Traslación Propuesto

En este capítulo se describirá el comienzo de un trabajo para la elaboración de un método de translación de curvas $I-V$ registradas bajo condiciones reales de medición a condiciones estándar de medida. Este método parte de conceptos sencillos y utiliza métodos recursivos para la solución de ecuaciones en las que no se puede despejar una variable con respecto a otra o cuya solución demandaría cálculos muy complejos.

Por el gran número de cálculos que utiliza el método propuesto, es evidente que es un método computacional, por lo cual desde su inicio fue pensado para ser implementado en un software (a diferencia de otros métodos de translación).

10.1. Descripción del método

El método propuesto consiste básicamente en 2 partes:

1. La determinación de los parámetros de un conjunto de curvas $I-V$ registradas bajo condiciones reales de medición. Estos parámetros son: la fotocorriente (I_f), la corriente de saturación inversa del diodo (I_s), el factor de idealidad del diodo (m), la resistencia en serie (R_s) y la resistencia en paralelo (R_p).
2. El estudio de la variación de los parámetros de la curva $I-V$ con respecto a la radiación (G) y/o temperatura (T) para luego, de acuerdo a las condiciones deseadas de G y T , poder ser utilizados en la ecuación 1 que se repite aquí:

$$I = I_f - I_s \left[\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{mKT} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V + IR_s}{R_p} \right) \quad (43)$$

Donde:

q : Carga del electrón igual a $1,6021 \times 10^{-19}C$

m : Factor de idealidad del diodo, entre 1 y 2.

K : Constante de Boltzman igual a $1,38 \times 10^{-23}J/K$.

T : Temperatura en K

I_f : Corriente fotogenerada

I_s : Corriente inversa de saturación del diodo

R_s : Resistencia en serie

R_p : Resistencia en paralelo

10.2. Procedimiento de cálculo

Para entender el procedimiento de cálculo primero se debe observar que la ecuación 43 es una en la que no se puede despejar el valor de la corriente (I) en función del voltaje (V); pero una ecuación similar a la anterior en la que no se consideran los efectos de R_s y R_p es tal que tenemos $I = f(V)$, dicha ecuación es:

$$I = I_f - I_s \left[\exp \left(\frac{qV}{mKT} \right) - 1 \right] \quad (44)$$

Por lo tanto, los cálculos consistirán en 3 partes:

1. Llevar la ecuación 43 a la forma de la ecuación 44.
2. Resolver la ecuación 44 para las nuevas condiciones de G y T .
3. Llevar la ecuación 44 nuevamente a la forma de la ecuación 43, para lo cual se debe considerar la variación de los parámetros de la curva $I-V$ con respecto a G y/o T .

El procedimiento anterior se resume en el siguiente diagrama:

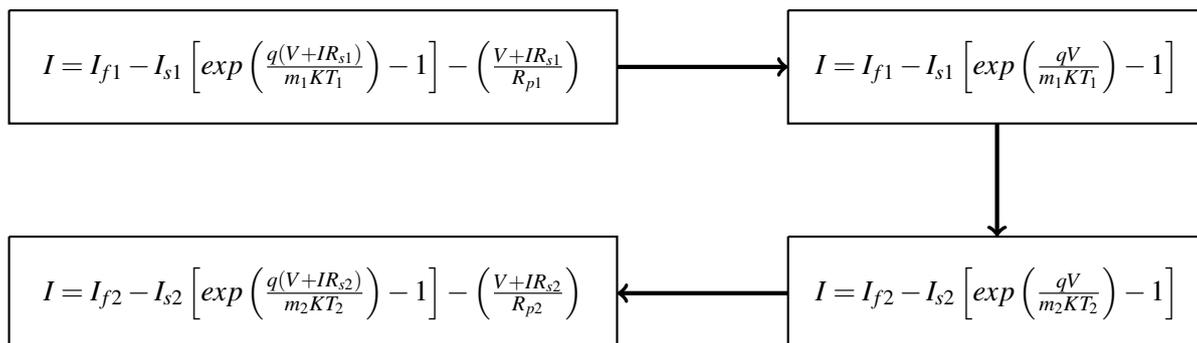


Figura 55: Diagrama del procedimiento de cálculo para el *Método Propuesto*

10.3. Procesamiento de datos

10.3.1. Determinación de los parámetros de una curva I - V

Como primer paso se plantearán una serie de ecuaciones teniendo como base la ecuación 43 y la figura 2, la cual se repite aquí:

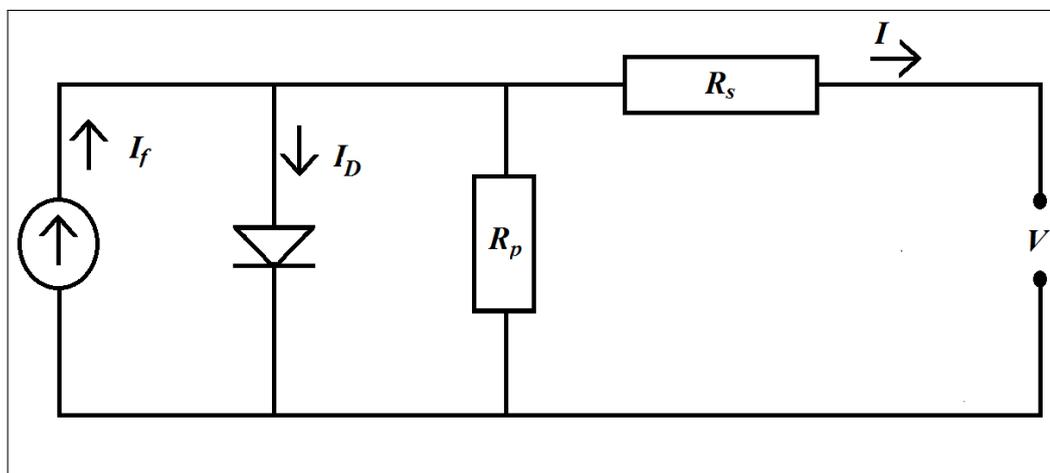


Figura 56: Circuito equivalente de una célula solar real

Las ecuaciones planteadas servirán para determinar los parámetros de una curva I - V , se graficarán cuadros estadísticos y a manera de comprobación se utilizarán los valores hallados de los parámetros para reemplazarlos en la ecuación 43 y así comparar la curva I - V calculada con la medida.

10.3.1.1. Planteamiento de ecuaciones

Para comprender las ecuaciones posteriores, se representa en la figura 57 un circuito equivalente de una celda solar real tomando como base la representación anterior pero considerando una corriente que todavía no es afectada por R_s y R_p , esta corriente se representa como I_{SR} y es igual a la diferencia entre la corriente fotogenerada y la corriente que pasa por el diodo (I_D) del mismo modo, se considera un voltaje tomado en un punto previo al efecto de R_s , este voltaje se representa como V_{SR} . Por otro lado, debemos observar que la corriente (I) y el voltaje (V) de la figura 56 son la corriente y voltaje que se pueden medir, por lo tanto, de aquí en adelante se representarán como I_M y V_M , respectivamente.

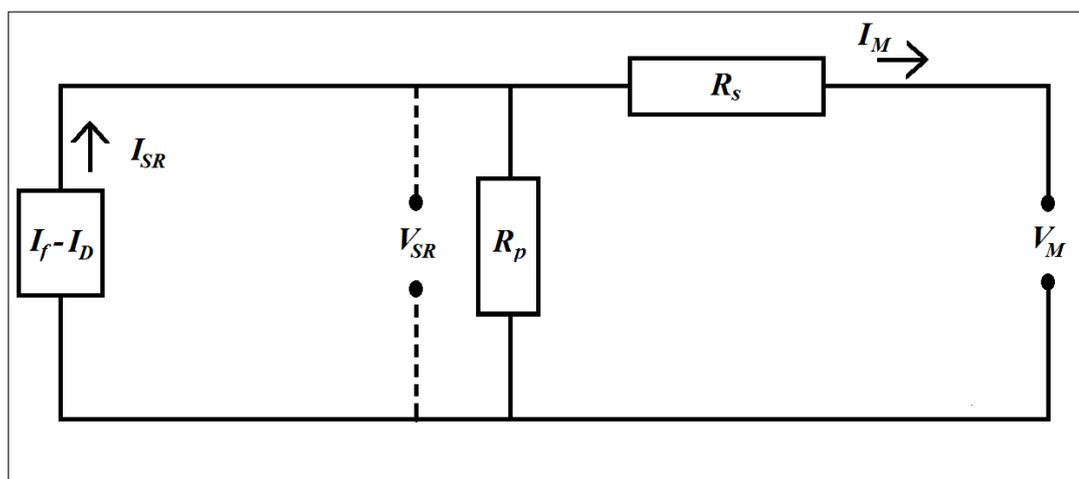


Figura 57: Circuito equivalente alterno de una célula solar real

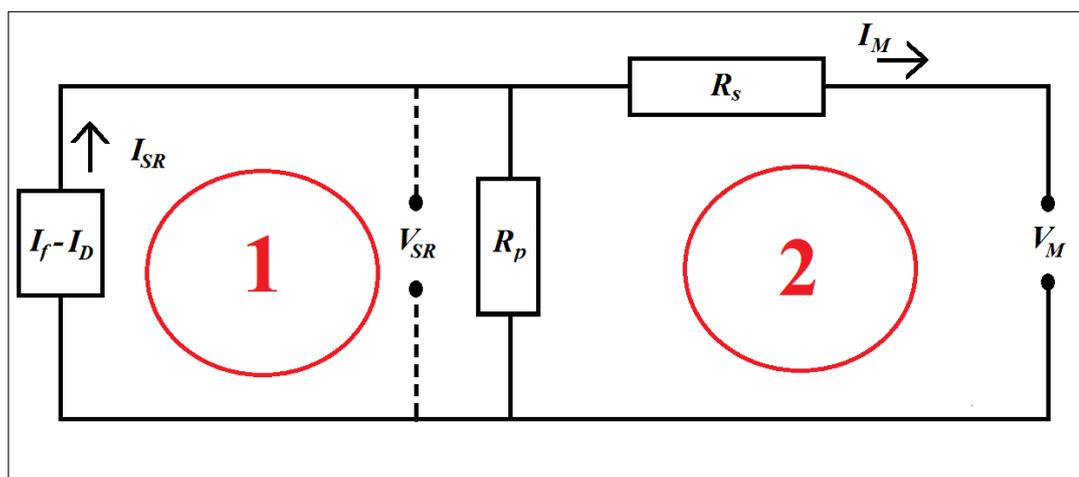


Figura 58: Mallas dentro del circuito equivalente para una célula solar real

Se pueden aplicar las leyes de Kirchoff para la malla 1 y la malla 2 de la figura 58,

sabiendo que por la malla 1 circula una corriente igual a I_{SR} y por la malla 2 circula una corriente igual a I_M .

Calculando I_{SR} a partir de la malla 1 y 2:

$$I_{SR} = I_M + \frac{V_{SR}}{R_p} \quad (45)$$

Calculando V_{SR} a partir de la malla 2:

$$V_{SR} = V_M + I_M R_s \quad (46)$$

Luego, reemplazando 45 y 46 en 43 y reordenando, tenemos:

$$I_{SR} = I_f - I_s \left[\exp\left(\frac{qV_{SR}}{mKT}\right) - 1 \right] \quad (47)$$

De acuerdo con la ecuación anterior, una gráfica de I_{SR} vs $\left[\exp\left(\frac{qV_{SR}}{mKT}\right) - 1 \right]$ generará una recta cuya pendiente es igual a $-I_s$ y la intersección con el eje de las ordenadas será igual a I_f .

10.3.1.2. Procedimiento

Para poder obtener una recta al graficar I_{SR} vs $\left[\exp\left(\frac{qV_{SR}}{mKT}\right) - 1 \right]$, se deben ajustar de manera adecuada los valores de R_s y R_p en las ecuaciones 45 y 46, así como el valor de m , para ello se utiliza un software elaborado en Labview que realizará el proceso deseado.

Antes de empezar se debe considerar el límite computacional para el cálculo de la expresión $\left[\exp\left(\frac{qV_{SR}}{mKT}\right) - 1 \right]$ la cual genera un valor demasiado grande para poder ser interpretado por el software, por lo tanto, la solución tomada fue la de dividir el voltaje total generado por el módulo fotovoltaico entre el número de células en serie, con lo cual solo estaríamos trabajando con el voltaje de una célula promedio. Algo similar, aunque innecesario, ya que los valores de corriente no son tan elevados, se puede hacer con el número de células en paralelo y la corriente.

Del mismo modo, debido a que los valores de la resistencia en serie para una sola celda son muy pequeños, el software no puede diferenciar la variación de dicho valor durante el ajuste del mismo, por lo tanto se calcula el valor de R_s para el módulo fotovoltaico y no para una sola célula.

Lo explicado líneas arriba significa que se calcula V_{SR} utilizando la ecuación 46 para luego dividirlo entre el número de células en serie y ser utilizado en la expresión $\left[\exp\left(\frac{qV_{SR}}{mKT}\right) - 1 \right]$.

Por facilidad al momento de programar, también se calcula el valor de R_p para el módulo fotovoltaico y no para una sola célula.

A continuación se describe el procedimiento a seguir:

- Se grafica I_{SR} vs $\left[\exp\left(\frac{qV_{SR}}{mKT}\right) - 1 \right]$ utilizando valores predeterminados de R_s , m y R_p definidos en 0 (Ω), 1 y 5000 (Ω) respectivamente.
- Junto con la curva anterior se grafica la recta mínimo cuadrática que nos servirá de referencia para los siguientes pasos con el fin de linealizar la gráfica de $\left[\exp\left(\frac{qV_{SR}}{mKT}\right) - 1 \right]$.

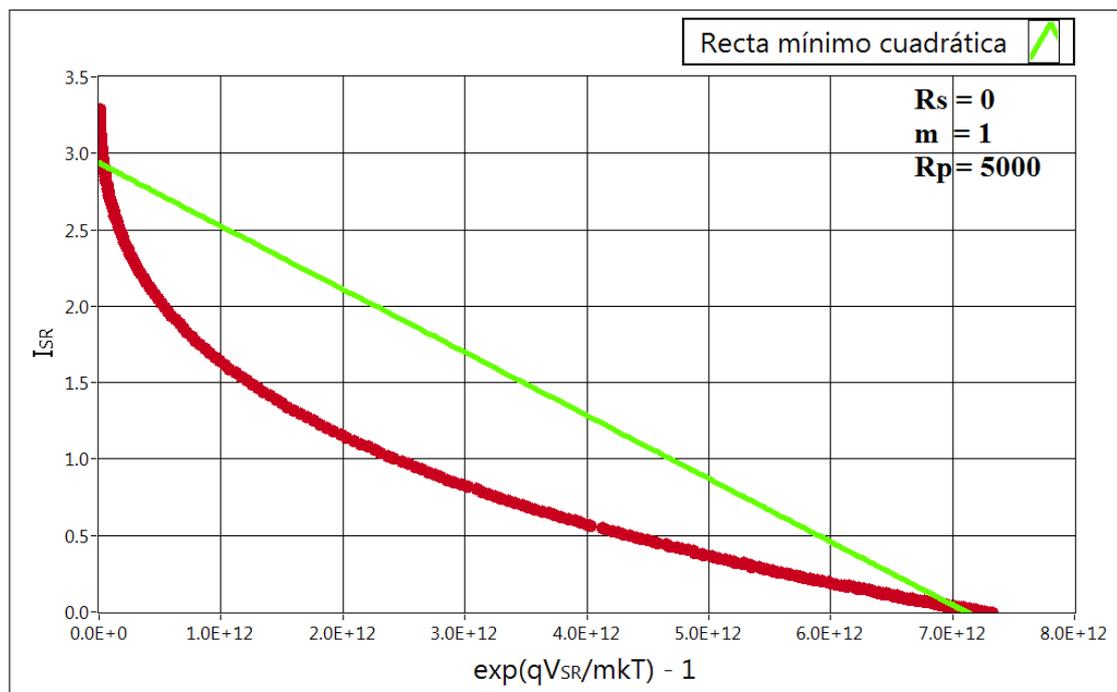


Figura 59: Trazado de la recta mínimo cuadrática de referencia

- Manteniendo fijos los valores de m y R_p , se comienza a variar el valor de R_s , hasta encontrar uno tal que el coeficiente de correlación entre los pares $\left(\left[\exp\left(\frac{qV_{SR}}{mKT}\right) - 1 \right], I_{SR} \right)$ y la recta mínimo cuadrática sea lo más cercano posible a 1.

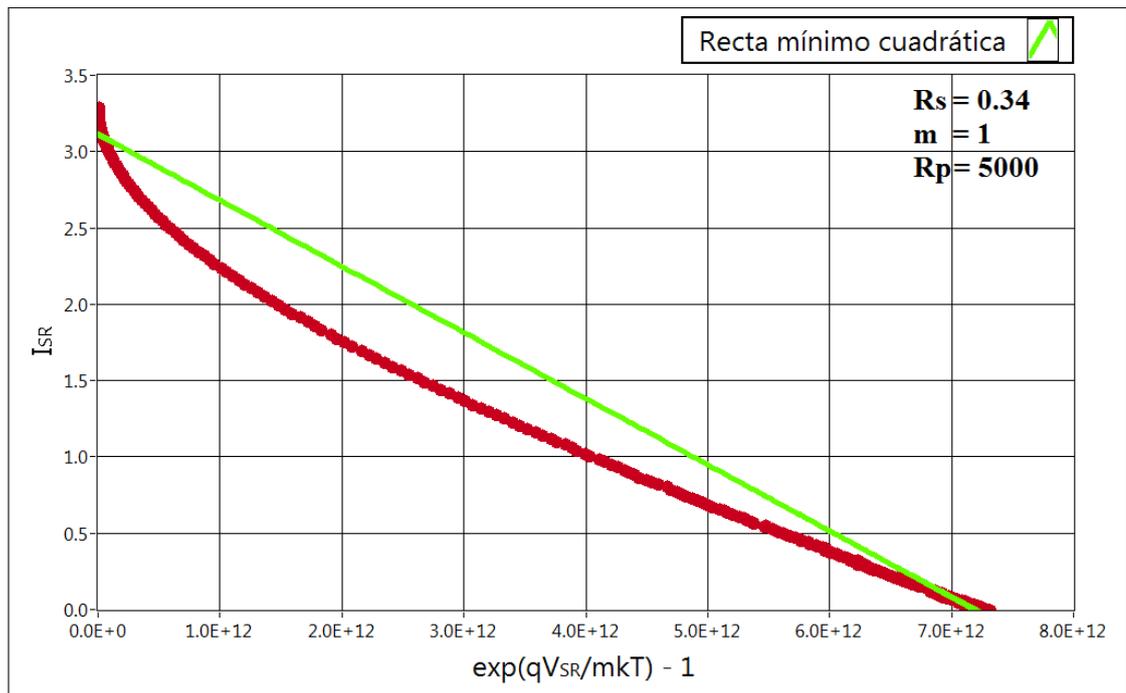


Figura 60: Nueva curva luego del ajuste de R_s

- d) Manteniendo fijo el nuevo valor hallado para R_s y el valor de R_p ingresado al inicio, se comienza a variar el valor de m , con la misma finalidad del paso anterior.

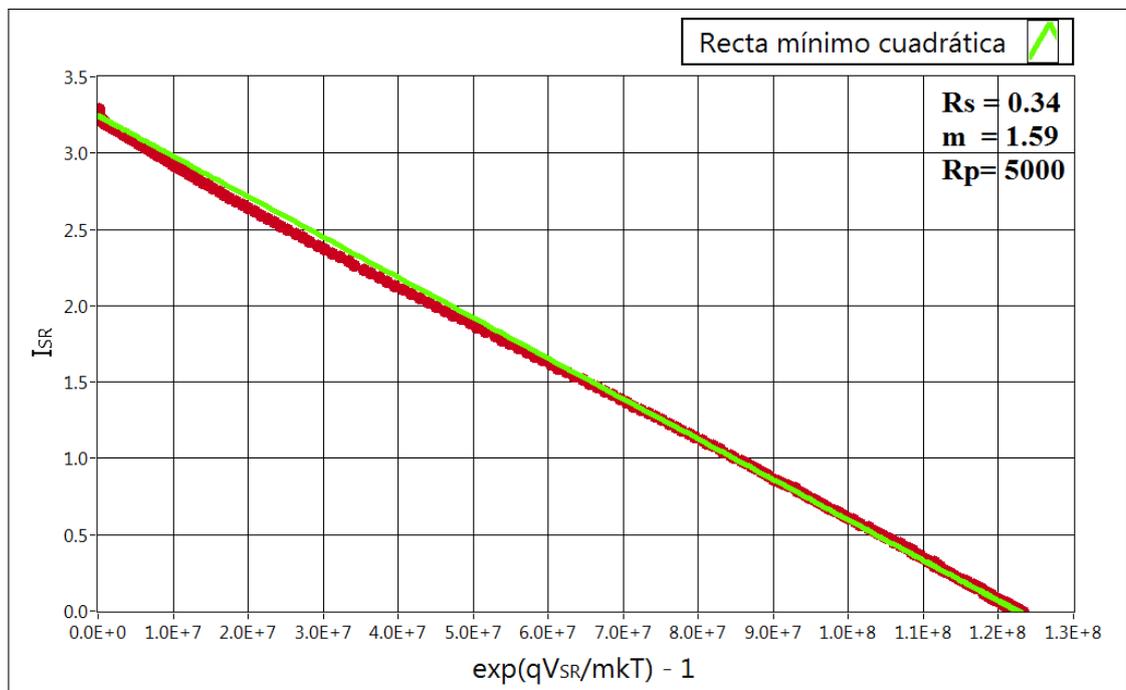


Figura 61: Nueva curva luego del ajuste de m

- e) Luego se procede de manera similar para R_p , manteniendo fijos los valores hallados para R_s y m .

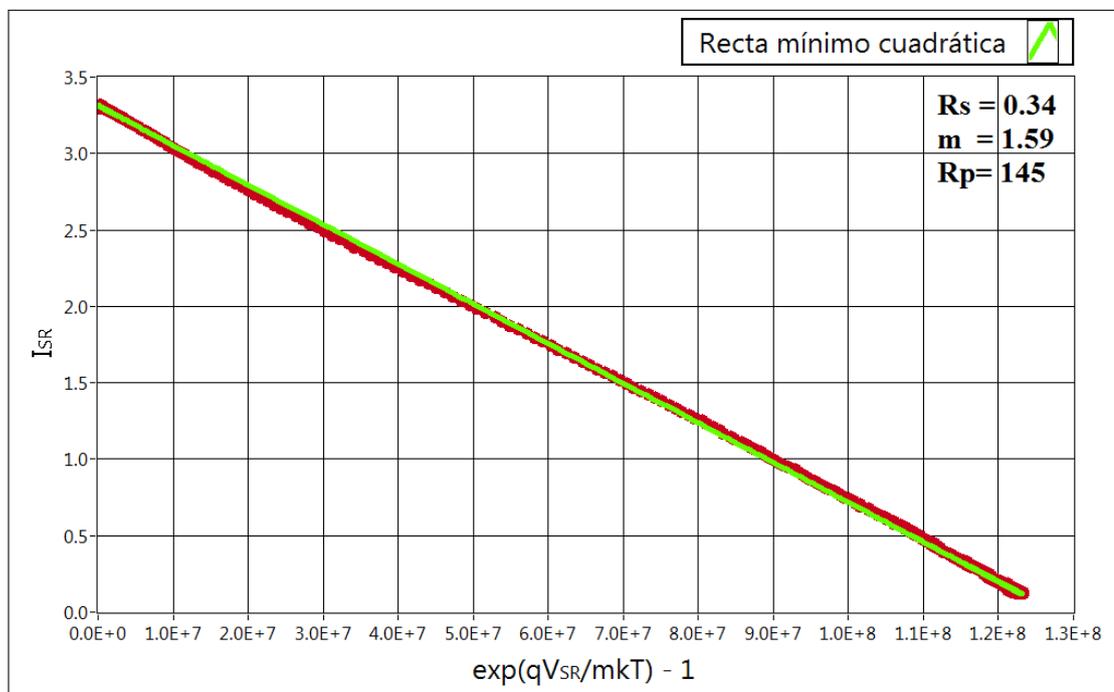


Figura 62: Nueva curva luego del ajuste de R_p

- f) Con los valores hallados para R_s , R_p y m , se vuelve al punto (c) hasta encontrar una combinación de estos 3 parámetros que produzcan un coeficiente de correlación lo más cercano posible a 1.
- g) Los valores de I_s e I_f serán iguales a la pendiente de la recta mínimo cuadrática y a la intersección de esta con el eje de las ordenadas, respectivamente.
- h) Cabe mencionar que a medida que se ajustan los valores de R_s , R_p y m la pendiente de la recta mínimo cuadrática y la intersección de esta con el eje de las ordenadas va cambiando, es decir, también se van ajustando los valores de I_s e I_f .

