



**MODELOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA LA EVALUACIÓN DEL  
RENDIMIENTO EN SISTEMAS DISTRIBUIDOS DE ENERGÍA**

**AUTOR**

**JUAN DAVID GÓMEZ PINZÓN - 1098780159**

**UNIDADES TECNOLÓGICAS DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS NATURALES E INGENIERÍAS  
TECNOLOGÍA EN ELECTRICIDAD  
2019**



**MODELOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA LA EVALUACIÓN DEL  
RENDIMIENTO EN SISTEMAS DISTRIBUIDOS DE ENERGÍA**

**JUAN DAVID GÓMEZ PINZÓN - 1098780159**

**Trabajo de Grado para optar por el título de  
TECNÓLOGO EN ELECTRICIDAD**

**DIRECTOR  
ING. FABIO ALFONSO GONZALEZ**

**GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA – GIE**

**UNIDADES TECNOLÓGICAS DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS NATURALES E INGENIERÍAS  
TECNOLOGÍA EN ELECTRICIDAD  
2019**

Nota de Aceptación

---


---

---

---



Firma del jurado



Firma del Jurado

**DEDICATORIA**

Dedico este trabajo a mis padres que me brindaron todo su apoyo durante este largo proceso, a mis hermanas que siempre estuvieron ahí cuando más las necesité y a los amigos que me apoyaron en momentos difíciles.

### AGRADECIMIENTOS

Al Ing. Fabio Alfonso González por asesorarme a lo largo del desarrollo de este proyecto y por compartir sus conocimientos y experiencias.

A los docentes y directivos del programa de tecnología en electricidad quienes participaron durante todo el proceso de mi formación profesional

**TABLA DE CONTENIDO**

1	RESUMEN EJECUTIVO.....	15
2	INTRODUCCIÓN.....	16
1.	DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN.....	17
1.1	PLANTEAMIENTO DE LA PROBLEMÁTICA.....	17
1.2	JUSTIFICACIÓN.....	18
1.3	OBJETIVOS.....	19
1.3.1	OBJETIVO GENERAL.....	19
1.3.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	19
2.	ESTADO DEL ARTE / ANTECEDENTES.....	20
2.1	Construcción de paneles.....	20
2.2	Factores que afectan la eficiencia de los paneles.....	24
2.3	Modelos.....	32
2.4	Estrategias para mejorar la eficiencia de los paneles.....	120
2.5	Modelos aplicados al departamento de Santander.....	126
3.	DESARROLLO DEL TRABAJO DE GRADO.....	146
3.1	MARCO LÓGICO.....	146
3.1.1	ÁRBOL DE PROBLEMAS.....	146
3.1.2	ÁRBOL DE OBJETIVOS.....	147
3.1.3	ANÁLISIS DE INVOLUCRADOS.....	148
3.1.4	ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN.....	149
3.1.5	MATRIZ DE MARCO LÓGICO.....	150
3.1.6	HILO CONDUCTOR.....	151
4.	CONCLUSIONES.....	153
5.	RECOMENDACIONES.....	154
6.	ANEXOS.....	155
7.	BIBLIOGRAFÍA.....	196

**LISTA DE FIGURAS**

Figura 1 Circuito equivalente de diodo sencillo con resistencia serie ( $R_s$ ) y resistencia paralelo ( $R_{sh}$ ). ..... 20

Figura 2 Curvas I-V a diferentes irradiancias..... 20

Figura 3 Curvas I-V a diferentes temperaturas. .... 20

Figura 4 Curvas I-V a diferentes  $R_s$ ..... 21

Figura 5 Curvas I-V a diferentes  $R_{sh}$ . .... 21

Figura 6 Curva I-V para modelo con resistencia serie ( $R_s$ ). ..... 22

Figura 7 Curva I-V para modelo con resistencia paralelo ( $R_p$ )..... 22

Figura 8 Circuito equivalente de la célula de triple unión. .... 23

Figura 9 Idea básica de la conductancia incremental en una curva P-V..... 24

Figura 10 Patrones de cambio del ángulo de incidencia solar con inclinación de  $0^\circ$  a  $90^\circ$  orientado al sur a las (a) 8:00 am y (b) 10:00 am. .... 25

Figura 11 Patrones de cambio del ángulo de incidencia solar con cinco ángulos de inclinación y orientación al sur a las (a) 8:00 am y (b) 10:00 am..... 25

Figura 12 Diseño del sistema en SolidWorks. .... 26

Figura 13 Diagrama esquemático del sistema. .... 27

Figura 14 Diagrama de bloques del sistema en Simulink..... 28

Figura 15 Corriente generada simulada y medida. .... 28

Figura 16 Eficiencia simulada y medida. .... 28

Figura 17 Componentes de radiación solar en el mes de enero. .... 29

Figura 18 Componentes de radiación solar en el mes de mayo. .... 29

Figura 19 Respuesta de la temperatura del módulo frente a la variación de la irradiancia. .... 31