10.3.1.3. Comprobación de resultados

Una manera de comprobar la exactitud de los valores obtenidos en la sección anterior es graficar la curva I - V del módulo fotovoltaico utilizando los parámetros hallados y reemplazarlos en la ecuación 43, como esta ecuación no es de la forma $I = f(V)$, lo que se hará es

graficar los pares (V_{SR}, I_{SR}) mediante la ecuación 47 (curva C_{SR} de aquí en adelante) y utilizando adecuadamente las ecuaciones 45 y 46 calcular los pares (V_M, I_M) (curva C_M de aquí en adelante)¹.

Lo primero que se debe definir es el dominio de V_{SR} sobre el cual se trabajará, ya que de una mera observación de las ecuaciones 45 y 46 se deduce que el par $(V_{SR} = 0, I_{SR} = I_{(SC,SR)})$ no produce $(V_M = 0, I_M = I_{(SC,M)})$ así como que el par $(V_{SR} = V_{(OC,SR)}, I_{SR} = 0)$ no produce $(V_M = V_{(OC,M)}, I_M = 0)$.

Para obtener el par (V_{SR}, I_{SR}) que produzca $(V_M = 0, I_M = I_{(SC,M)})$ se resolverá el siguiente sistema de ecuaciones formado a partir de las ecuaciones 45 y 46:

$$I_{SC,M} = I_{SR} - \frac{V_{SR}}{R_p} \quad (48)$$

$$0 = V_{SR} - I_{SC,M}R_s \quad (49)$$

De las ecuaciones anteriores se obtiene la siguiente:

$$\frac{I_{SR}}{V_{SR}} = \left(\frac{1}{R_s} + \frac{1}{R_p} \right) \quad (50)$$

Encontrar el par (V_{SR}, I_{SR}) que resuelva la ecuación anterior no es un proceso difícil ya que existen diversos métodos para ello. Reemplazando el par anterior en 45 y 46 se obtiene el par $(0, I_{(SC,M)})$.

En lugar de la ecuación 50 se puede emplear cualquier otra derivada de las ecuaciones 48 y 49 que sea más fácil de programar.

Para obtener el par (V_{SR}, I_{SR}) que produzca $(V_M = V_{(OC,M)}, I_M = 0)$ se resolverá el siguiente sistema de ecuaciones también formado a partir de las ecuaciones 45 y 46:

$$0 = I_{SR} - \frac{V_{SR}}{R_p} \quad (51)$$

$$V_{OC,M} = V_{SR} \quad (52)$$

El par (V_{SR}, I_{SR}) que resuelva la ecuación 51 será aquel que reemplazado en las ecuaciones 45 y 46 proporcionará el par $(V_{(OC,M)}, 0)$. La ecuación 52 solo confirma que el valor de $V_{(OC,M)}$ será numéricamente igual al de la abscisa V_{SR} que resuelva la ecuación 51.

¹Los puntos de corriente de corto circuito y de voltaje de circuito abierto para las curvas C_{SR} y C_M están representados como $I_{(SC,SR)}$, $V_{(OC,SR)}$, $I_{(SC,M)}$ y $V_{(OC,M)}$, respectivamente. Además $I_{(SC,SR)} = I_f$.

Resolviendo las ecuaciones 50 y 51 obtendremos 2 abscisas V_{SR} que marcarán el inicio ($V_{(SR,i)}$) y el final ($V_{(SR,f)}$) del dominio sobre el cual se trabajará. $V_{(SR,i)}$ será ligeramente mayor que cero y $V_{(SR,f)}$ será ligeramente menor que $V_{(OC,SR)}$.

Se procede entonces a calcular los pares (V_{SR}, I_{SR}) a partir de la ecuación 47 y luego mediante las ecuaciones 45 y 46 se hallan los pares (V_M, I_M) . No se debe olvidar que se trabajó solo con una célula promedio, por lo cual, se deben multiplicar los valores de V_M calculados por el número de células en serie y los valores de I_M por el número de células en paralelo.

En la figura 63 se muestra una gráfica obtenida a partir de los cálculos anteriores:

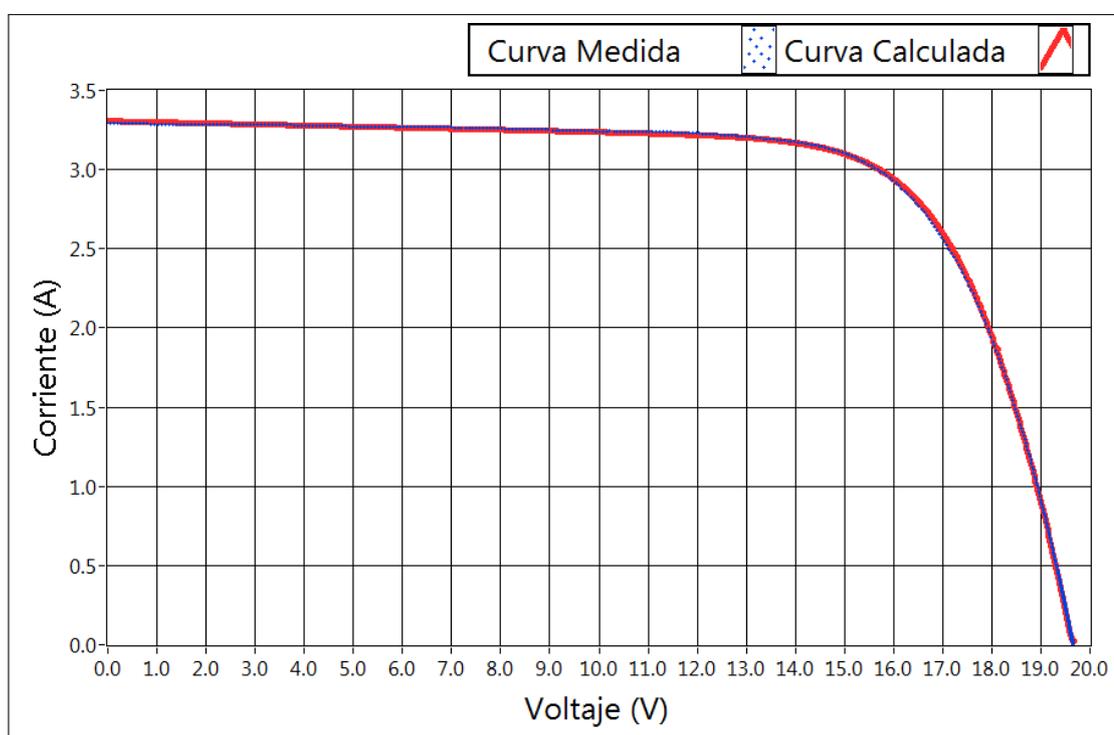
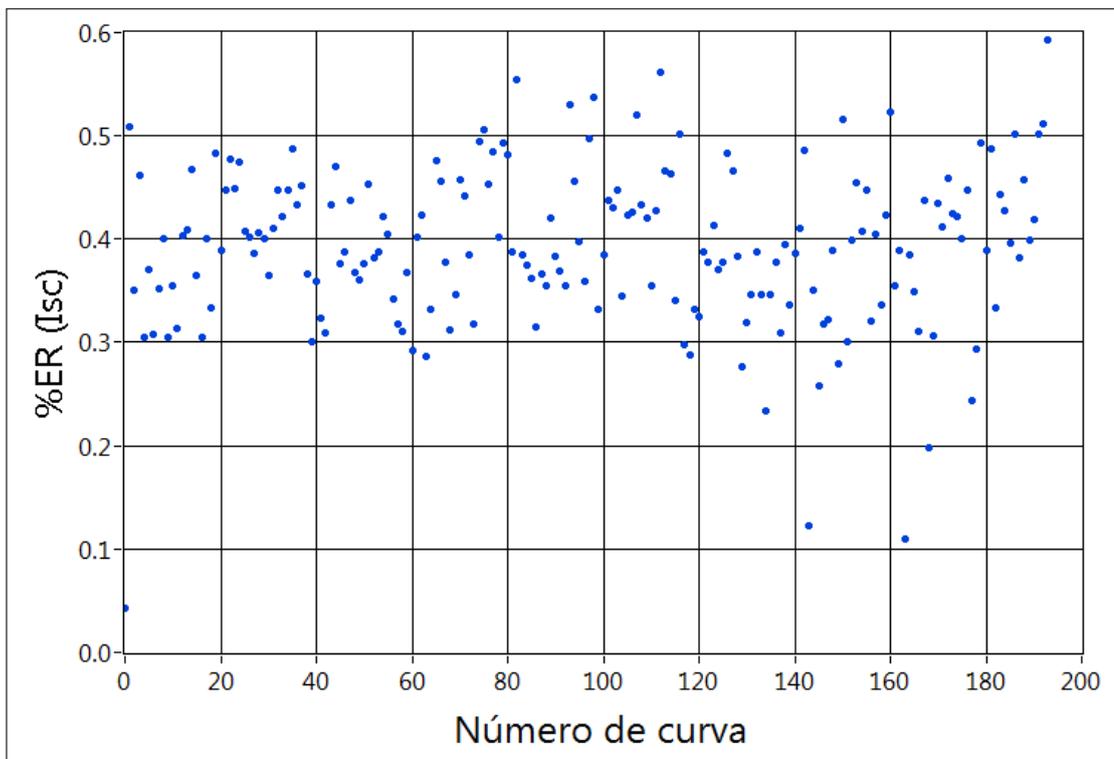
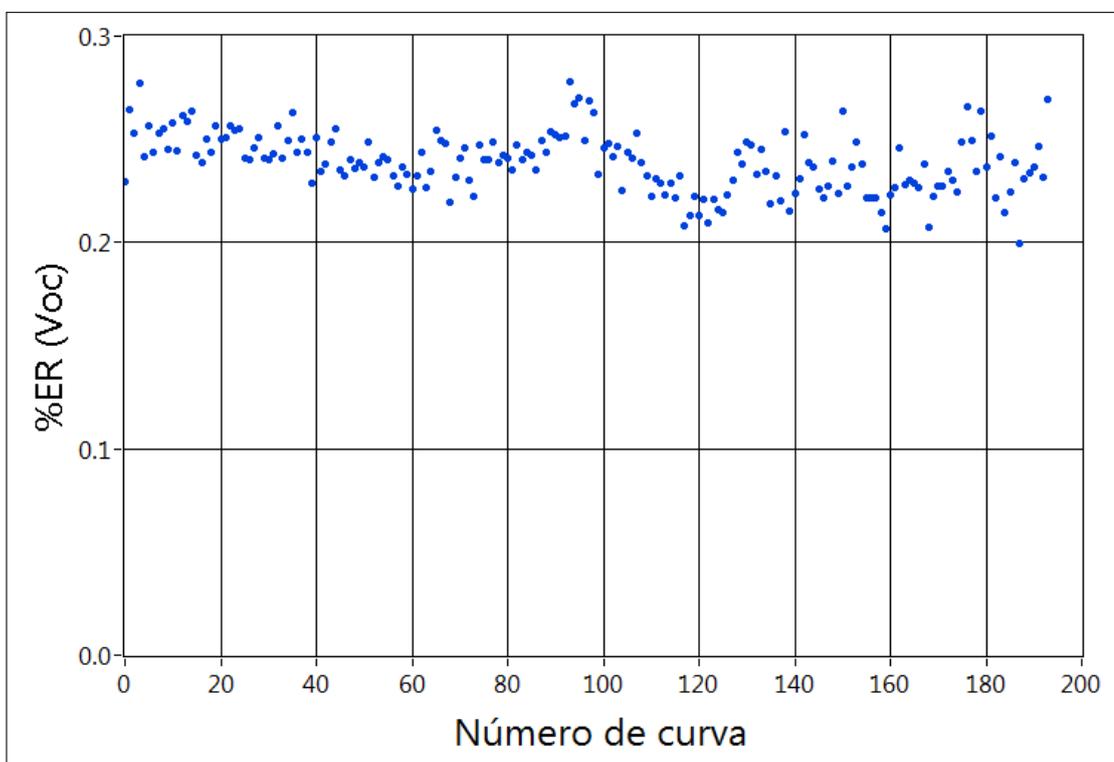


Figura 63: Curva I - V medida y calculada

Con la finalidad de tener una idea cuantitativa de la exactitud del procedimiento realizado, se presentan una serie de cuadros estadísticos que muestran el error relativo al momento de calcular los puntos principales de una curva I - V : corriente de corto circuito (I_{SC}), voltaje de circuito abierto (V_{OC}), potencia máxima (P_{mx}), corriente de potencia máxima (I_{pmx}) y voltaje de potencia máxima (V_{pmx}). También se mostrará un cuadro donde se representa el coeficiente de correlación (R) entre la recta mínimo cuadrática y los pares $\left(\left[\exp\left(\frac{qV_{SR}}{mKT}\right) - 1 \right], I_{SR} \right)$ obtenidos al final del procedimiento propuesto. Los cuadros mencionados fueron elaborados a partir de cálculos realizados sobre 194 curvas I - V trazadas bajo una irradiancia $G \geq 800W/m^2$.

Figura 64: Error relativo para el cálculo de I_{sc} Figura 65: Error relativo para el cálculo de V_{oc}

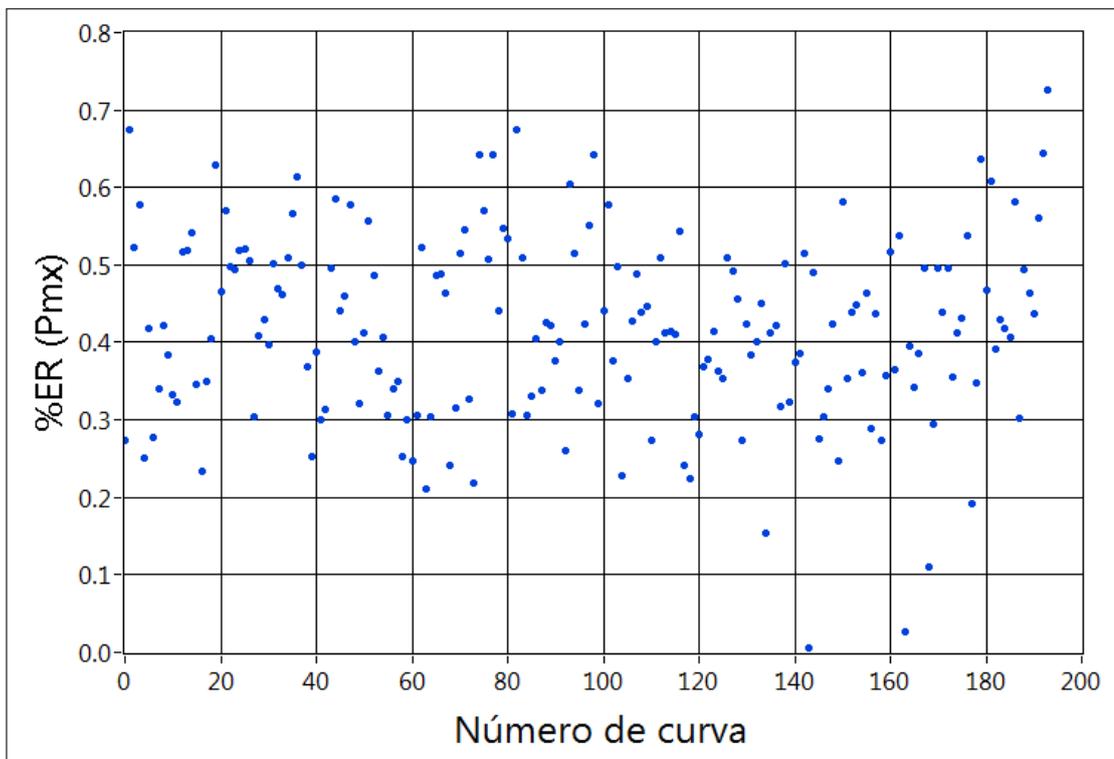


Figura 66: Error relativo para el cálculo de P_{mx}

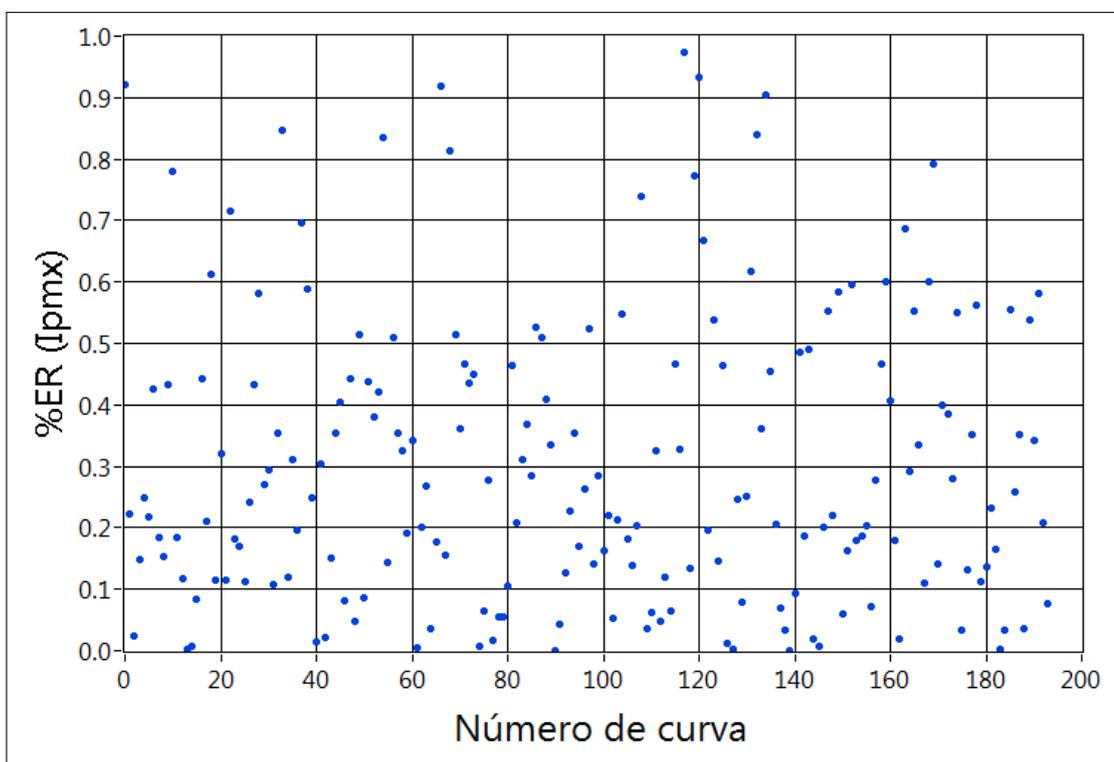


Figura 67: Error relativo para el cálculo de I_{pmx}

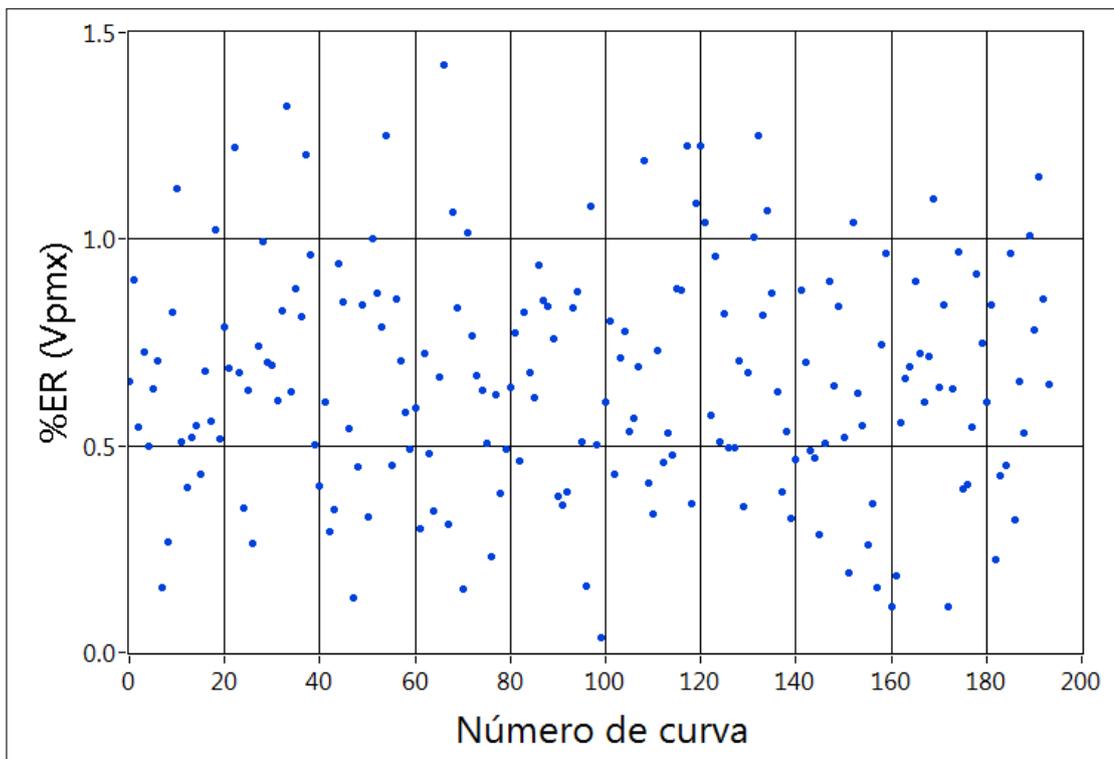
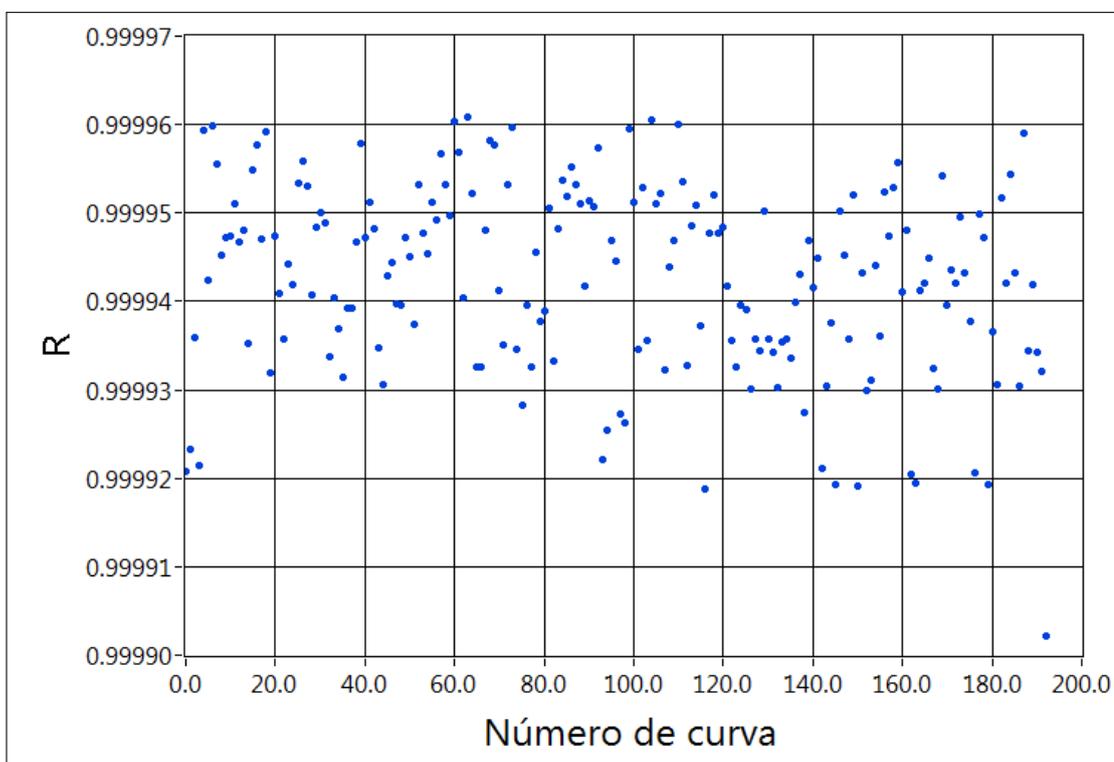
Figura 68: Error relativo para el cálculo de V_{pmx} 

Figura 69: Coeficiente de correlación para cada curva

10.3.2. Variación de los parámetros de la curva $I-V$ con respecto a G y/o T

Debido a que la instrumentación disponible no permite el trazado de un conjunto de curvas $I-V$ para diferentes valores de radiación manteniendo constante la temperatura del módulo y del mismo modo, tampoco permite el trazado de un conjunto de curvas $I-V$ para diferentes valores de temperatura manteniendo constante la radiación incidente sobre el módulo, se presentan ciertas dificultades, ya que al aumentar la radiación incidente sobre el módulo fotovoltaico aumenta también la temperatura del mismo, con lo cual no se puede determinar si las variaciones en los parámetros de la curva $I-V$ son debidas a la variación de la radiación, a la variación de la temperatura o a una combinación de ambas. Por lo tanto, en algunos casos se utilizarán relaciones matemáticas ya conocidas y en otros, se plantearán ecuaciones empíricas de acuerdo a los resultados obtenidos. Debe entenderse que no es necesario realizar gráficas de determinado parámetro versus radiación y versus temperatura, porque como consecuencia de la relación directa de la radiación con la temperatura ambas gráficas presentarán formas similares.

Otro punto importante a tomar en cuenta es que las ecuaciones planteadas son válidas dentro del rango de radiación bajo el cual fueron registradas las curvas $I-V$ ($G \geq 800W/m^2$). Estos valores fueron elegidos porque el sensor de radiación disponible está calibrado para radiaciones mayores o iguales a $800W/m^2$ (Apéndice B: Proceso de medida), sin embargo también se registraron curvas $I-V$ para radiaciones inferiores a $800W/m^2$ que no se colocan en este trabajo por estar fuera del rango de calibración y por lo tanto no son confiables. A pesar de ello, se tomaron en cuenta las mediciones realizadas para $G < 800W/m^2$ en el planteamiento de las ecuaciones empíricas mencionadas en el párrafo anterior por lo que algunas de estas ecuaciones, para un determinado parámetro, tiene forma exponencial, a pesar de que en la gráfica de este parámetro versus G o versus T se observe una forma lineal, esto es debido a que dicha linealidad se pierde para bajas radiaciones de acuerdo a las mediciones realizadas. Si bien no se puede determinar si la linealidad se pierde porque el fenómeno se comporta de esa manera o porque el sensor de radiación, que no está calibrado para bajas radiaciones, no es capaz de medir bajas radiaciones de forma exacta, se ha asumido como cierta la pérdida de linealidad para el planteamiento de ecuaciones empíricas.

Las ecuaciones exponenciales empíricas se han planteado de la siguiente manera:

$$y = y_o \cdot e^{a \cdot \ln\left(\frac{x}{x_o}\right)} \Rightarrow y = a_o \cdot e^{a_1 \cdot \ln(x)} \quad (53)$$

Donde:

y : Parámetro evaluado.

x : Irradiancia o temperatura.

a_0 y a_1 : Constantes a determinar.

10.3.2.1. Variación de m

Para este parámetro se ha asumido una dependencia con respecto a G :

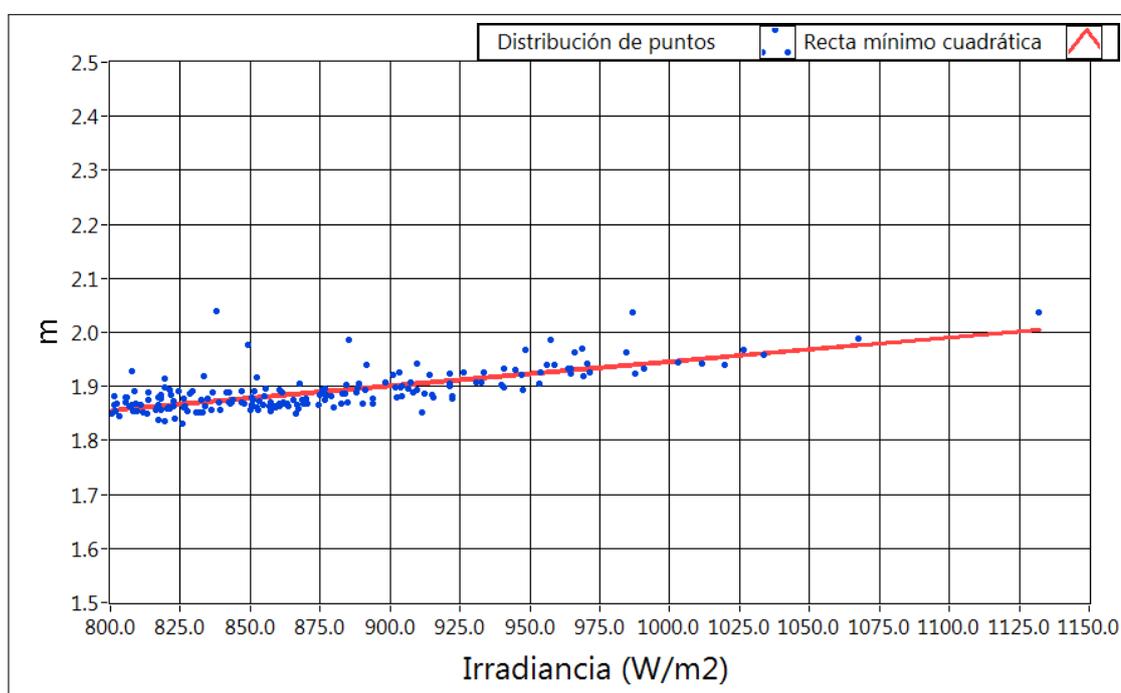


Figura 70: Variación de m respecto a G

En la figura 70 se observa una dependencia prácticamente lineal de m con respecto a G , la cual queda expresada en la siguiente ecuación:

$$m = a_0 \cdot G + a_1 \Rightarrow m = (4,48 \cdot 10^{-4}) \cdot G + 1,5 \quad (54)$$

10.3.2.2. Variación de R_s

Para este parámetro se ha asumido una dependencia con respecto a la temperatura de acuerdo a la ecuación 53, debido a la pérdida de linealidad para bajas radiaciones explicada

anteriormente y a pesar de mostrar una dependencia casi lineal con la temperatura dentro del rango de estudio.

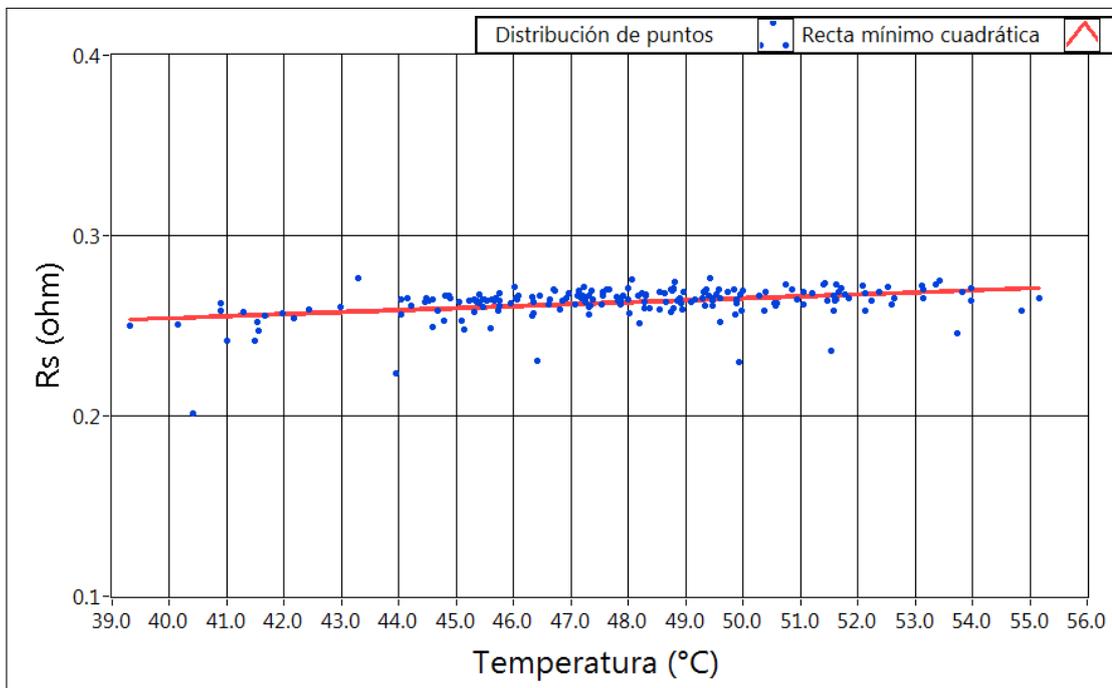


Figura 71: Variación de R_s respecto a T

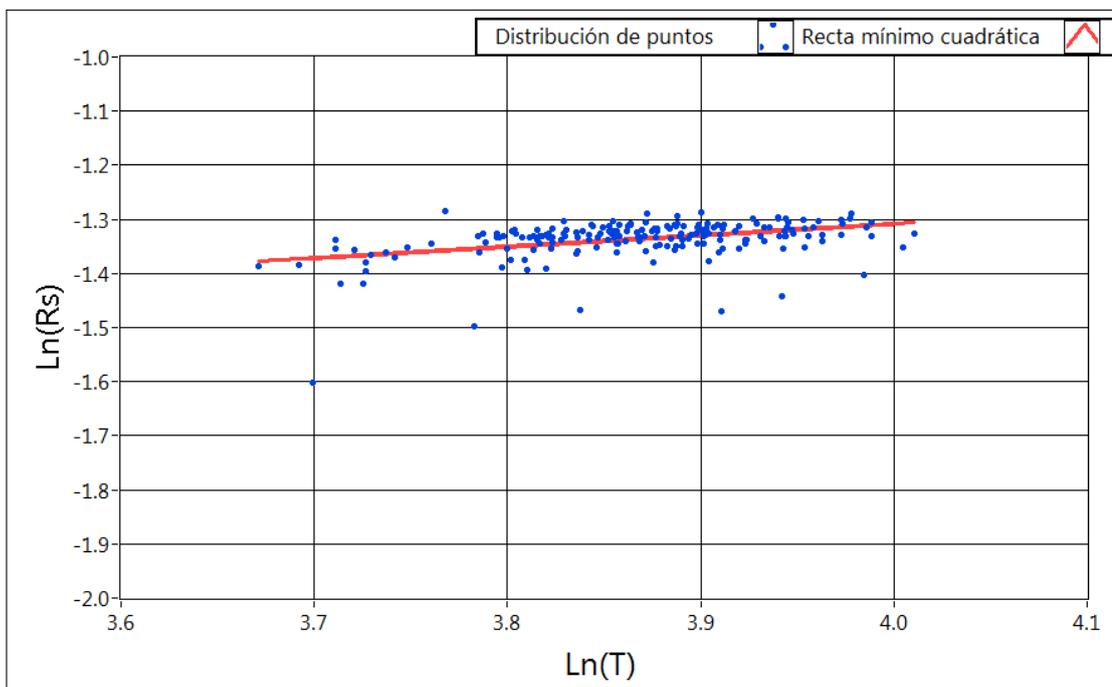


Figura 72: Variación de $\text{Ln}(R_s)$ respecto a $\text{Ln}(T)$

Finalmente, la dependencia de R_s con respecto a T queda representada con la siguiente ecuación:

$$R_s = a_0 \cdot e^{a_1 \cdot \ln(T)} \Rightarrow R_s = -2,15 \cdot e^{0,21 \cdot \ln(T)} \quad (55)$$

10.3.2.3. Variación de R_p

Para este parámetro se ha asumido una dependencia del cociente del mismo entre R_s con respecto a la temperatura, a pesar de que, como en el caso anterior, una gráfica de R_p vs T muestra una dependencia lineal.

$$\frac{R_p}{R_s} = a_0 \cdot e^{a_1 \cdot \ln(T)} \Rightarrow \frac{R_p}{R_s} = (8,43) \cdot e^{(-0,38) \cdot \ln(T)} \quad (56)$$

Reemplazando 55 en 56 tenemos:

$$R_p = -18,12 \cdot e^{-0,17 \cdot \ln(T)} \quad (57)$$

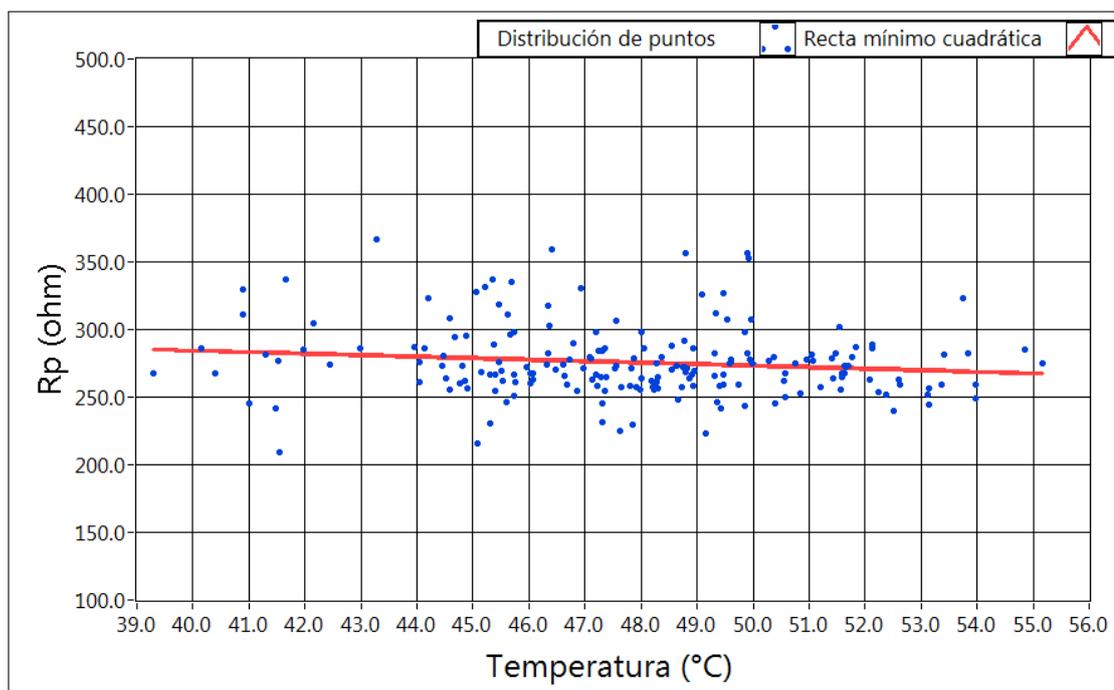


Figura 73: Variación de R_p respecto a T

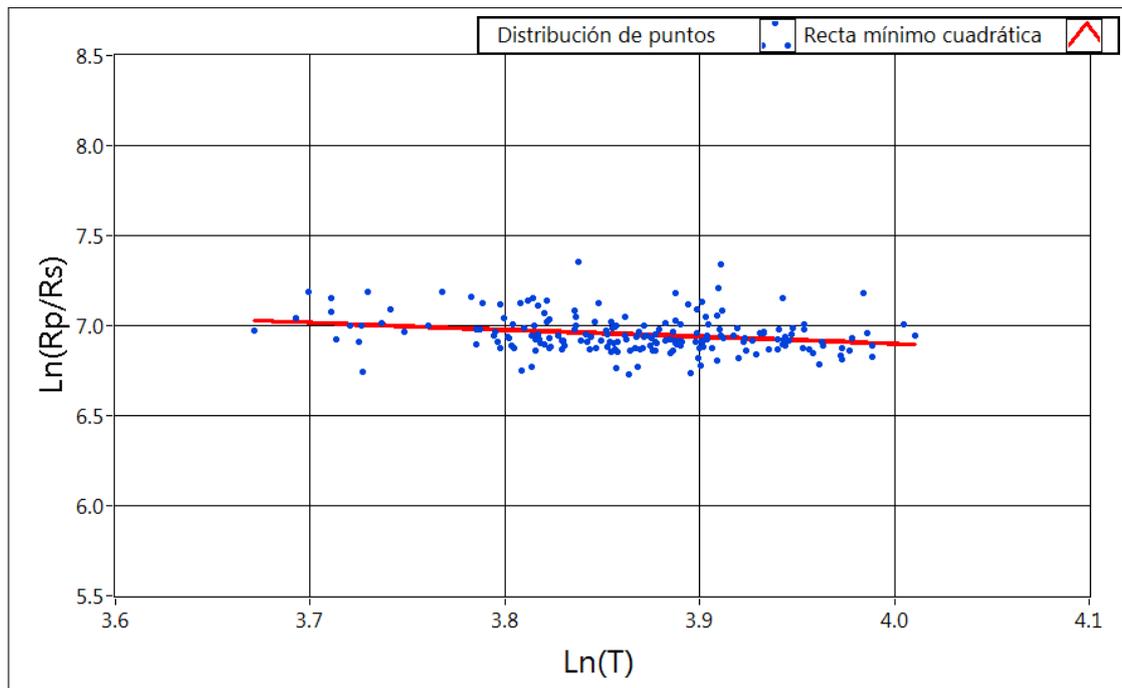


Figura 74: Variación de $\ln(R_p/R_s)$ respecto a $\ln(T)$

10.3.2.4. Variación de I_s

Experimentalmente solo se ha podido observar una dependencia de este parámetro con respecto a la irradiancia, pero se sabe que también varía alrededor del 7% cada °C y esta dependencia con la temperatura se expresa de la siguiente manera:

$$I_s = I_o \cdot (1,07)^{(T-T_o)} \quad (58)$$

En consecuencia se expresará la dependencia de I_s con respecto a G y T como el producto de las ecuaciones 53 y 58:

$$I_s = (a_o \cdot e^{a_1 \cdot \ln(G)}) \cdot (I_o \cdot (1,07)^{(T-T_o)}) \quad (59)$$

Lo que produce el siguiente resultado:

$$I_s = (6,56 \cdot 10^{-20}) \cdot e^{(3,92) \cdot \ln(G)} \cdot (1,07)^T \quad (60)$$

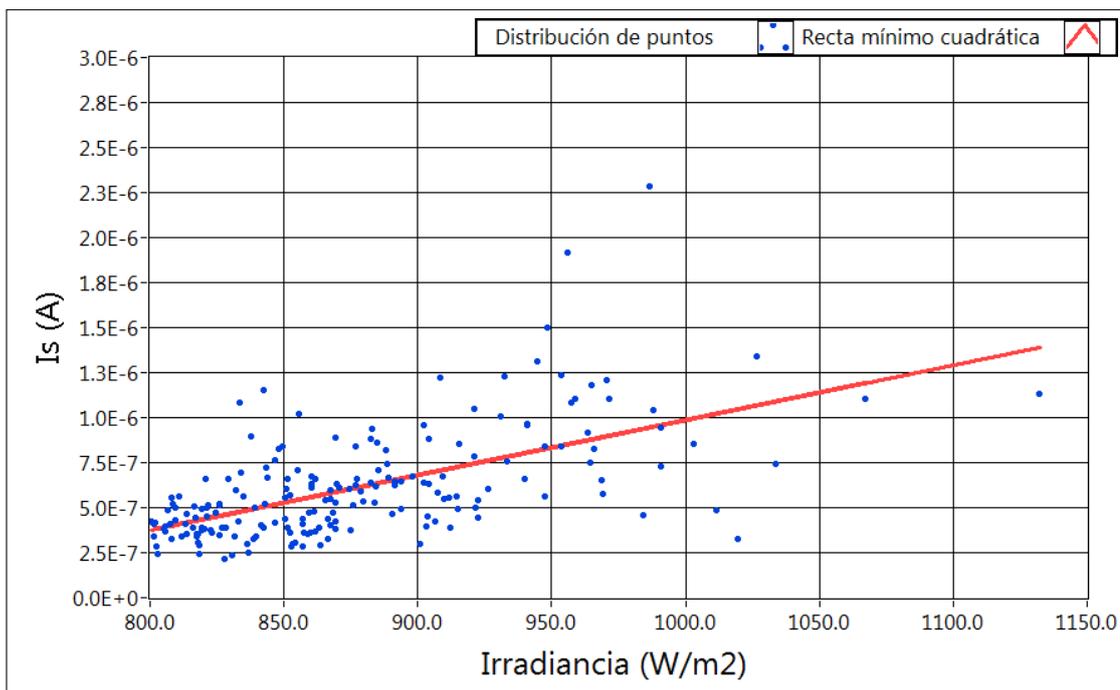


Figura 75: Variación de I_s respecto a G

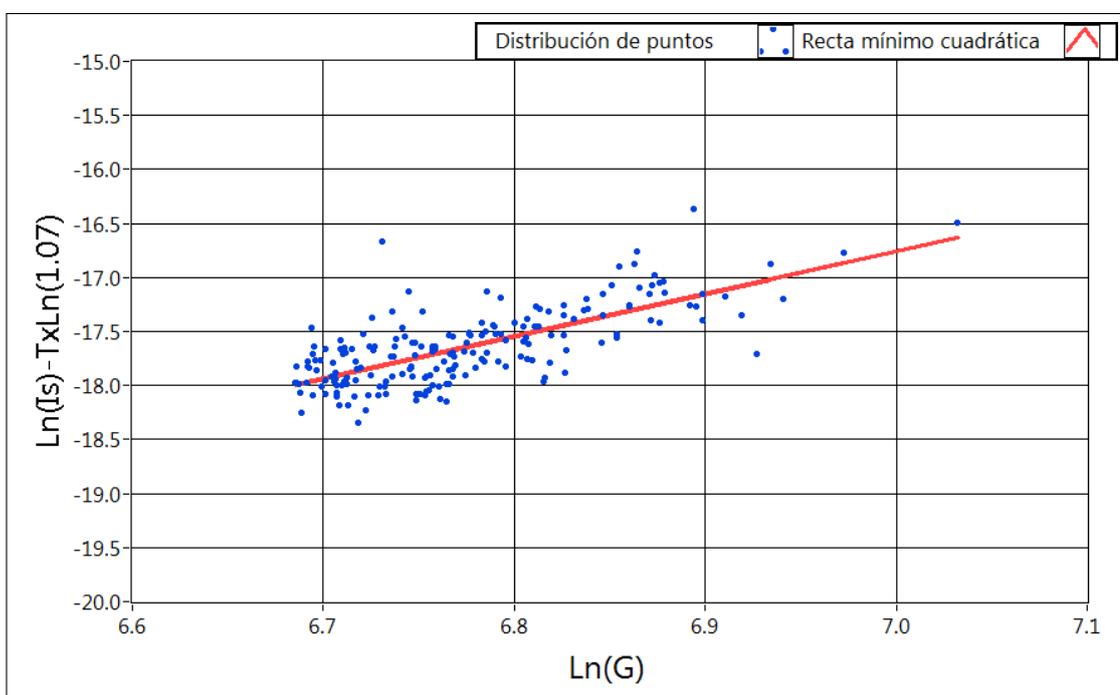


Figura 76: Variación de $[\ln(I_s) - T \cdot \ln(1,07)]$ respecto a $\ln(G)$

10.3.2.5. Variación de I_f

Se sabe que este parámetro varía linealmente con G ; pero también, diversos trabajos muestran una dependencia de este parámetro con respecto a la temperatura de la siguiente

manera:

$$\frac{1}{I_f} \frac{dI_f}{dT} \approx 0,0006 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1} \quad (61)$$

Por lo tanto, la dependencia de I_f con respecto a T se expresa como:

$$I_f = K_o \cdot e^{(0,0006) \cdot T} \quad (62)$$

Además, como para $G = 0$ se tiene $I_f = 0$ se puede representar la dependencia de I_f con respecto a G de la siguiente manera:

$$I_f = K_1 \cdot G \quad (63)$$

Por lo tanto, como en el caso anterior, se representará la dependencia de I_f con respecto a G y T como el producto de las ecuaciones 62 y 63:

$$I_f = (K_o \cdot e^{(0,0006) \cdot T}) \cdot (K_1 \cdot G) \Rightarrow I_f = (4,5 \cdot 10^{-3}) \cdot G \cdot e^{(0,0006) \cdot T} \quad (64)$$

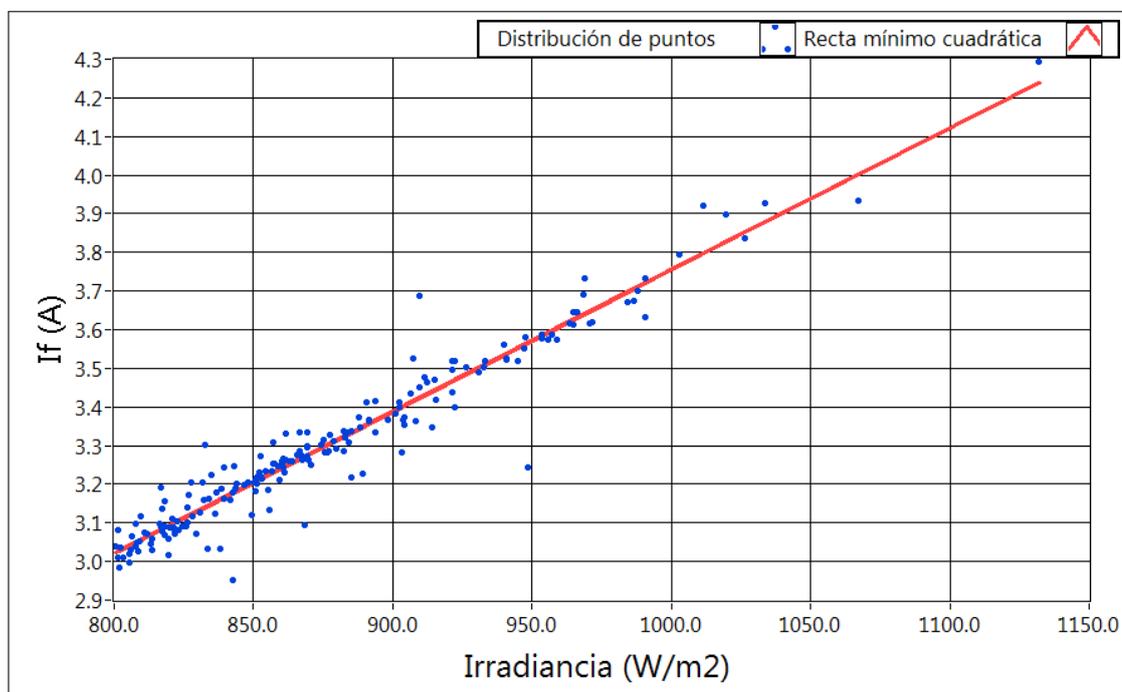


Figura 77: Variación de I_f respecto a G

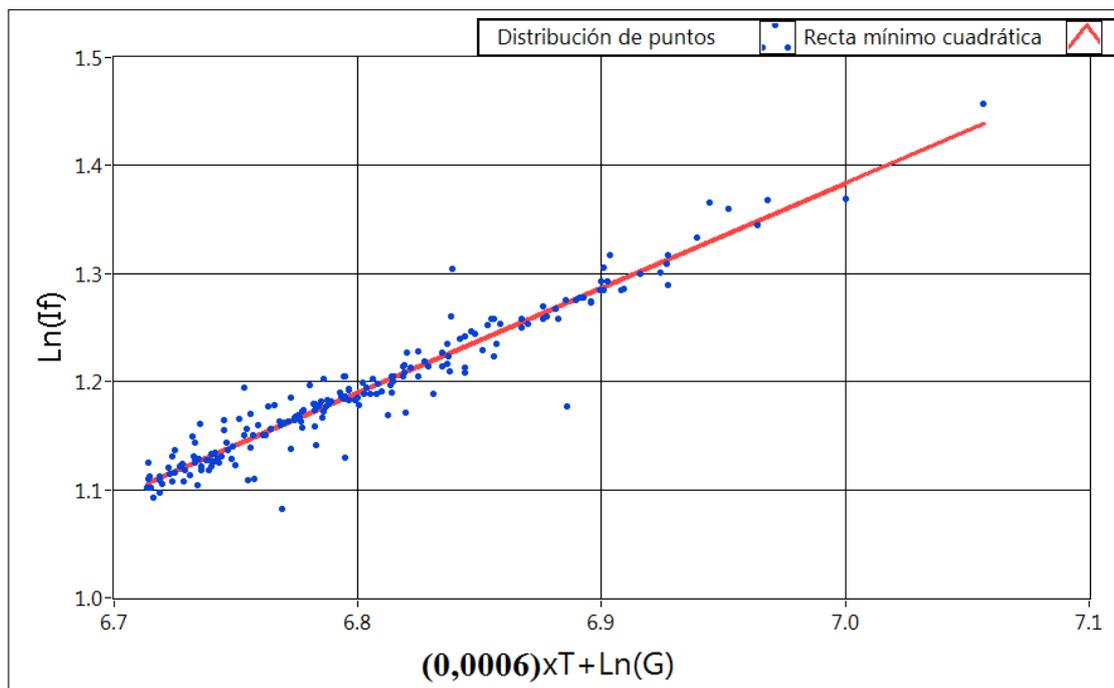


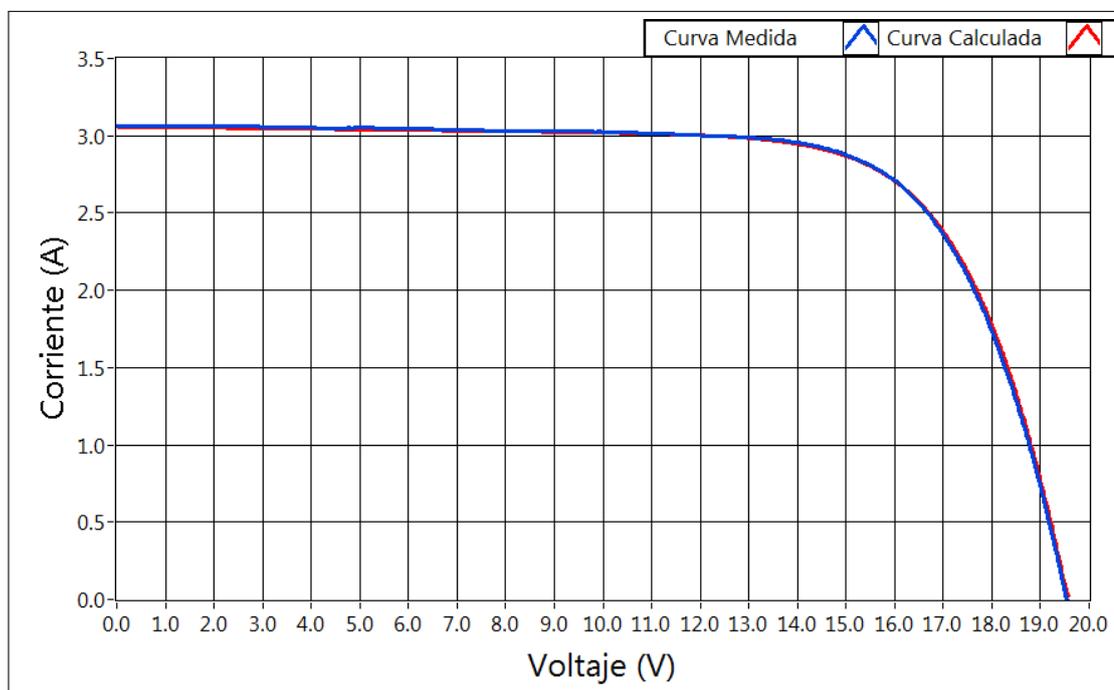
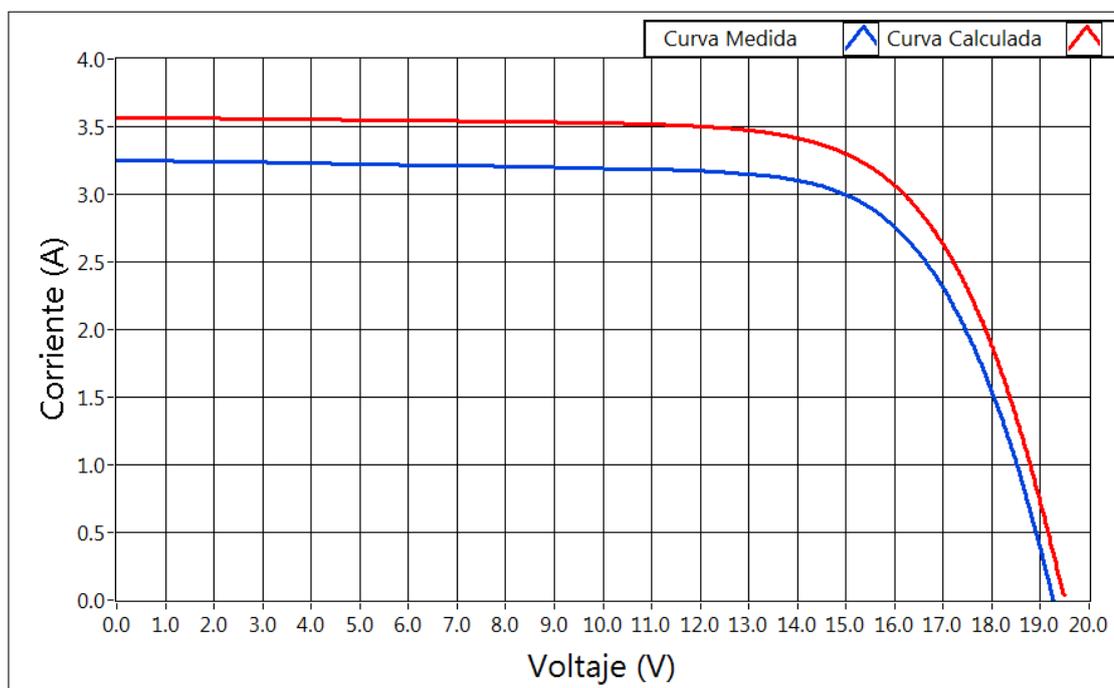
Figura 78: Variación de $\ln(I_f)$ respecto a $[(0,0006) \cdot T + \ln(G)]$

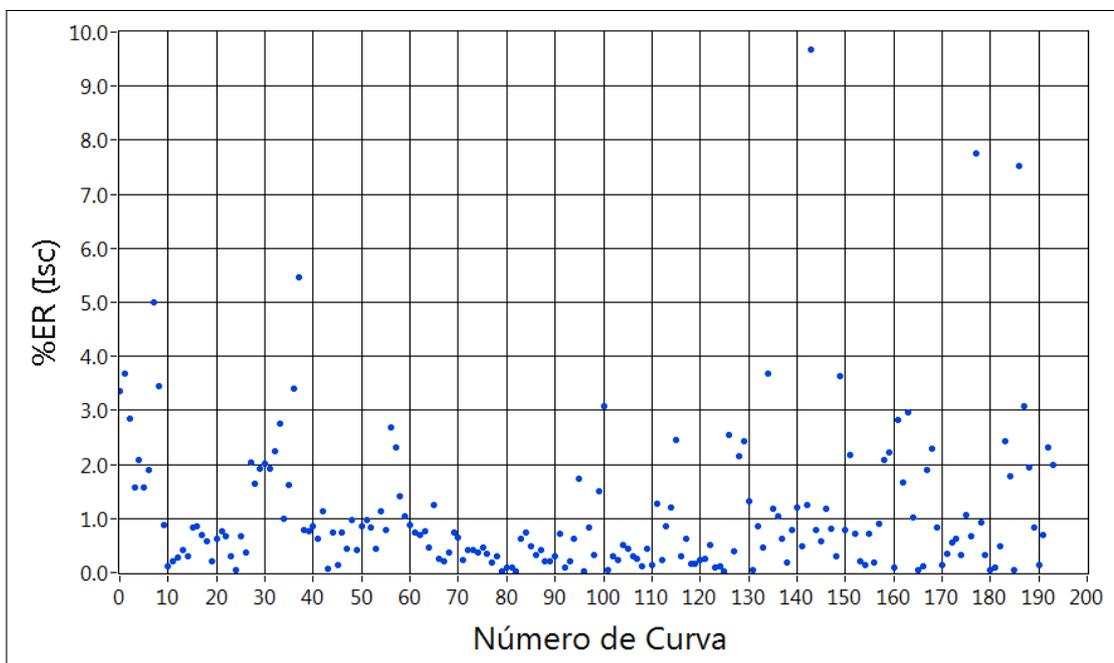
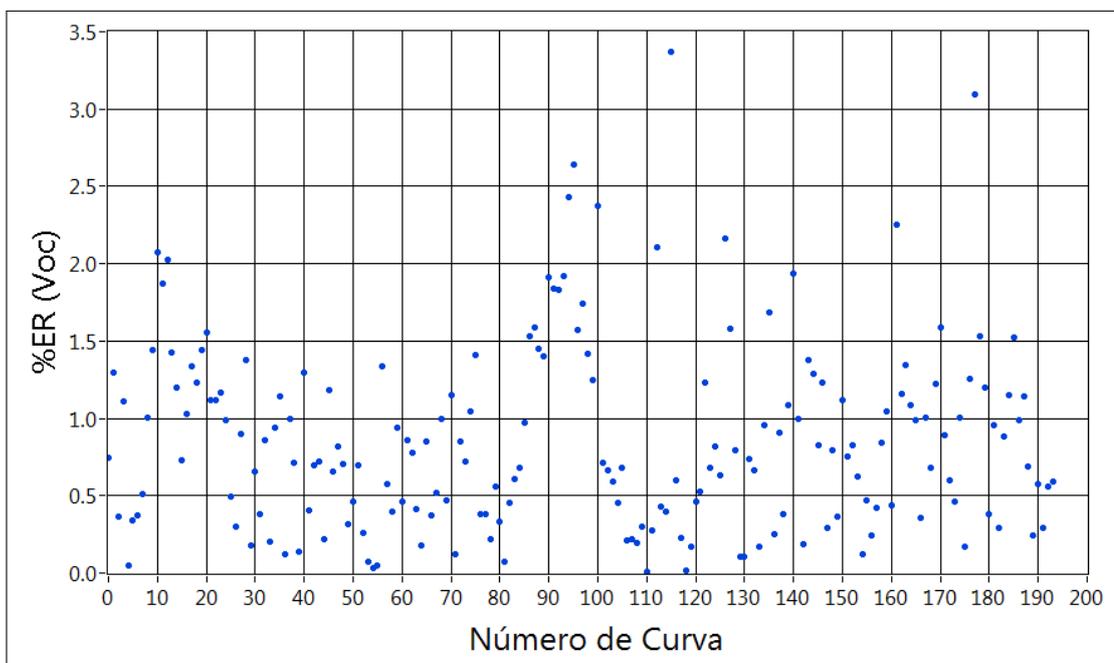
Como comentario final a esta sección ha de mencionarse que las ecuaciones planteadas para representar el comportamiento de los parámetros de una curva $I-V$, si bien se deducen utilizando algunos cálculos, nacen de la observación del fenómeno y de la intuición, por lo cual, futuros trabajos sobre este tema deben enfocarse en plantear nuevas ecuaciones que representen mejor el comportamiento de los parámetros.

10.3.3. Traslación de la curva $I-V$

Una vez conocida la dependencia de los parámetros de la curva $I-V$ con respecto a G y T , se debe realizar un procedimiento similar al de la sección 10.3.1.3 utilizando los valores de los parámetros de acuerdo a las condiciones de G y T deseadas.

A manera de ejemplo se mostrarán 2 gráficas, una con uno de los “mejores” resultados y otra con uno de los “peores” resultados de la traslación de la curva $I-V$, para finalmente mostrar unos cuadros estadísticos donde se grafica el error relativo para el cálculo de cada parámetro con la finalidad de proporcionar una mejor idea sobre la exactitud del método propuesto.

Figura 79: Curva I - V medida y calculada - ejemplo 1Figura 80: Curva I - V medida y calculada - ejemplo 2

Figura 81: Error relativo para el cálculo de I_{sc} Figura 82: Error relativo para el cálculo de V_{oc}

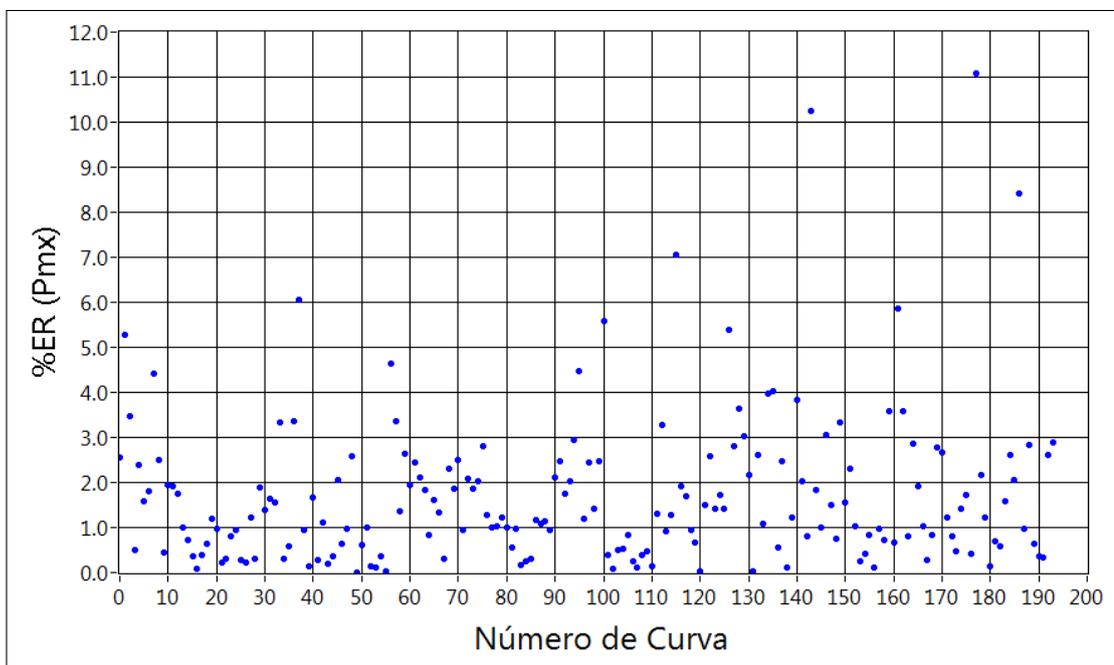


Figura 83: Error relativo para el cálculo de P_{mx}

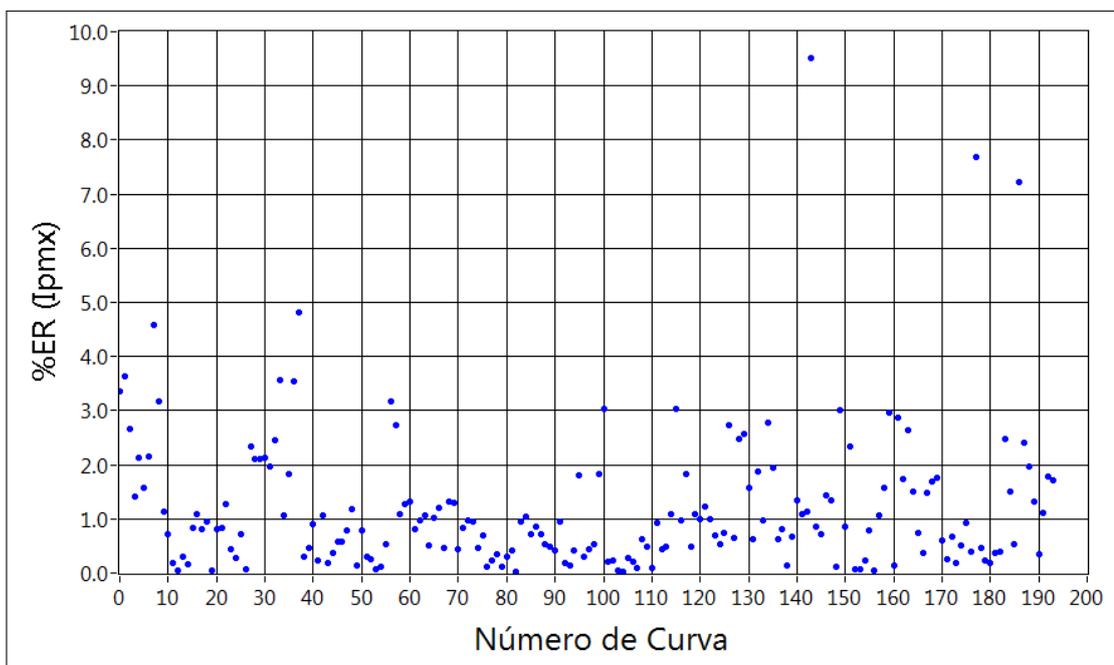


Figura 84: Error relativo para el cálculo de I_{pmx}

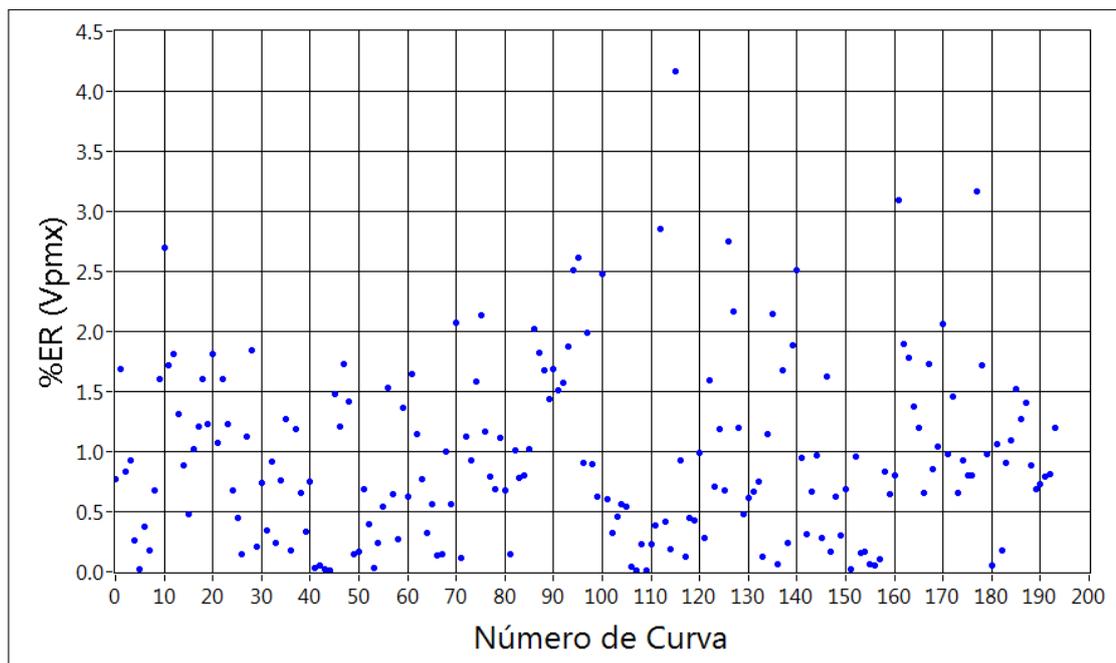


Figura 85: Error relativo para el cálculo de V_{pmx}

10.4. Cálculo de la incertidumbre

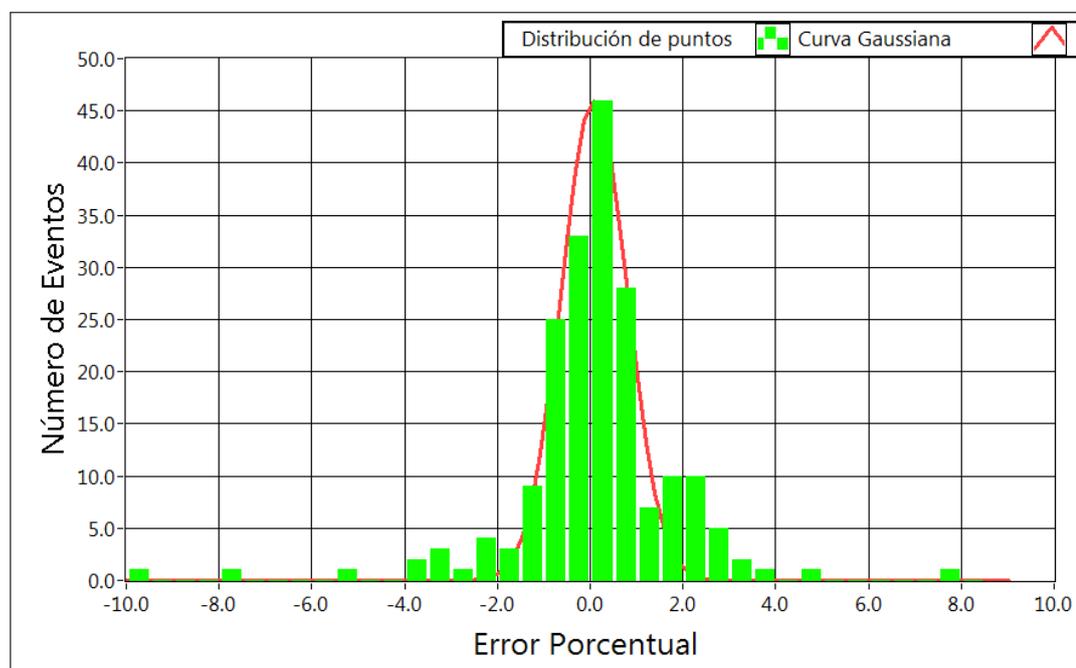


Figura 86: Distribución de Gauss para el error porcentual en el cálculo de I_{sc}

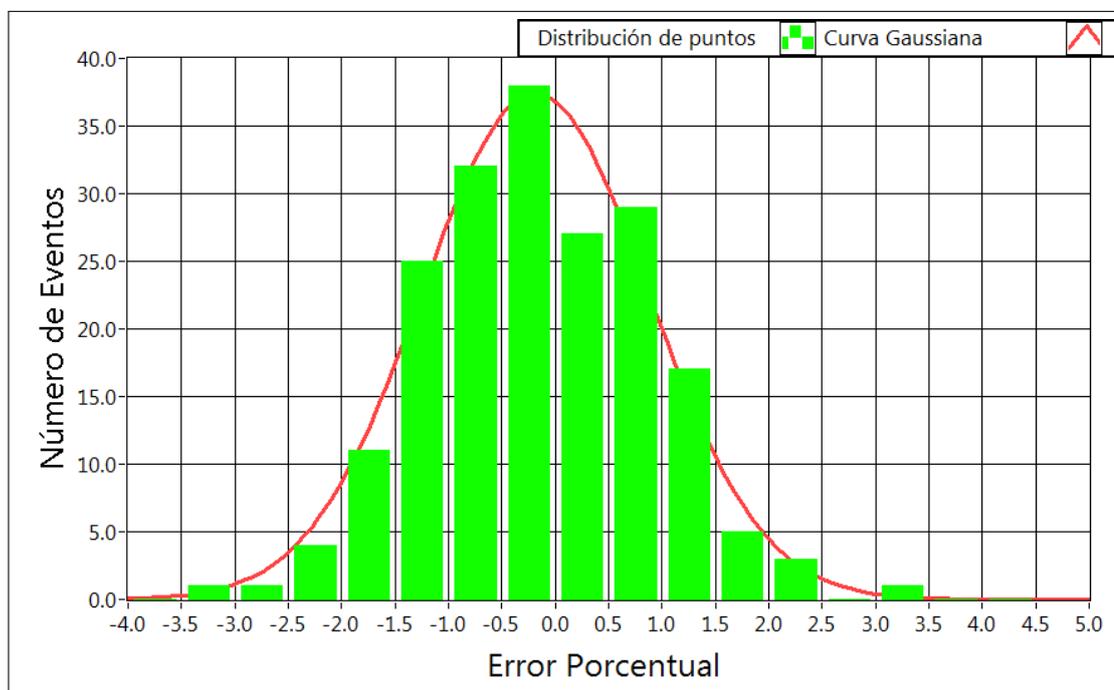


Figura 87: Distribución de Gauss para el error porcentual en el cálculo de V_{oc}

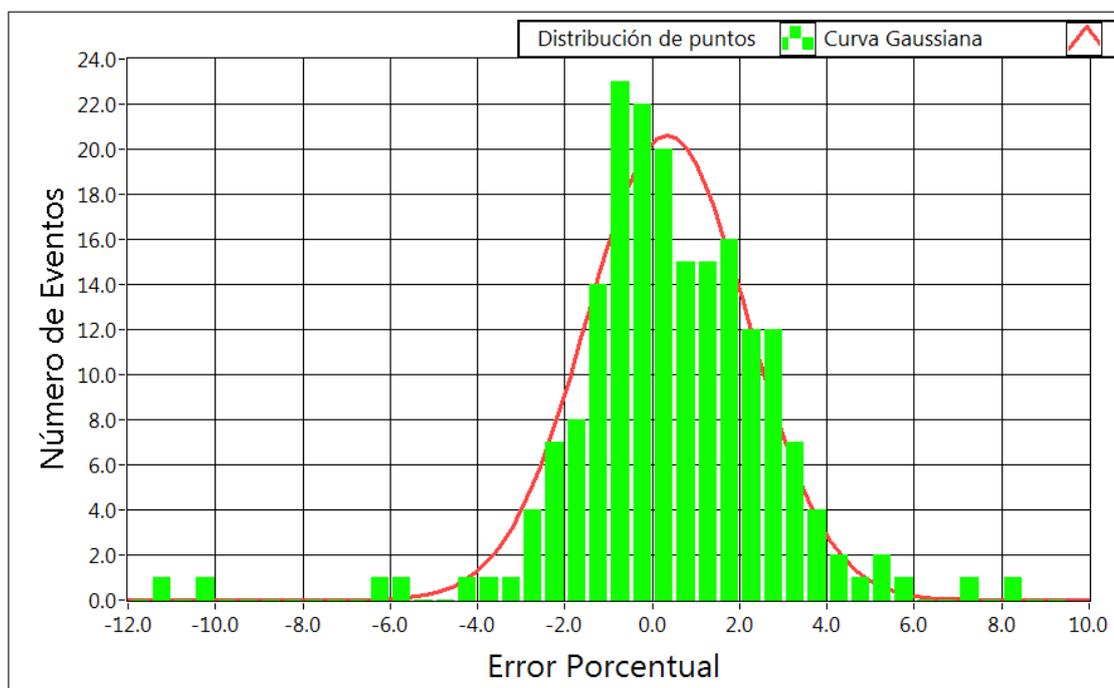


Figura 88: Distribución de Gauss para el error porcentual en el cálculo de P_{mx}

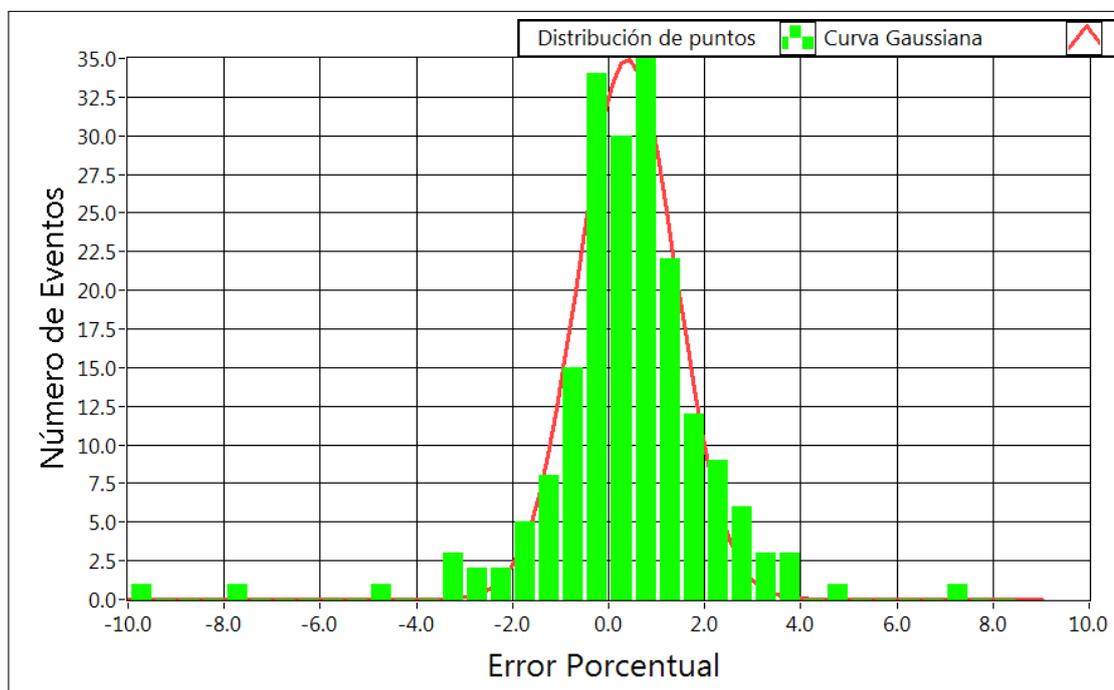


Figura 89: Distribución de Gauss para el error porcentual en el cálculo de I_{pmx}

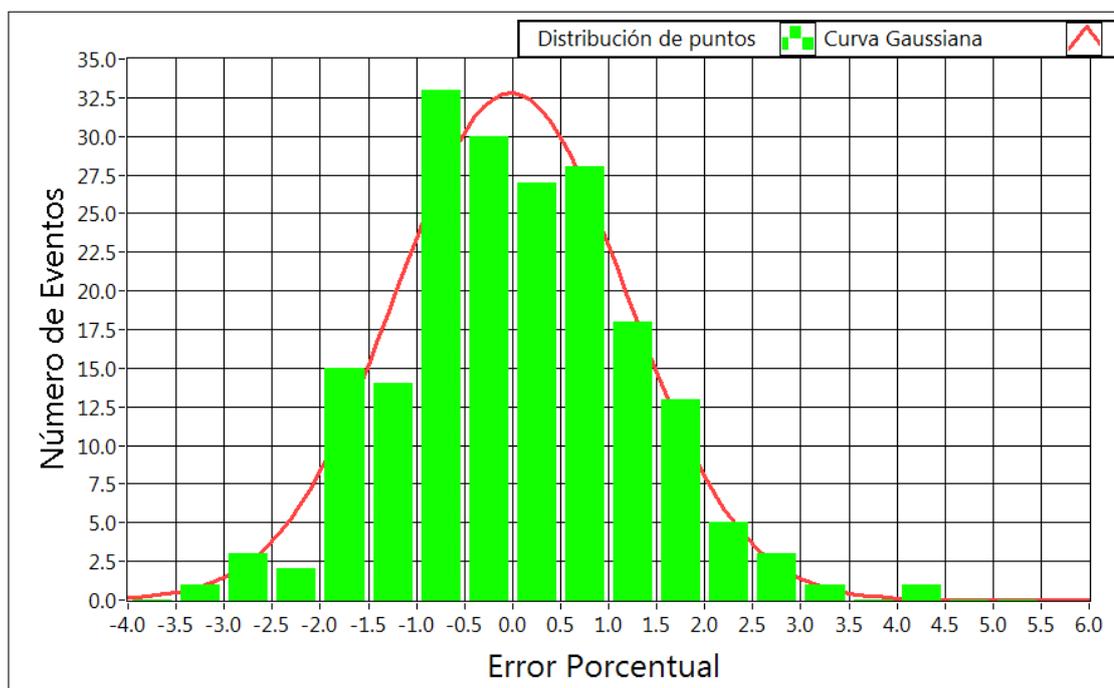


Figura 90: Distribución de Gauss para el error porcentual en el cálculo de V_{pmx}

En base a las gráficas anteriores los resultados fueron:

Tabla 9: Centro, desviación estándar e intervalo de la distribución de Gauss

	Centro	Desviación	Intervalo
I_{sc}	0,09 %	0,71 %	0,50 %
V_{oc}	-0,19 %	1,06 %	0,50 %
P_{mx}	0,34 %	1,84 %	0,50 %
I_{pmx}	0,39 %	1,01 %	0,50 %
V_{pmx}	-0,01 %	1,20 %	0,50 %

Tabla 10: Incertidumbre en el cálculo de los puntos principales de la curva $I-V$

Nivel de confianza	Incertidumbre				
	I_{sc}	V_{oc}	P_{mx}	I_{pmx}	V_{pmx}
68,0 %	1,05 %	1,12 %	2,43 %	1,65 %	1,43 %
95,0 %	1,76 %	2,18 %	4,28 %	2,66 %	2,63 %
99,7 %	2,47 %	3,24 %	6,12 %	3,68 %	3,83 %

10.5. Traslación a condiciones estándar de medida

A continuación se muestra el resultado de aplicar el método propuesto para calcular una curva $I-V$ en condiciones estándar.

Tabla 11: Comparación entre los valores nominales y calculados utilizando el método propuesto

Punto	Valor Nominal	VN \pm 5 %	Valor Calculado	VC \pm ΔVC^2	% ER
I_{sc}	3,33 A	3,16 - 3,50 A	3,70 A	3,61 - 3,79 A	11,07 %
V_{oc}	21,92 V	20,82 - 23,02 V	20,09 V	19,44 - 20,74 V	8,36 %
P_{mx}	55,00 W	52,25 - 57,75 W	54,60 W	51,26 - 57,94 W	0,73 %
I_{pmx}	3,11 A	2,95 - 3,27 A	3,39 A	3,27 - 3,51 A	8,90 %
V_{pmx}	17,64 V	16,76 - 18,52 V	16,12 V	15,50 - 16,74 V	8,61 %

²Se utilizaron los valores de incertidumbre de mayor confianza de la tabla 10

10.6. Potencia entregada por el módulo fotovoltaico

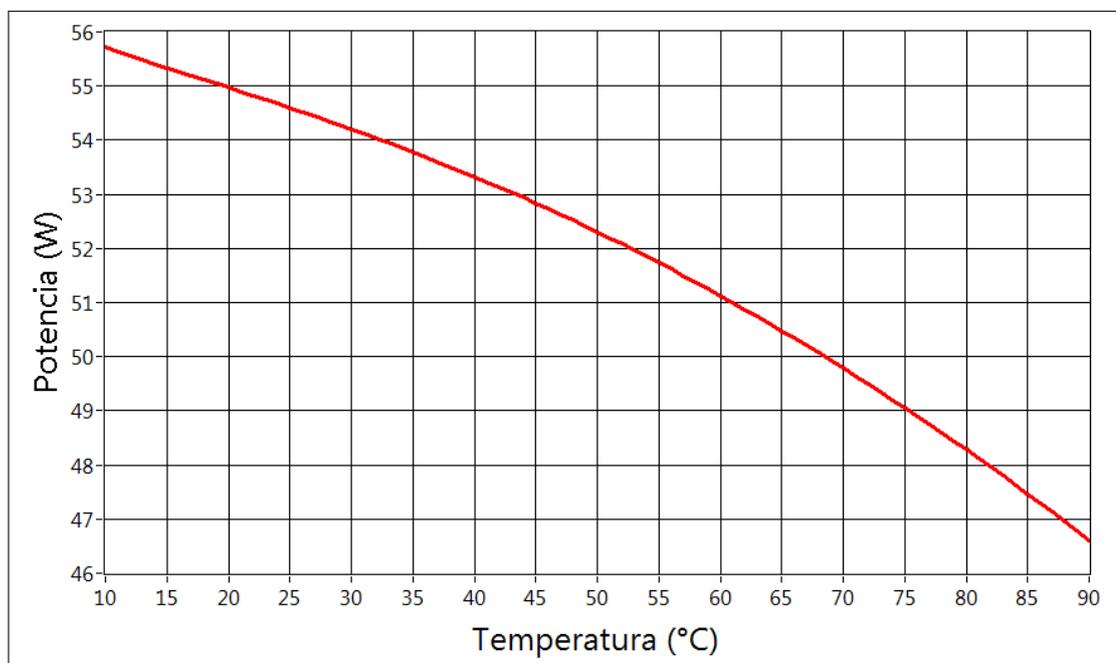


Figura 91: Variación de la potencia con respecto a la temperatura ($G = 1000\text{W}/\text{m}^2$)

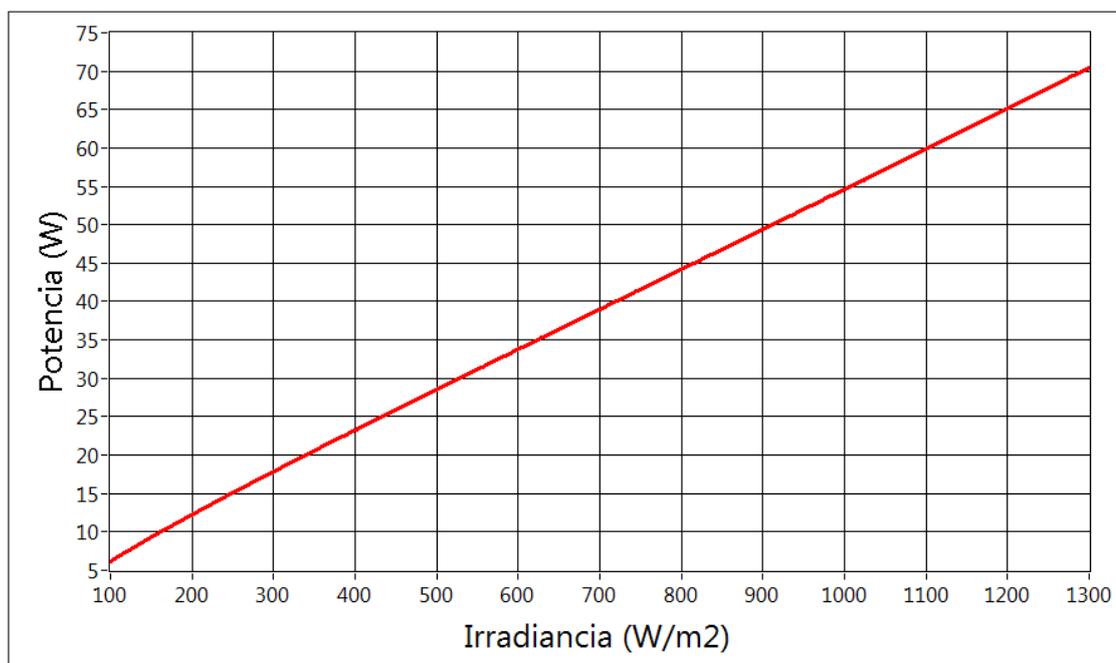


Figura 92: Variación de la potencia con respecto a la irradiancia ($T = 25^\circ\text{C}$)

10.7. Comparación del método propuesto con los otros métodos implementados

A continuación se presentan 2 gráficas que comparan los resultados ofrecidos por el método propuesto con respecto a los ofrecidos por los otros métodos implementados. Esta comparación se realiza tomando en cuenta el error relativo que ofrece cada método al ser utilizado para calcular los puntos importante de una curva $I-V$ registrada bajo condiciones reales de operación, así como el error relativo que ofrece cada método al ser utilizado para calcular los puntos importantes de una curva $I-V$ cuando esta es trasladada a CEM.

Para la elaboración de las gráficas se consideró el mayor nivel de confianza (99,7%) para la incertidumbre.

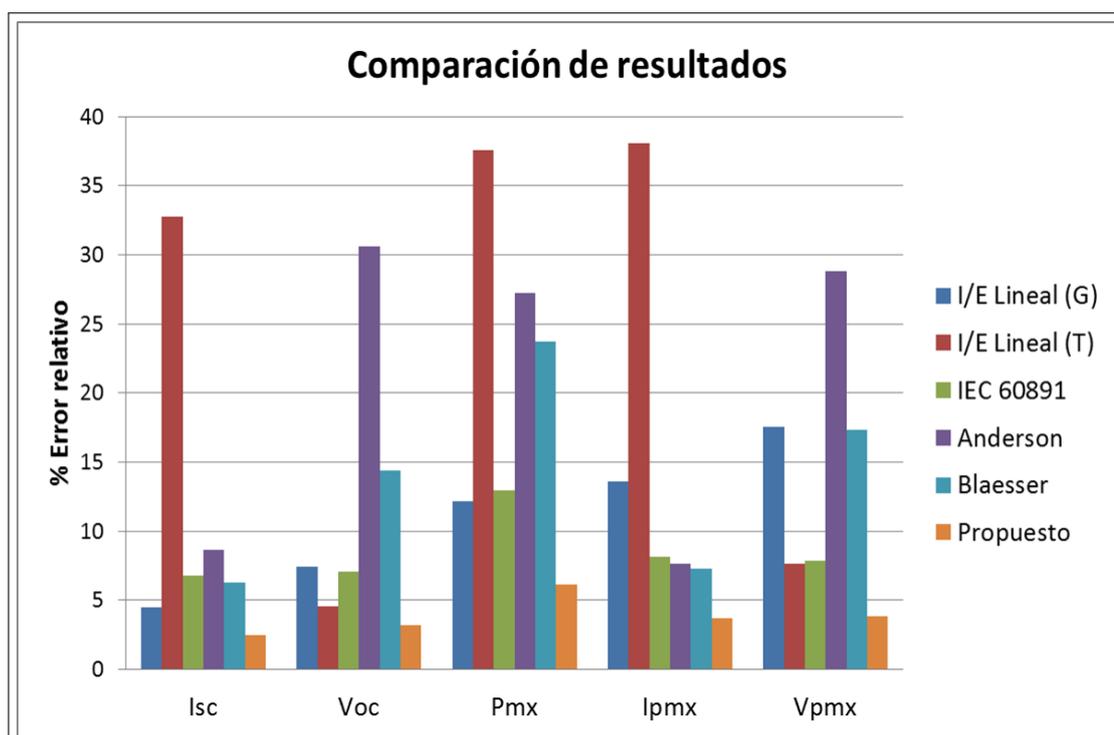


Figura 93: Cálculo de los puntos importantes de la curva $I-V$

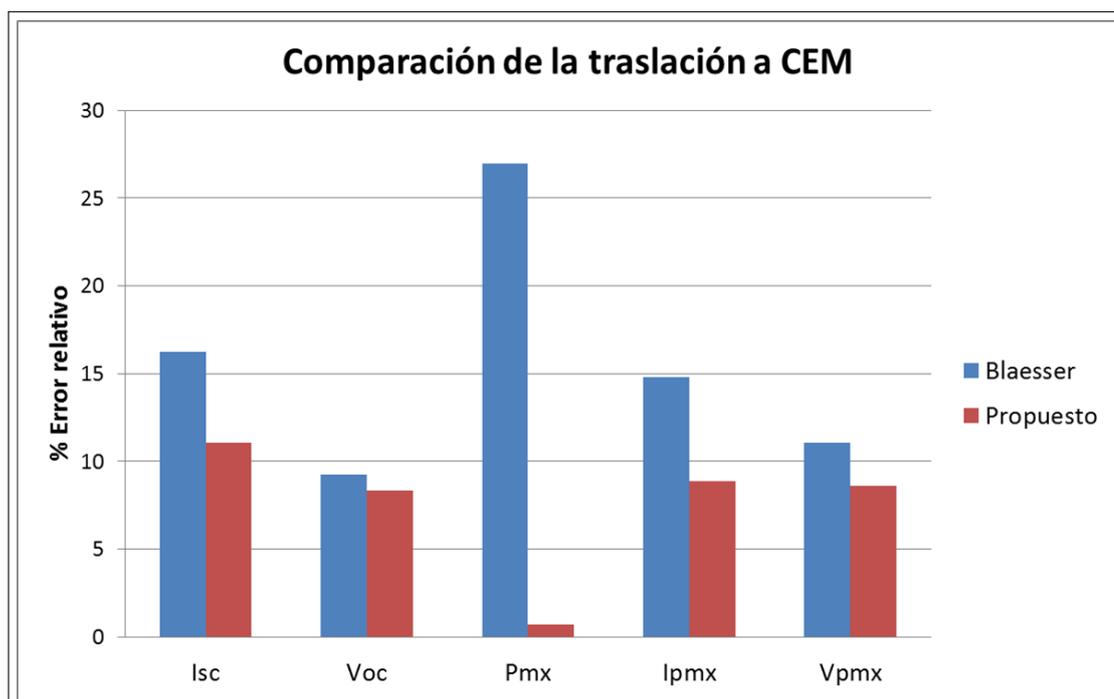


Figura 94: Traslación a condiciones estándar de medida

Conclusiones

1. Se logró implementar en un software 4 métodos de traslación de curvas $I-V$ que son utilizadas en la actualidad por la académica.
2. De acuerdo al sistema de puntuación utilizado, de los 4 métodos mencionados en el ítem anterior, es el Método de la Norma Internacional IEC 60891 el que mejores resultados ofrece.
3. De los 4 métodos implementados, solo el Método de Blaesser es el que nos ha permitido realizar la traslación a condiciones estándar, ya que los otros 3 métodos, dependiendo del valor de G elegido, tienen algún tipo de restricción al momento de decidir el valor de T al que queremos trasladar la curva $I-V$.
4. Los métodos existentes para la traslación de curvas $I-V$ fueron desarrollados para ser trabajados con un simulador solar, en consecuencia, utilizarlos con datos obtenidos para el módulo fotovoltaico trabajando a sol real conlleva a imprecisiones. Del mismo modo, estos métodos no fueron pensados para ser implementados en un software, lo que aumenta la dificultad al momento de programar.
5. Los métodos de traslación estudiados e implementados son en cierta forma métodos de interpolación o extrapolación de curvas $I-V$, por lo que si deseamos trasladar una curva $I-V$ a condiciones estándar, la tendencia de estas curvas debe ser la de pasar por las condiciones estándar en algún momento, es decir, el módulo debería ser estudiado, por ejemplo, bajo las siguientes condiciones:

G (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)
600	20,0
650	21,5
800	23,0
950	24,5
1000 ¹¹	25,0 ¹¹
1100	26,0
1250	27,5

En caso contrario, si la tendencia de las curvas I - V fuera otra, podrían producirse cálculos erróneos o imposibles de resolver.

6. La precisión y exactitud de los resultados dependerá de la calidad del trazado y registro de la curva I - V , así como de los parámetros ambientales bajo los cuales esta es trazada.
7. En cuanto al método de traslación propuesto, podemos decir:
 - a) En esta primera versión del método propuesto se ha logrado realizar la traslación a condiciones estándar de medida sin que exista algún tipo de limitación en el rango de temperaturas que se puedan utilizar de acuerdo al nivel de irradiancia elegido y viceversa.
 - b) Con el método propuesto se puede analizar la dependencia de la potencia del módulo fotovoltaico con respecto a la temperatura para una determinada irradiancia y viceversa.
 - c) Se necesitan hacer más pruebas para bajas irradiancias con el fin de mejorar el método propuesto.
 - d) Se elaboró un método capaz de realizar la traslación de una curva I - V real mediante procedimientos sencillos y de fácil entendimiento.

¹¹Los valores en rojo son solo para indicar las condiciones estándar, en el ejemplo no deberían estar escritos.

Recomendaciones

1. En ocasiones, al analizar las curvas $I-V$ registradas en días distintos, se encuentra que para un mismo valor de G se tienen 2 valores diferentes de T , lo cual indica que para mejorar los cálculos se debería estudiar el efecto del viento y cualquier otro factor que cambie la temperatura del módulo fotovoltaico que está siendo ensayado.

Del mismo modo se debería tener en cuenta el ángulo cenital para asegurar que las curvas están siendo registradas bajo la condición estándar: $AM = 1,5$ (ángulo cenital igual a $48,2^\circ$ al nivel del mar) y asegurar la incidencia normal de la radiación solar en dicho momento.

2. Debe estudiarse la posibilidad de implementar un seguidor solar así como un sistema de climatización.
3. Para verificar la precisión de los métodos de traslación utilizados en el presente trabajo, se requiere tener un módulo fotovoltaico con un certificado de sus características eléctricas medidas bajo condiciones estándar.

Bibliografía

- [1] A. J. Anderson. *Photovoltaic Translation Equations: A New Approach (1996)*. National Renewable Laboratory: A national laboratory of the U.S. Department of Energy Managed by Midwest Research Institute for the U.S. Department of Energy under Contract No. DE-AC36-83CH10093.
- [2] Almonacid Cruz, Florencia. *Caracterización eléctrica de módulos fotovoltaicos a sol real mediante redes neuronales artificiales (2009)*. Capítulo 4: Métodos de Caracterización de Módulos Fotovoltaicos. Jaén, España.
- [3] C. Rus-Casas, J.D. Aguilar, P. Rodrigo, F. Almonacid, P.J. Pérez-Higueras. *Classification of methods for annual energy harvesting calculations of photovoltaic generators (2013)*. Energy Conversion and Management.
- [4] *Crystalline silicon photovoltaic (PV) array - On-site measurement of I-V characteristics*, IEC 61829, 1995.
- [5] D. C. Baird *Experimentación: Una introducción a la teoría de mediciones y al diseño de experimentos*. Royal Military College, Kingston, Ontario.
- [6] Esteban Sanchis , Juan B. Ejea. *El Diodo*, Escola Técnica Superior de Enginyeria. Universitat de Valencia. 2008.
- [7] F. Almonacid, C. Rus, L. Hontoria, F.J. Muñoz. *Characterisation of PV CIS module by artificial neural networks. A comparative study with other methods (2009)*. Renewable Energy an International Journal.
- [8] Grupo IDEA, *Curso Solar*. [Fecha de consulta: 21-12-2014]. Disponible en: <http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/index.htm>.

- [9] J.D. Sandstorm. *A Method for Predicting Solar Cell Current-Voltage Curve Characteristics as a Function of Incident Solar Intensity and Cell Temperature (1967)*. Jet Propulsion Laboratory. Conference Record of the Sixth Photovoltaic Specialist Conference, IEEE; Cocoa Beach, Florida March 1967.
- [10] K. Agroui, A. Hadj Arab, M. Pellegrino, F. Giovanni and I. Hadj Mahammad. *Indoor and outdoor photovoltaic modules Performances based on thin films solar cells (2011)*. Revue des Energies Renouvelables Vol. 14 N°3 (2011) 469-480.
- [11] *Parámetros Eléctricos de la Célula Solar*. [Fecha de consulta: 10-01-2015]. Disponible en:
http://www.luqentia.es/hosting/masterenergiasrenovablesunh/material/Células_FV/clase8jun.pdf
- [12] *Photovoltaic devices. Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics*, IEC 60904, 2006.
- [13] *Reglamento Técnico: Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural*, Resolución Directoral N° 003-2007-EM/DGE, Ministerio de Energía y Minas - Dirección General de Electricidad, 2007.
- [14] Yuki Tsuno, Yoshihiro Hishikawa and Kosuke Kurokawa. *Translation Equations for Temperature and Irradiance of the I-V Curves of various PV Cells and Modules (2006)*. Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion; Hilton Waikoloa Village Waikoloa, Hawaii.

Anexo A

Proyecto de Cooperación UNI-UJAEN

Desde comienzos del año 2014, la Universidad de Jaén de España viene ejecutando un proyecto de cooperación sobre transferencia tecnológica en energía fotovoltaica en colaboración con la Universidad Nacional de Ingeniería. El ejecutor del mencionado proyecto de cooperación es el **Grupo IDEA** (Grupo de Investigación y Desarrollo en Energía Solar) de la Universidad de Jaén y por parte de la Universidad Nacional de Ingeniería el ejecutor del proyecto de cooperación es el **Centro de Energías Renovables y Uso Racional de la Energía**.

El proyecto de cooperación que está financiado por la Agencia Andaluza de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AACID), lleva por título: *“Emergiendo con el Sol. Apoyo institucional al Centro de Energías Renovables de la Universidad Nacional de Ingeniería, en el campo de la generación de energía eléctrica, empleando tecnología fotovoltaica”* y está dirigido por el profesor de Tecnología Electrónica de la Universidad de Jaén, Dr. Ing. Juan de la Casa.

En líneas generales, el proyecto consta de 2 etapas:

- Implementar un pequeño laboratorio capaz de estudiar las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos o pequeñas asociaciones de estos. Es en este marco que se instaló el *Sistema Automático de Monitoreo* utilizado en este trabajo.
- Instalar en Lima (Universidad Nacional de Ingeniería), Tacna (Universidad Nacional Jorge Basadre Grohmann) y Arequipa (Universidad Nacional San Agustín) un Sistema Fotovoltaico conectado a Red, de 3KW pico cada uno, que servirá para la experimentación como para la enseñanza.

Anexo B

Calibración de los Sensores de Radiación

Los sensores fotovoltaicos que utiliza el *Sistema Automático de Monitoreo* fueron calibrados en los laboratorios del **Ciemat** (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas), institución dependiente de la *Secretaría de Estado de Investigación, Desarrollo e Innovación del Gobierno Español*.

El método de calibración fue de comparación directa entre la irradiancia que registraba un piranómetro de referencia y el voltaje que generaban los sensores que se deseaba calibrar.

En este apéndice se presenta el íntegro del informe de calibración elaborado por el **Ciemat**.



MINISTERIO DE
ECONOMÍA Y
COMPETITIVIDAD

Ciemat

Centro de Investigaciones
Energéticas, Medioambientales
y Tecnológicas

**Departamento de Energía
Unidad de Energía Solar Fotovoltaica**

Water and Energy Laboratory (WEL IMDEA)

Universidad de Jaén

Campus Las Lagunillas, S/N, 23071 Jaén

Departamento de Electrónica y Automática

At. D. Juan de la Casa Higuera

delacasa@ujaen.es

Informe de calibración de sensores de irradiancia solar

Objeto de la calibración

Obtener la constante de calibración extrapolada a 1000 W/m^2 de un sensor de irradiancia solar a partir de medidas en condiciones reales de operación en exterior.

Muestra a medir

La muestra a medir es un sensor fotovoltaico marca **Nousol** modelo **Click cell**.

El sensor está formado por una célula de silicio monocristalino de dimensiones $125 \times 125 \text{ mm}^2$. La célula está enmarcada y encapsulada en vidrio-EVA-tedlar blanco. El sensor posee un shunt de alta estabilidad de $10 \text{ m}\Omega$, 5% de precisión y $\pm 10 \text{ ppm}/^\circ\text{C}$, PLV5 de Precision Resistor™.

Patrones utilizados

Piranómetro CMP22, de IMDEA Madrid y Piranómetro portátil CMP21 de IDEA Jaén. y calibración actualizada referida al World Radiometric Reference (WRR) a través del PMOD-WRC de Davos-Suiza.

Procedimiento de medida

Por comparación directa entre la célula FV a calibrar y los piranómetro de referencia bajo condiciones reales de radiación solar en exterior. La célula FV y el patrón se colocaron co-planares sobre una plataforma, orientada al sur, de tal manera que la radiación solar era cercana a la normal del plano de los sensores al mediodía solar. El sistema de adquisición de datos es marca Agilent y modelo 34972A; las medidas se tomaron cada 30 segundos y la constante de calibración fue obtenida a partir de la pendiente de la recta de regresión lineal, pasando por el origen (0,0) del ajuste por mínimos cuadrados de los valores medidos, para una irradiancia superior a 800 W/m^2 , y extrapolada para 1000 W/m^2 (ver en anexo, los gráficos). Las medidas realizadas para la calibración

WEL IMDEA ITC2014/2

C/ Punto Net 4, 2º piso, Edificio ZYE, Alcalá de Henares, 28805, MADRID.



MINISTERIO DE
ECONOMÍA Y
COMPETITIVIDAD

Ciemat Centro de Investigaciones
Energéticas, Medioambientales
y Tecnológicas

se tomaron entre los días 4 y 11 de Junio de 2014, en los intervalos de tiempo empleados para dicha calibración, la temperatura ambiente varió, aproximadamente, entre 12 °C y 30 °C.

Resultados obtenidos

Número de serie de la célula Nousol Click Cell	Constante de calibración a 1000 W/m ² (IMDEA)
Cell1	4.746 μV ± 0.03 μV

Número de serie de la célula Nousol Click Cell	Constante de calibración a 1000 W/m ² (IMDEA)
Cell2	4.600 μV ± 0.02 μV

Número de serie de la célula Nousol Click Cell	Constante de calibración a 1000 W/m ² (IMDEA)
Cell2 Óptima	54.64 μV ± 0.11 μV

Revisado por:

Realizado por:

Manuel Fuentes Conde

Madrid, 11 de Junio de 2014

WEL IMDEA ITC2014/2

C/ Punto Net 4, 2º piso, Edificio ZYE, Alcalá de Henares, 28805, MADRID.

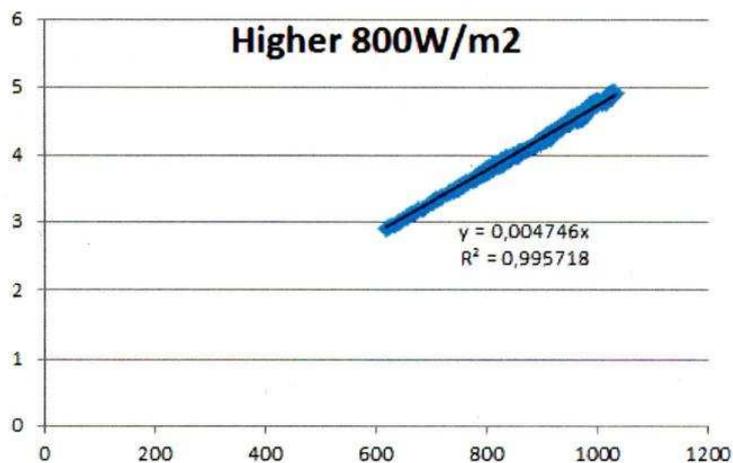


MINISTERIO DE
ECONOMÍA Y
COMPETITIVIDAD

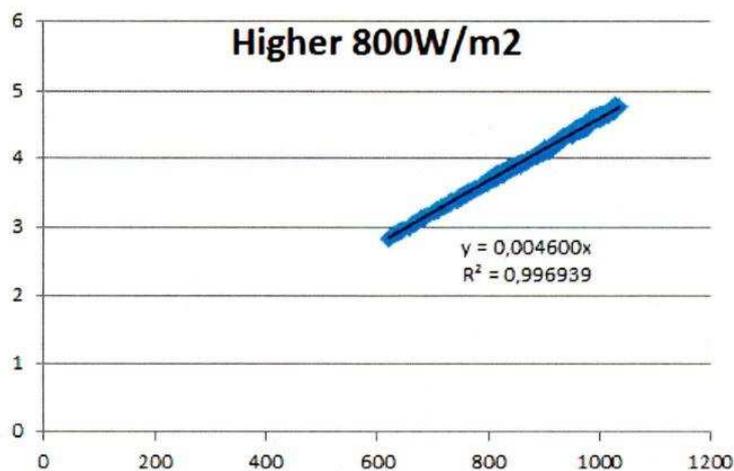
Ciemat Centro de Investigaciones
Energéticas, Medioambientales
y Tecnológicas

ANEXO

Gráfica de la célula Nousel Click Cell 1 total de datos (>800 W/m²) con referencia piranómetro IMDEA



Gráfica de la célula Nousel Click Cell 2 total de datos (>800 W/m²) con referencia piranómetro IMDEA



WEL IMDEA ITC2014/2

C/ Punto Net 4, 2º piso, Edificio ZYE, Alcalá de Henares, 28805, MADRID.

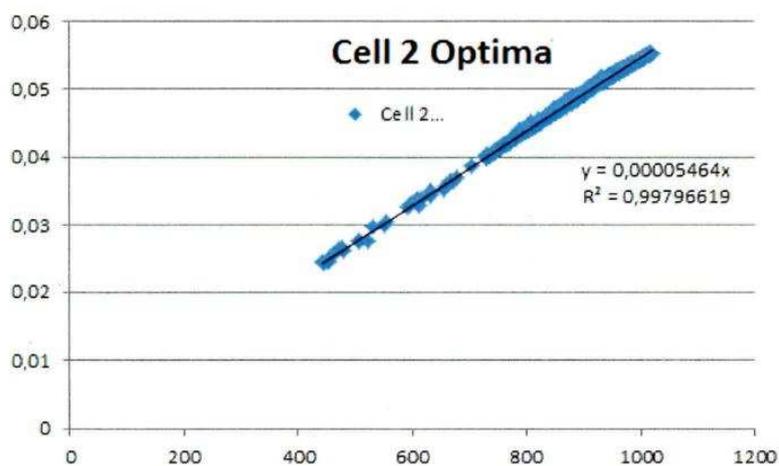


MINISTERIO DE
ECONOMÍA Y
COMPETITIVIDAD

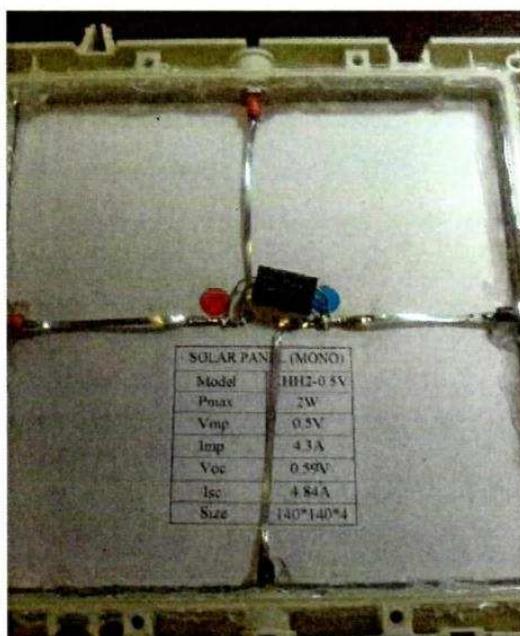
Ciemat

Centro de Investigaciones
Energéticas, Medioambientales
y Tecnológicas

Gráfica de la célula Nousel Click Cell 2 Óptima total de datos (>800 W/m²) con referencia piranómetro IMDEA



Detalles de la construcción de la célula calibrada: Soldadura del shunt con idéntica cantidad de estaño Sn99,3CuNiGe, sellado con silicona traslúcida de vinilsilidin trioxima.



WEL IMDEA ITC2014/2

C/ Punto Net 4, 2º piso, Edificio ZYE, Alcalá de Henares, 28805, MADRID.



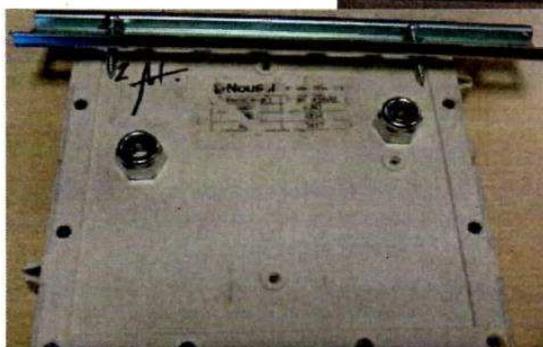
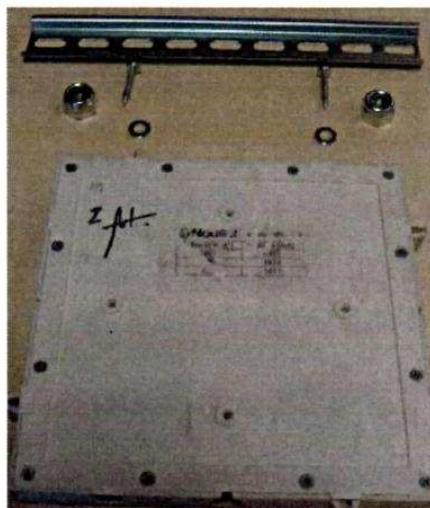
MINISTERIO DE
ECONOMÍA Y
COMPETITIVIDAD

Ciemat Centro de Investigaciones
Energéticas, Medioambientales
y Tecnológicas

Detalle de la calibración bajo sol real



Detalle de la fijación del soporte: pieza de sujeción cortada con 9 hendiduras, dos tornillos, dos arandelas y dos tuercas cuyo diámetro interior coincide con el diámetro exterior del alojamiento de la célula Nousol.



WEL IMDEA ITC2014/2

C/ Punto Net 4, 2º piso, Edificio ZYE, Alcalá de Henares, 28805, MADRID.

Anexo C

Diagrama de bloques y panel de control del software implementado

A continuación se presenta la imagen del diagrama de bloques y de los paneles de control de cada una de las pestañas que conforman el programa principal del software en el que se implementó los métodos de traslación de las curvas $I-V$ que son el objetivo de este trabajo.

Del mismo modo, se presenta la imagen de los paneles de control del software en el que se implementó el método propuesto para la traslación de curvas $I-V$.

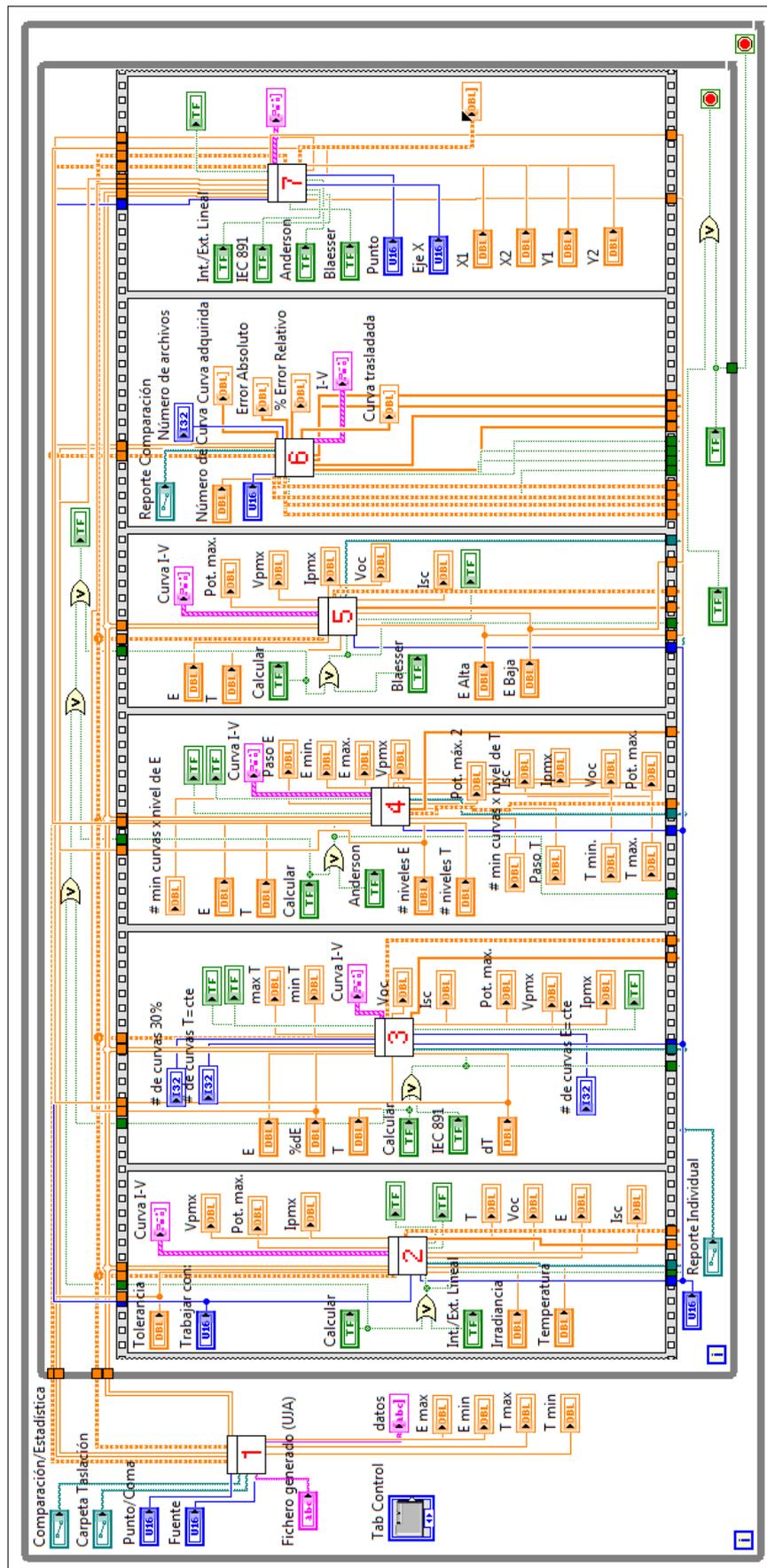


Figura 93: Diagrama de bloques del Programa Principal

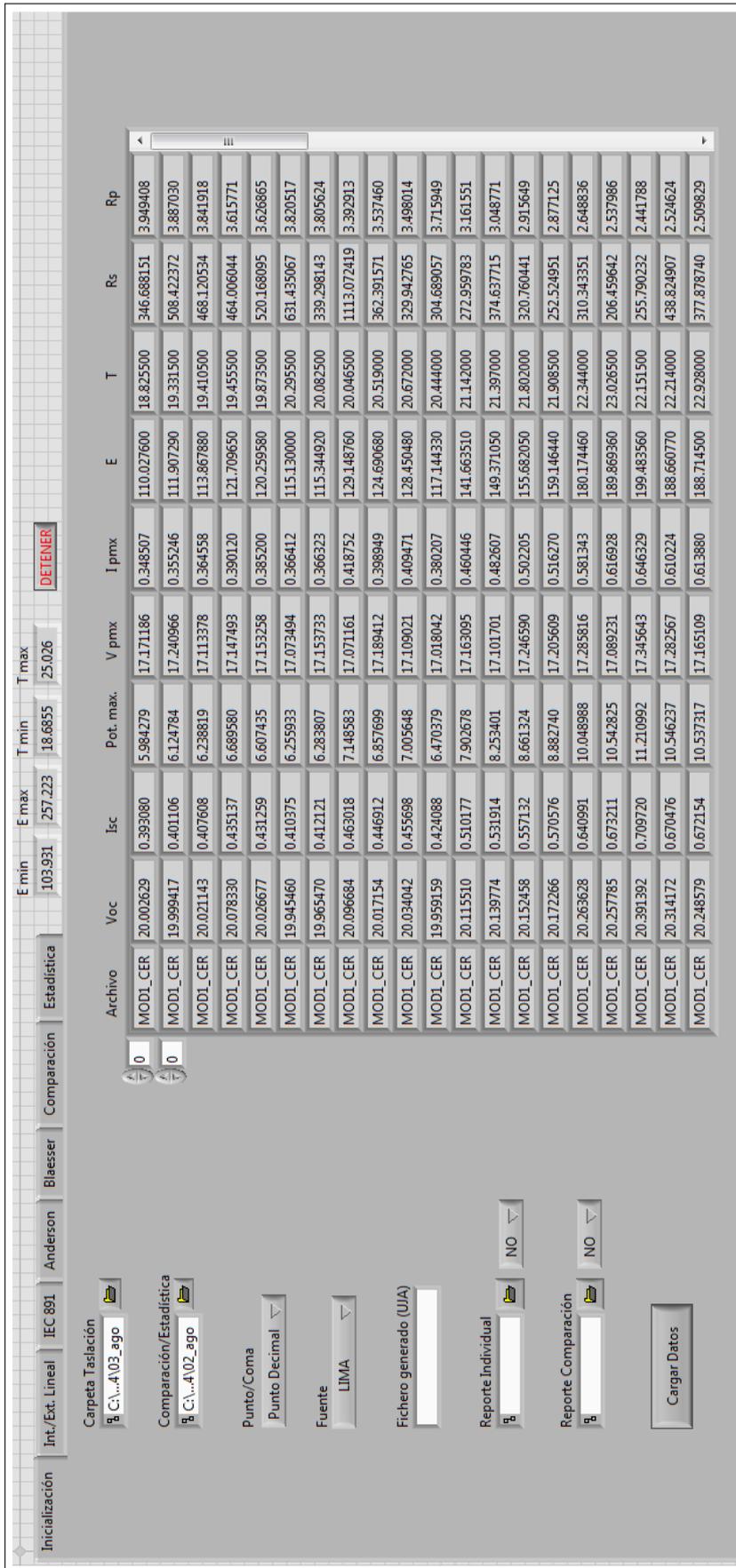


Figura 94: Panel de control del Proceso de Inicialización

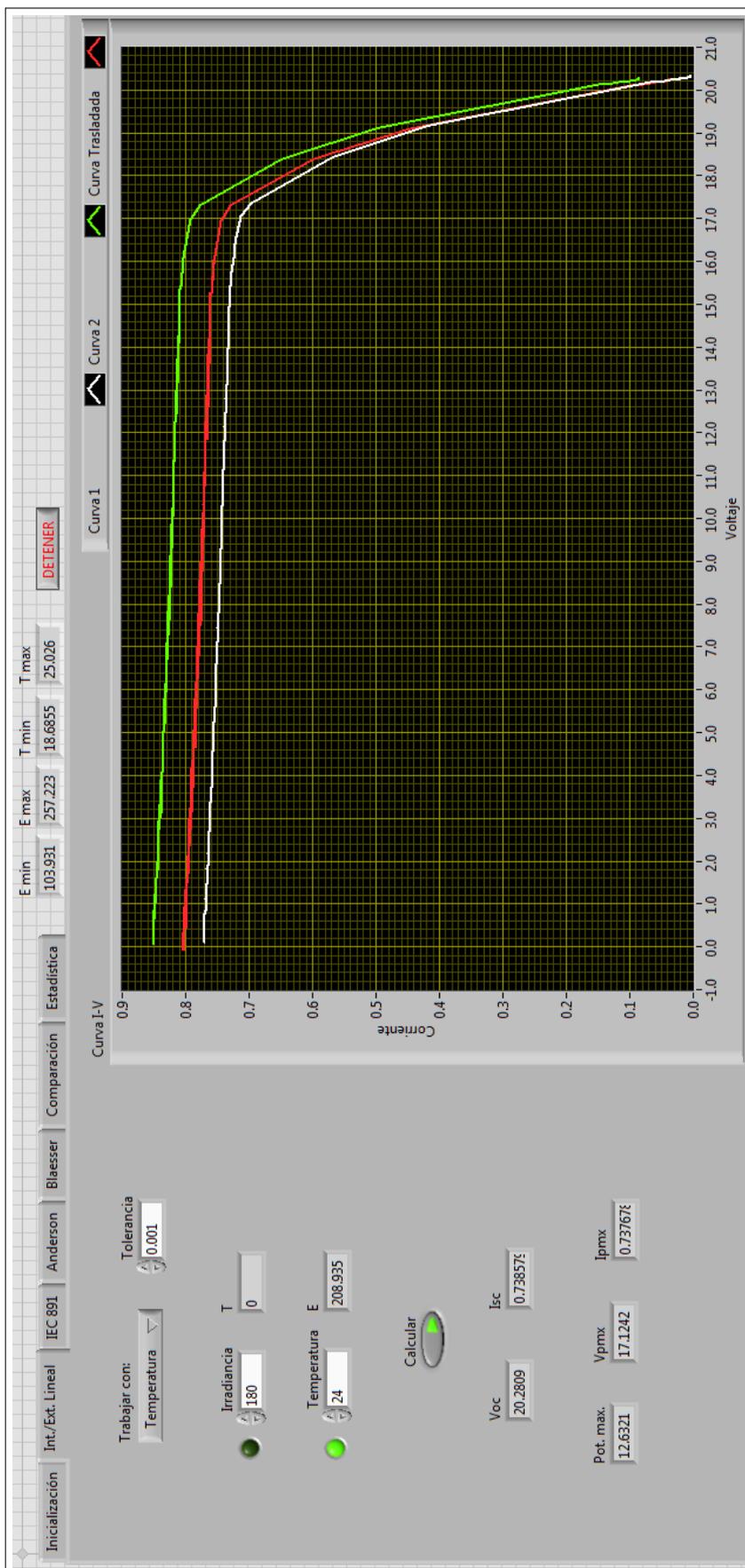


Figura 95: Panel de control del Método de Interpolación/Extrapolación Lineal

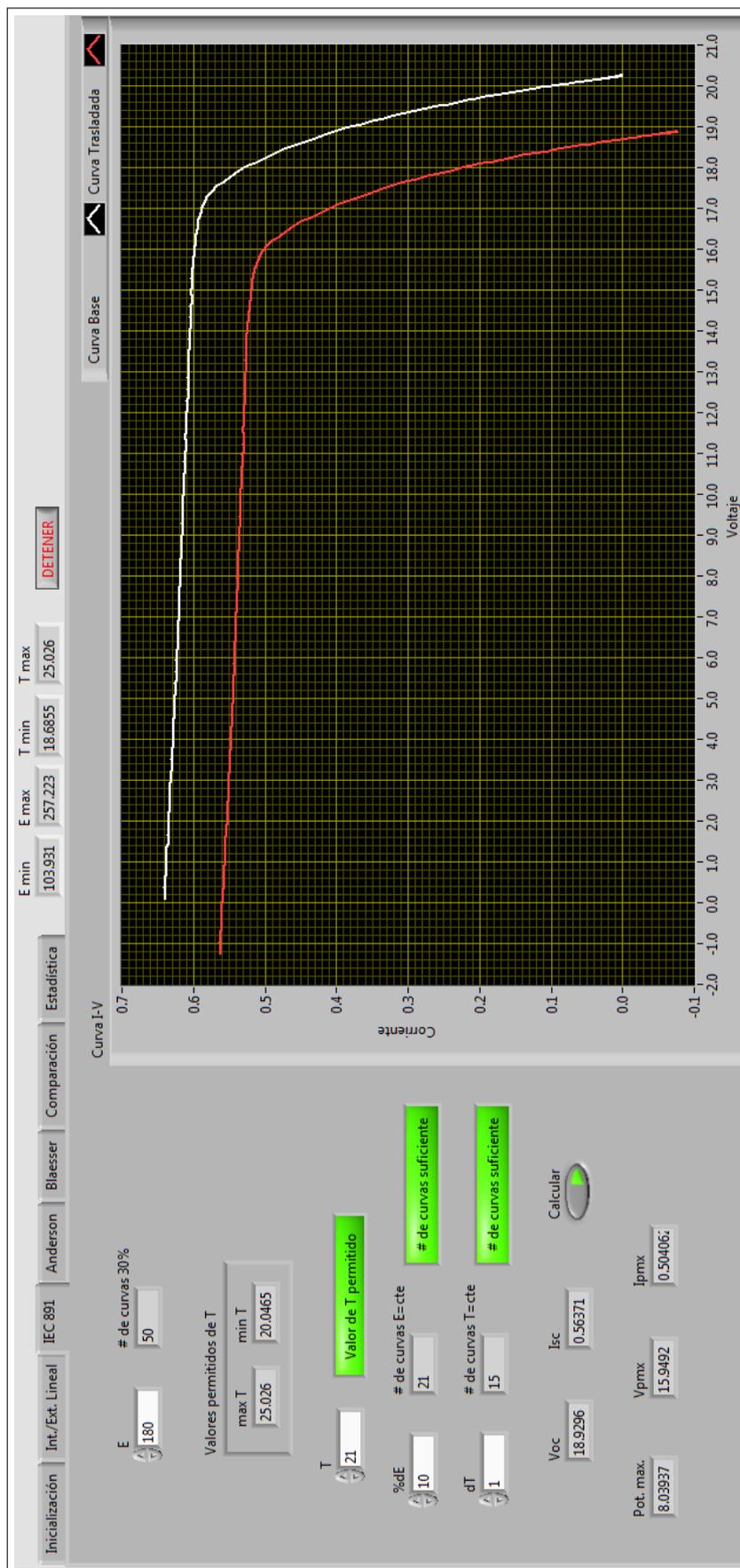


Figura 96: Panel de control del Método de la Norma Internacional IEC 60891

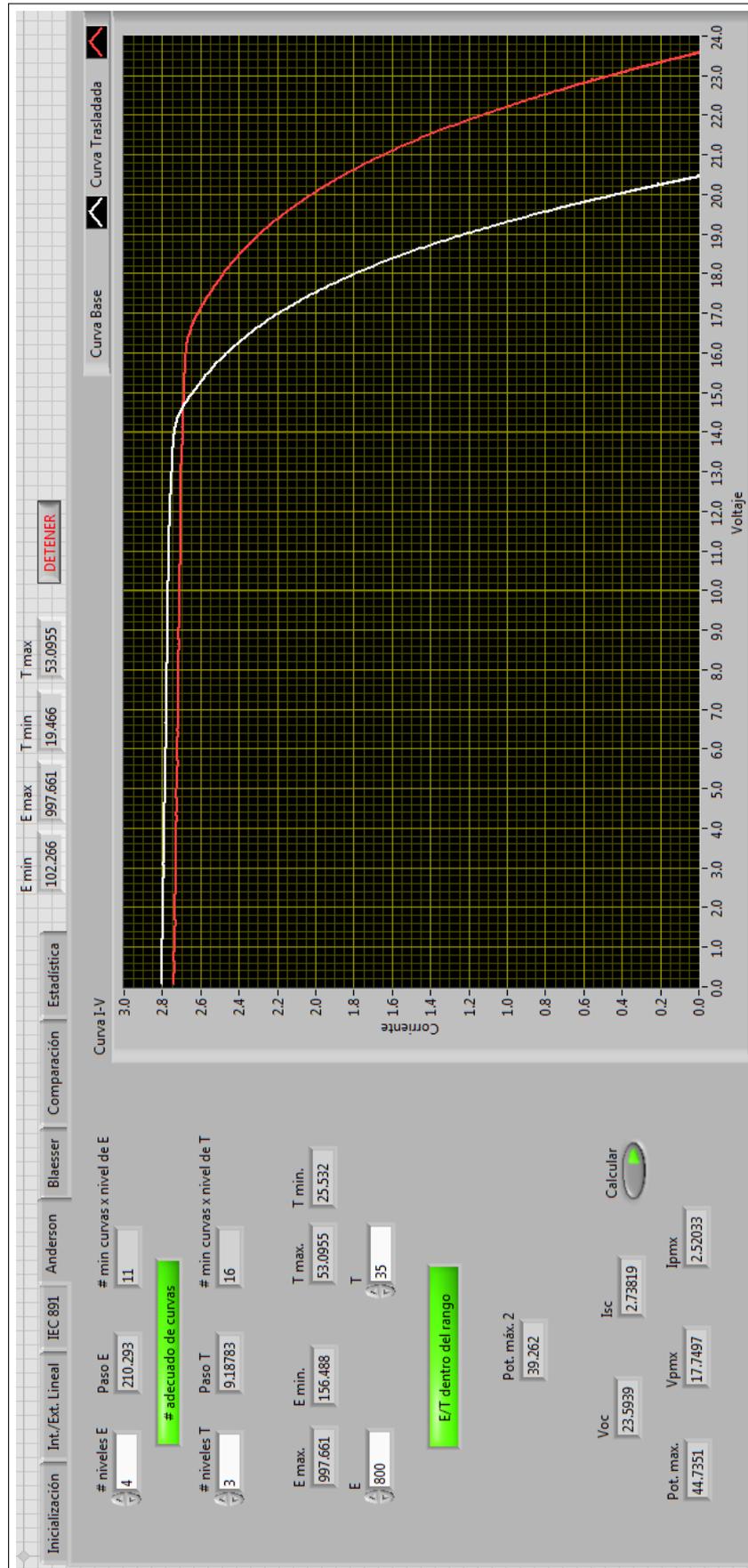


Figura 97: Panel de control del Método de Anderson

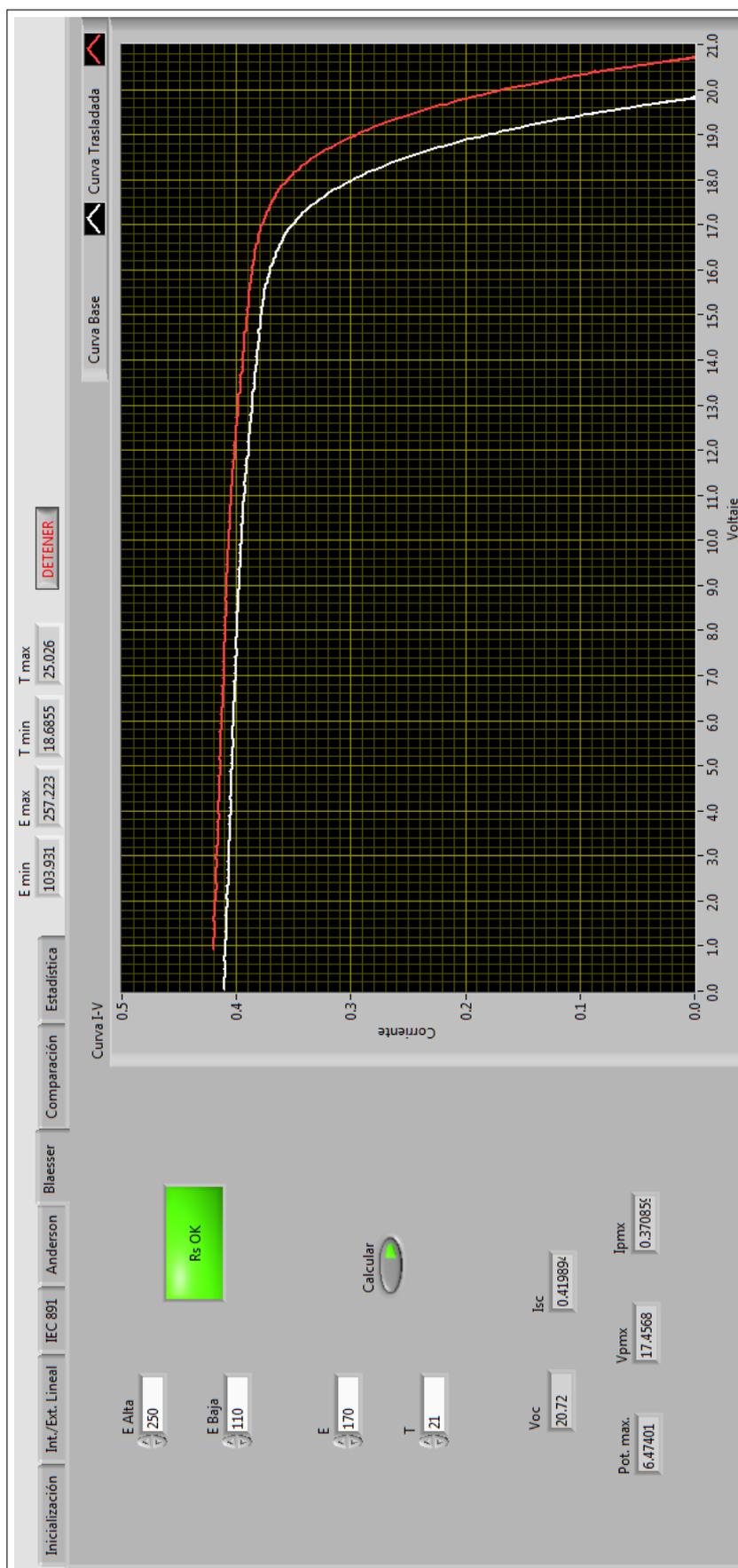


Figura 98: Panel de control de Método de Blaeser

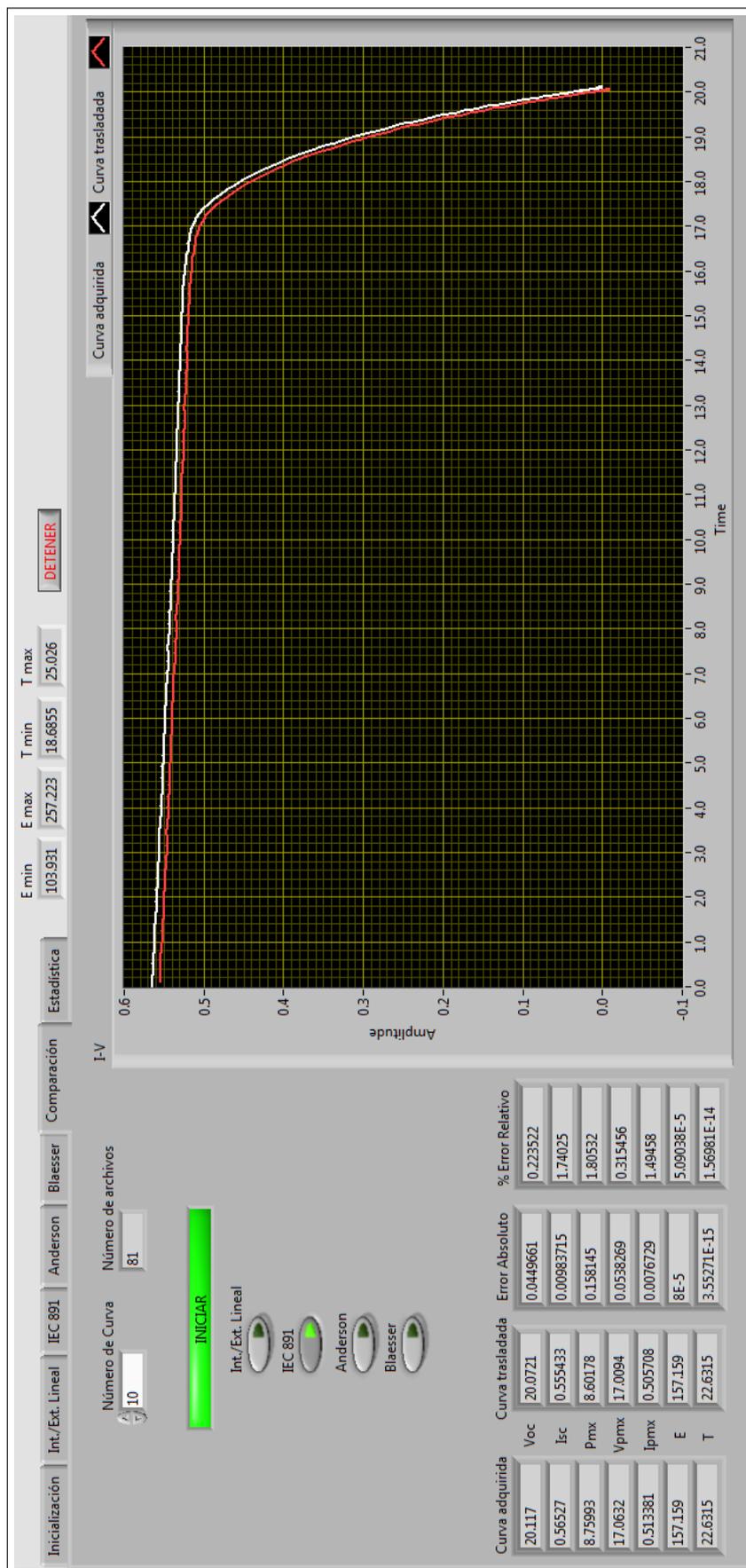


Figura 99: Panel de control del Proceso de Comparación

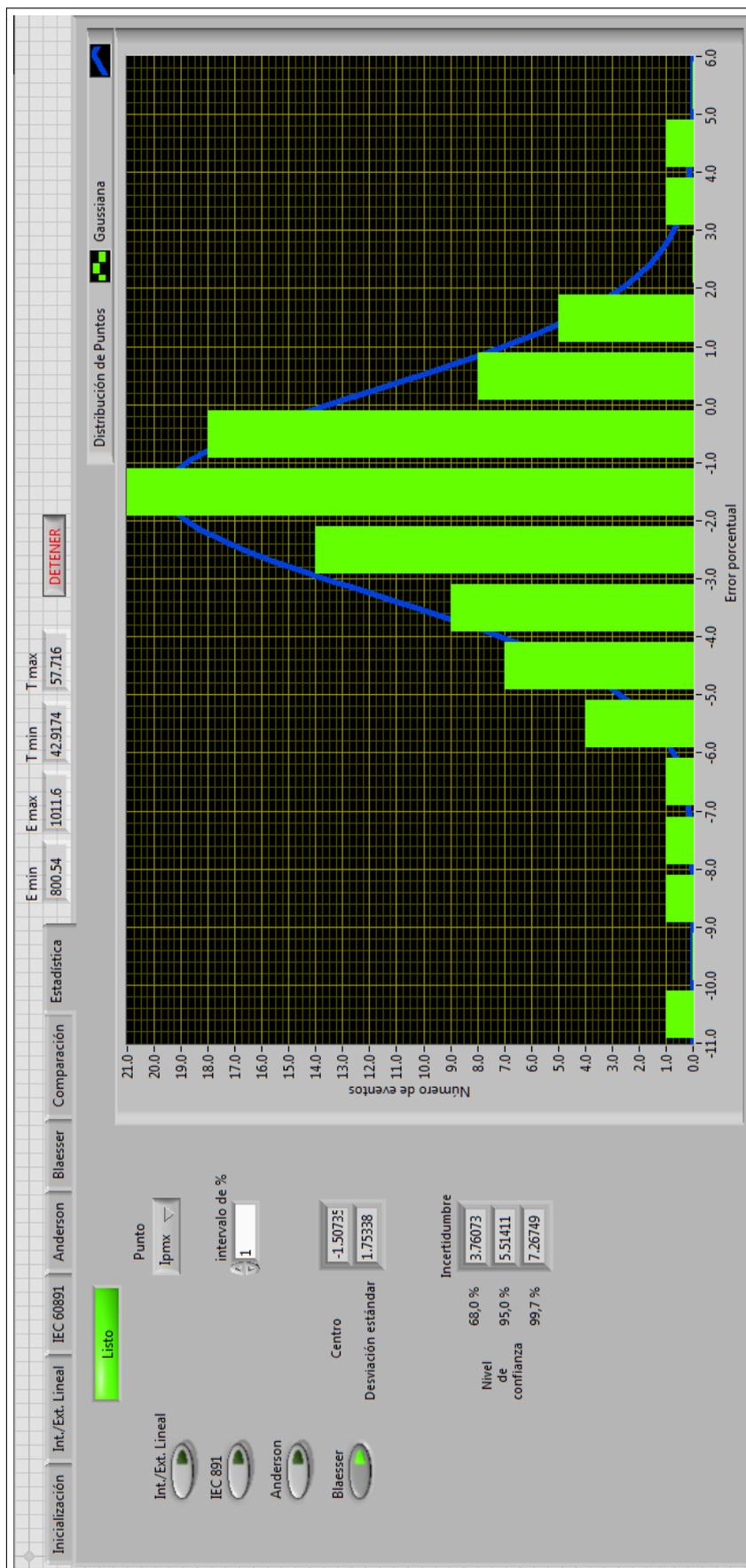


Figura 100: Panel de control del Proceso de Estadística

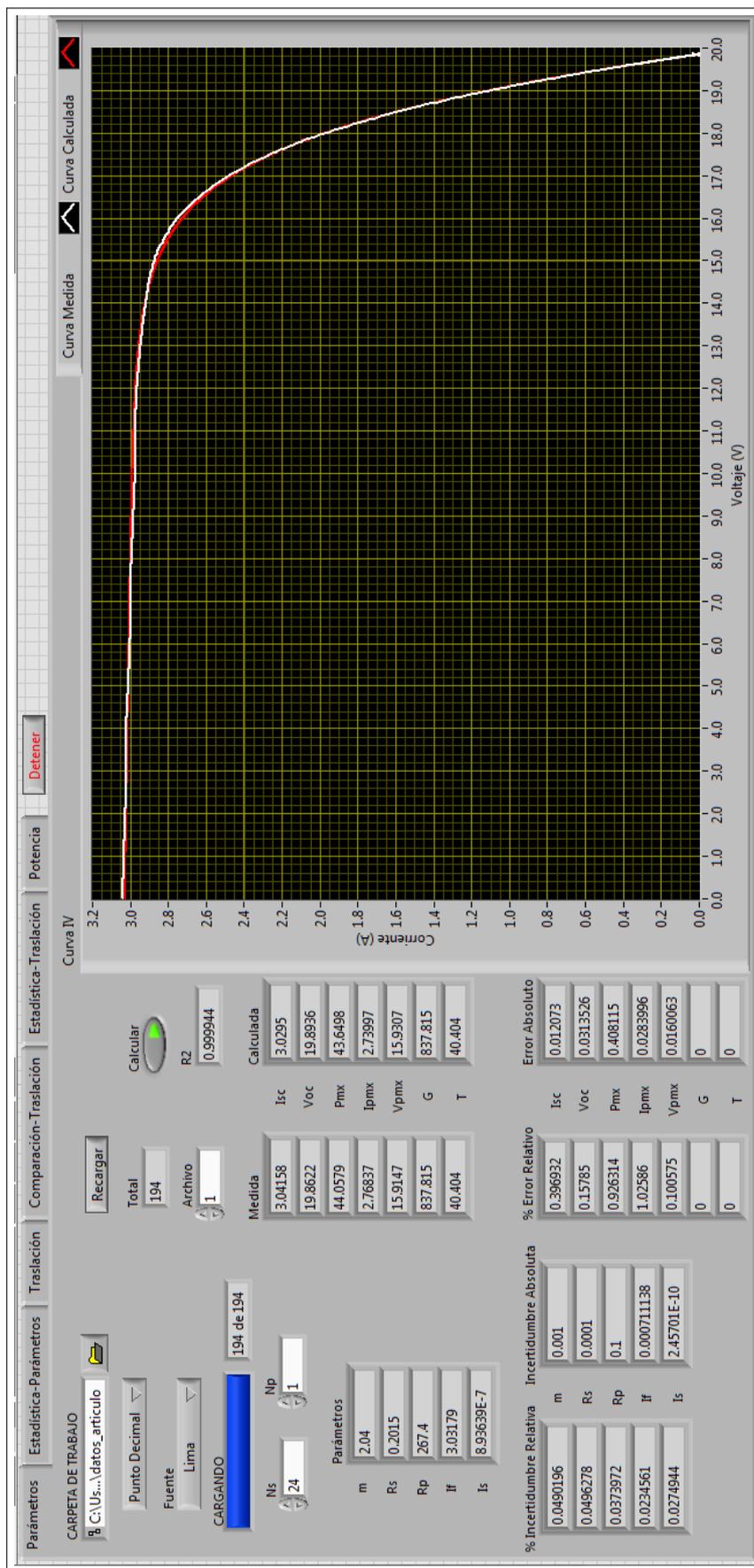


Figura 101: Panel de control para hallar los parámetros de la curva I-V mediante el método propuesto

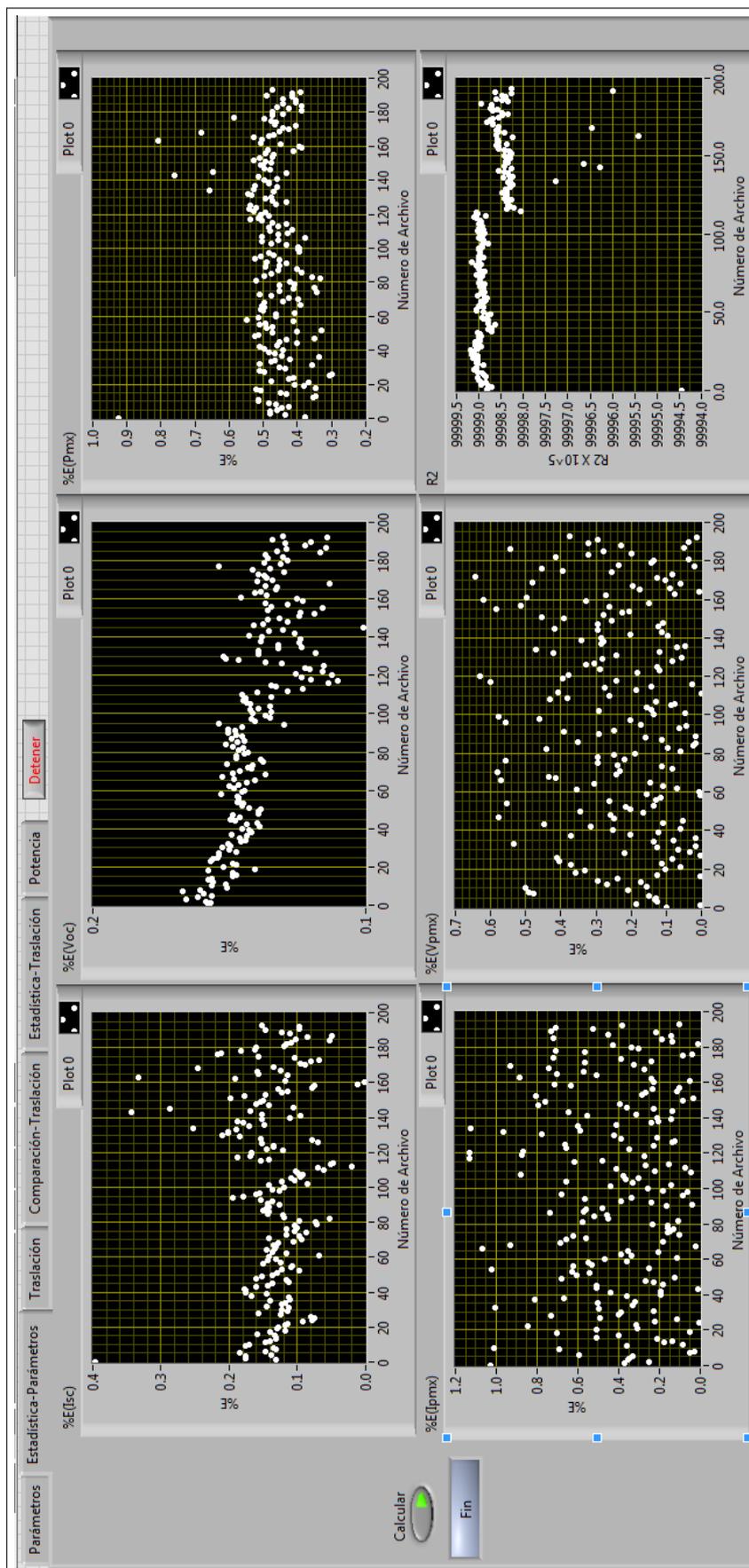


Figura 102: Panel de control donde se muestra el error relativo en el cálculo de cada punto principal de la curva *I-V* mediante el método propuesto

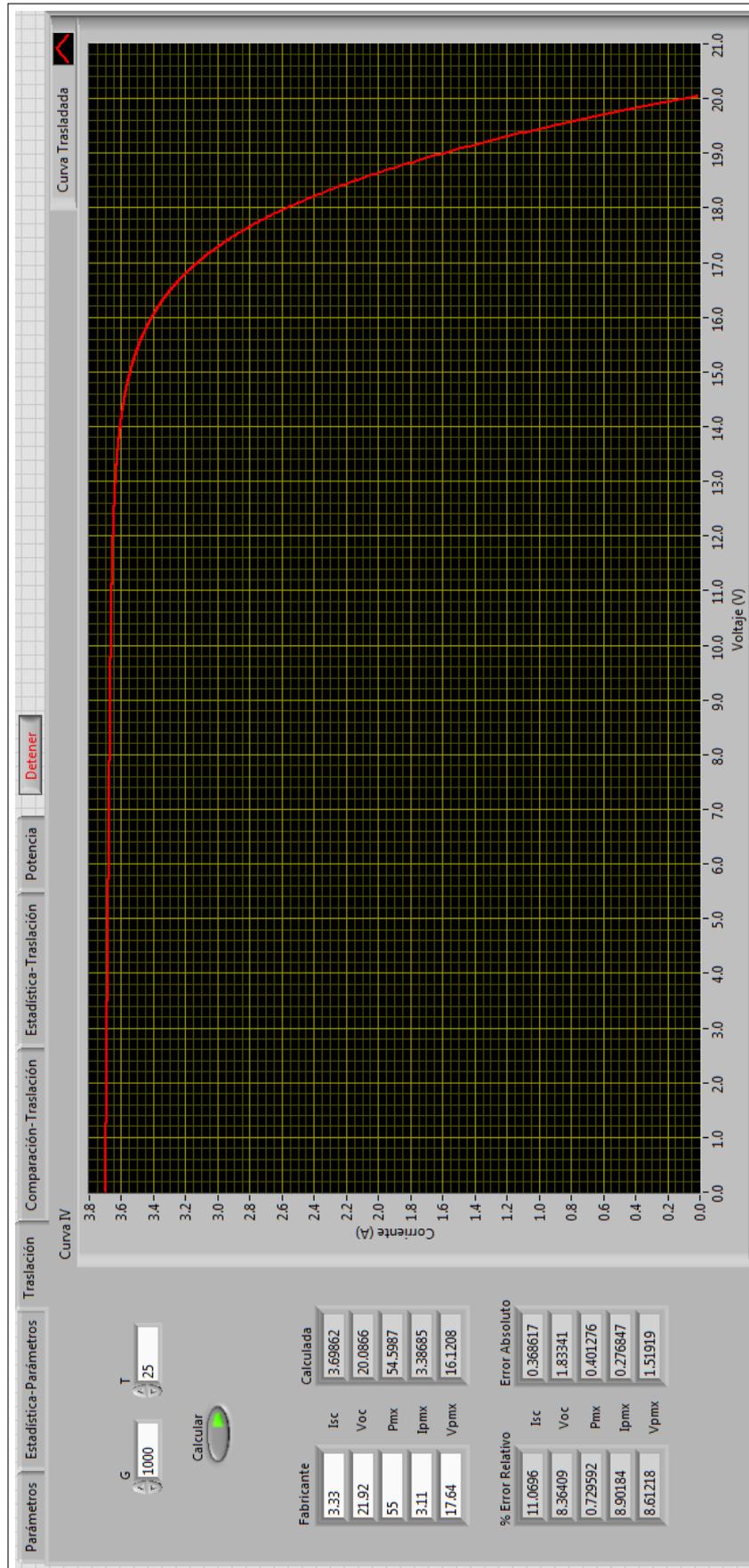


Figura 103: Panel de control del resultado de la traslación de una curva $I-V$ a determinadas condiciones de G y T mediante el método propuesto

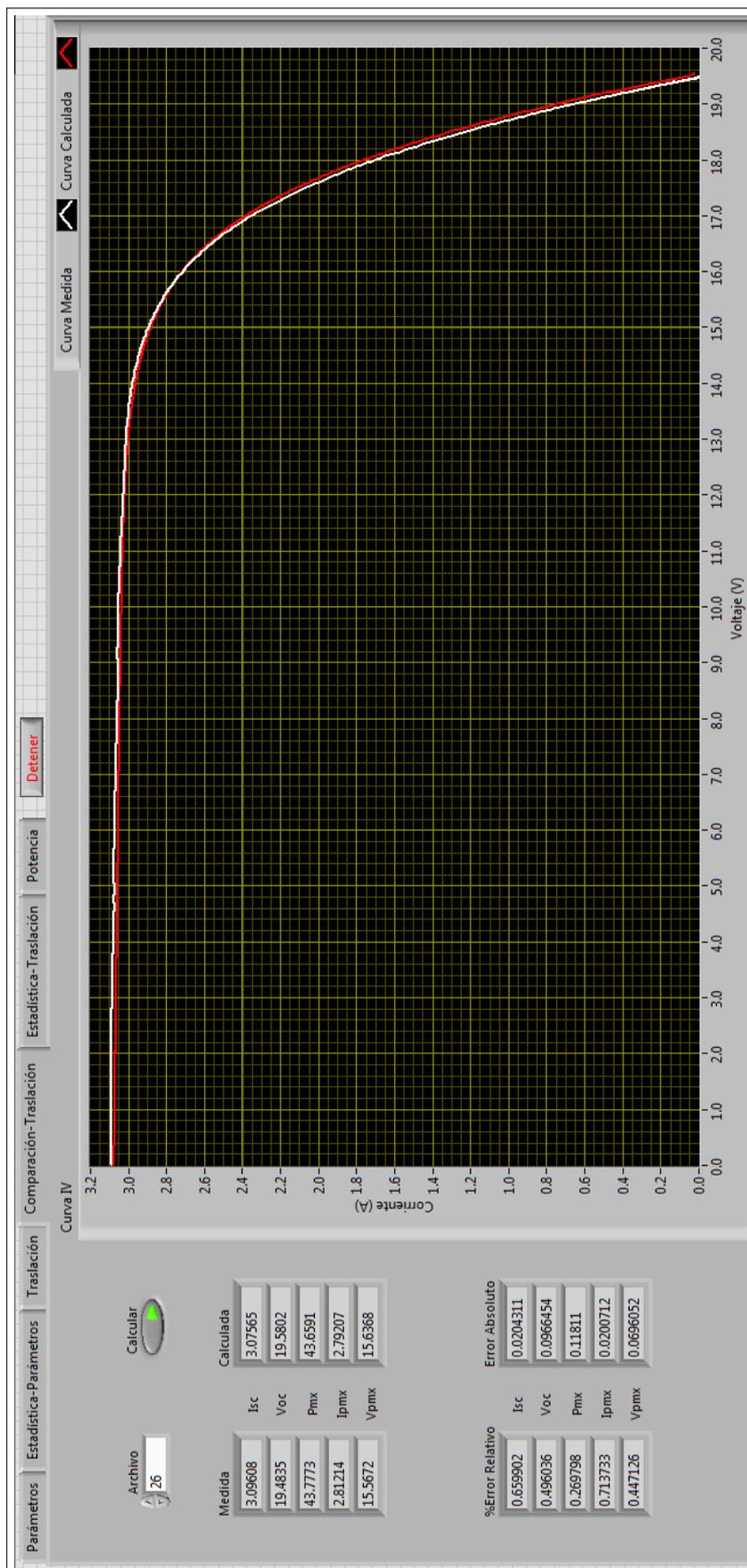


Figura 104: Panel de control para la comparación de una curva $I-V$ medida con una curva $I-V$ trasladada mediante el método propuesto

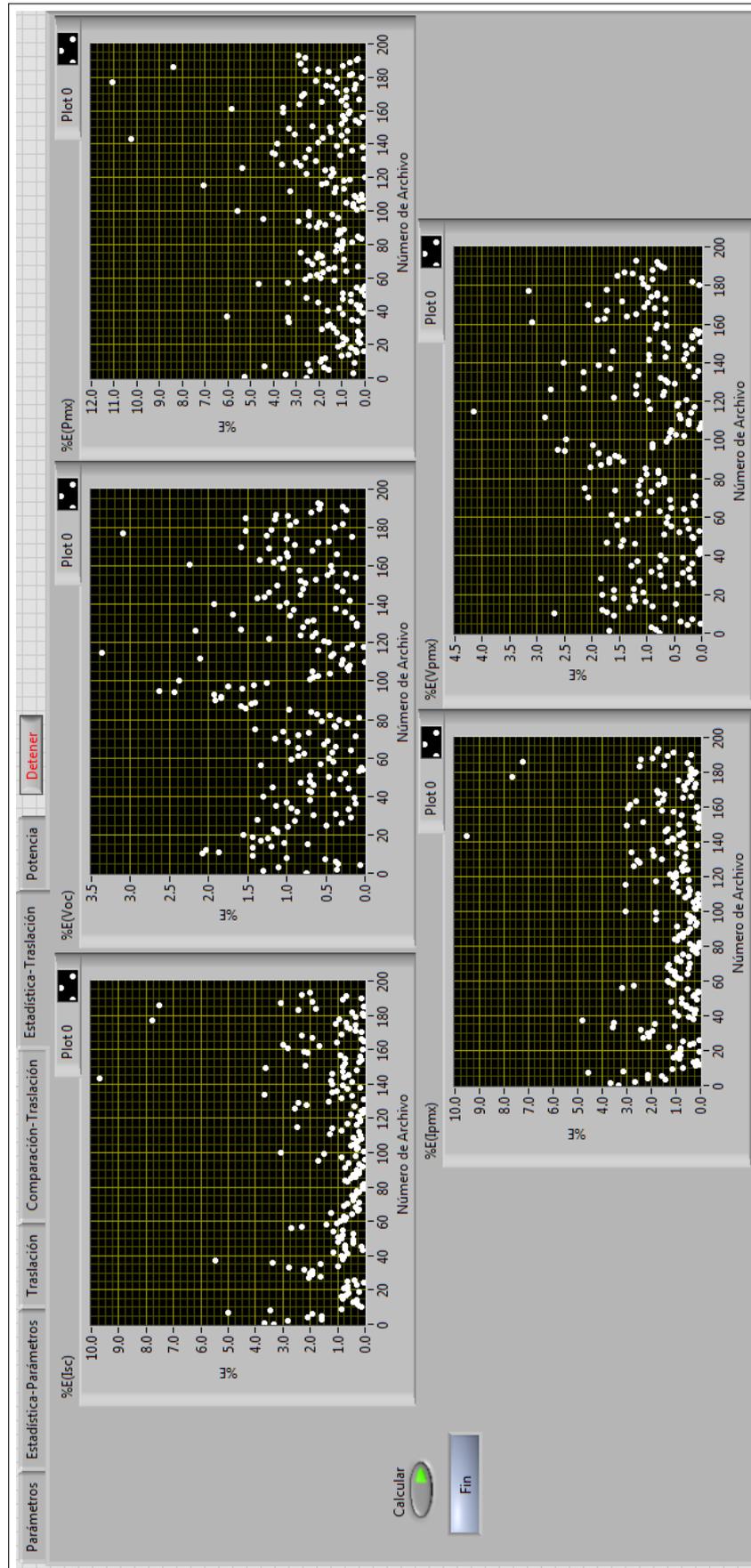


Figura 105: Panel de control donde se muestra el error relativo en el cálculo de los puntos principales mediante el método propuesto

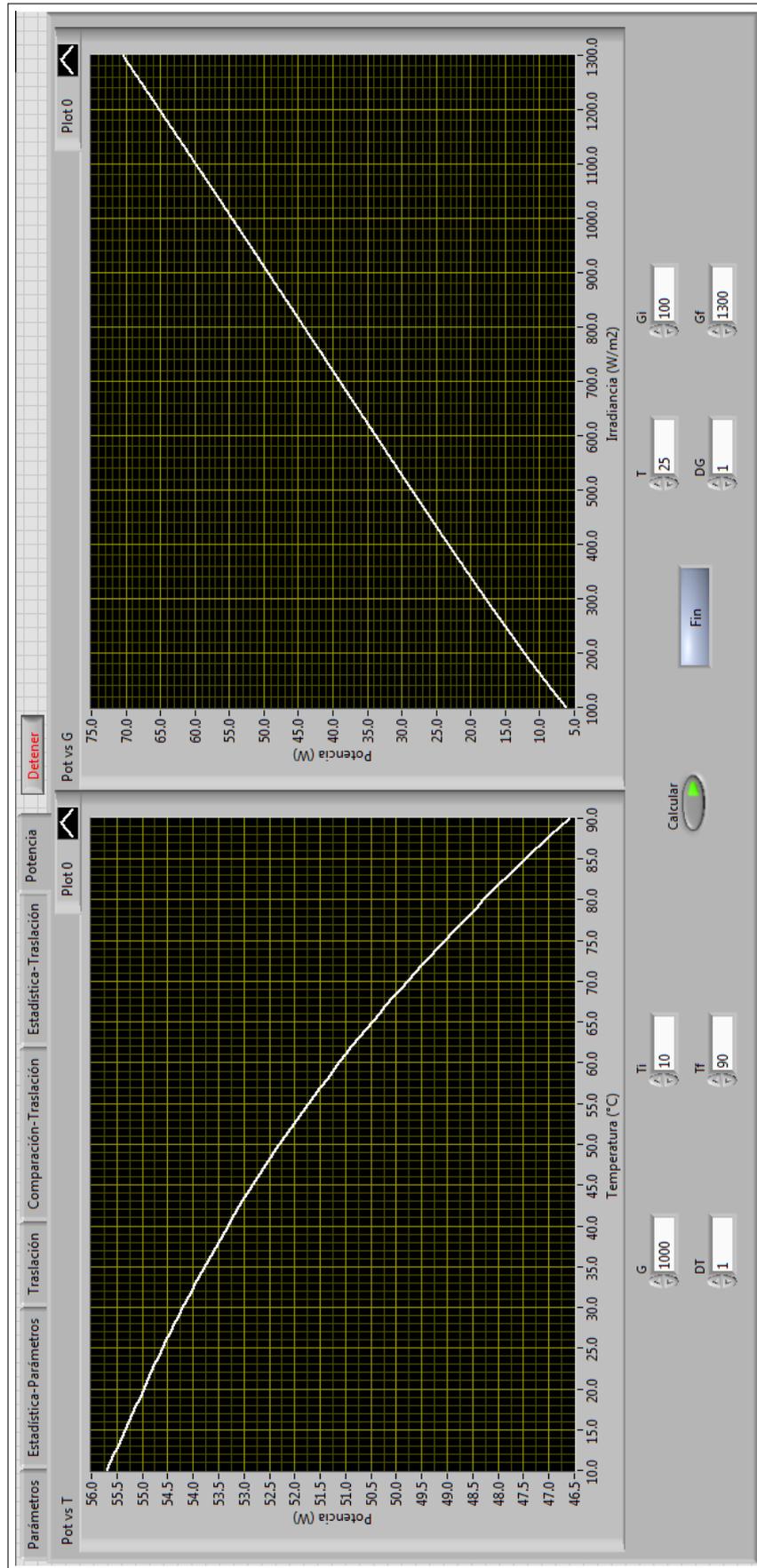


Figura 106: Panel de control donde se muestra la dependencia de la potencia con respecto a G y T calculada mediante el método propuesto