Figura 20 Bloque de parámetros para la simulación. .... 32

Figura 21 Ángulo de altitud solar simulado. .... 32

Figura 22 Comparación de gráficas características V-I obtenidas mediante la simulación y experimentalmente..... 33

Figura 23 Comparación de gráficas características P-V obtenidas mediante la simulación y experimentalmente..... 33

Figura 24 Estructura del módulo fotovoltaico en Matlab-Simulink..... 33

Figura 25 Algoritmo de máxima potencia. .... 34

Figura 26 Curvas I-V sin cielo nublado, con cielo nublado y diodo bypass, con cielo nublado sin diodo bypass..... 36

Figura 27 Curvas P-V sin cielo nublado, con cielo nublado y diodo bypass, con cielo nublado sin diodo bypass..... 36

Figura 28 Curvas I-V con y sin diodo de bloqueo. .... 37

Figura 29 Curvas P-V con y sin diodo de bloqueo..... 37

Figura 30 Conexión de sistema fotovoltaico en Matlab-Simulink. .... 37

Figura 31 Bloque funcional del arreglo fotovoltaico en Simulink. ....	39
Figura 32 Distorsión armónica total del voltaje en la salida de AC trifásica. ....	39
Figura 33 Influencia del sombreado parcial en la curva I-V. ....	40
Figura 34 Influencia del sombreado parcial en la curva P-V. ....	40
Figura 35 Influencia del diodo bypass en la curva I-V. ....	40
Figura 36 Influencia del diodo bypass en la curva P-V. ....	40
Figura 37 Curvas I-V y P-V para arreglo de seis paneles. ....	41
Figura 38 Curvas de potencia y voltaje en condición de irradiancia no uniforme. ....	41
Figura 39 Modelo en simulink del controlador eléctrico. ....	42
Figura 40 Curva I-V. ....	43
Figura 41 Curva P-V. ....	43
Figura 42 Efecto de la temperatura en curva I-V. ....	43
Figura 43 Efecto de la temperatura en curva P-V. ....	43
Figura 44 Efecto de la irradiancia en curva I-V. ....	44
Figura 45 Efecto de la irradiancia en curva P-V. ....	44
Figura 46 Efecto de la resistencia serie en curva I-V. ....	44
Figura 47 Efecto de la resistencia serie en curva P-V. ....	44
Figura 48 Efecto de la resistencia paralelo en curva I-V. ....	44
Figura 49 Efecto de la resistencia paralelo en curva P-V. ....	44
Figura 50 Curvas I-V y P-V para cambios de irradiancia. ....	45
Figura 51 Curvas I-V y P-V para cambios de temperatura. ....	45
Figura 52 Curva de potencia en condiciones estándar. ....	46
Figura 53 Resumen gráfico. ....	48
Figura 54 Esquema de conexión. ....	48
Figura 55 Comportamiento del convertidor DC-DC: Potencia de salida (arriba), voltaje de entrada (centro) y ciclo de trabajo (abajo). ....	49
Figura 56 Comportamiento del inversor: Voltaje medido (arriba), ciclo de trabajo (centro) y voltajes de línea y de fase RMS (abajo). ....	50
Figura 57 Prototipo del sistema de monitoreo. ....	51
Figura 58 Diagrama del sistema de monitoreo. ....	51
Figura 59 Salida de corriente medida y simulada. ....	52
Figura 60 Potencia de salida medida y simulada. ....	52
Figura 61 Simulación del método P&O. ....	53
Figura 62 Modelo del controlador de lógica difusa. ....	54
Figura 63 Sistema propuesto. ....	55
Figura 64 Curvas de eficiencia del inversor. ....	55
Figura 65 Curva I-V. ....	56
Figura 66 Curva P-V. ....	56
Figura 67 Circuito del convertidor de carga. ....	56



Figura 68 Resultados de la simulación para (a) el voltaje de salida  $u_2$ , (b) el voltaje en el interruptor  $u_S$ , (c) la corriente en el inductor  $i_L$  y (d) la corriente en el capacitor  $i_C$ ..... 57

Figura 69 Algoritmo de potencias diferenciales..... 58

Figura 70 Potencia del sistema híbrido a generación constante y carga variante..... 59

Figura 71 Potencia de salida del sistema híbrido a generación y carga constantes..... 59

Figura 72 Potencia del sistema a generación y carga variables. .... 59

Figura 73 Modelo en simulink para el cálculo de pérdida por sombreado..... 60

Figura 74 Arreglo de células simulado..... 60

Figura 75 Influencia de las resistencias serie y paralelo en curva I-V..... 62

Figura 76 Influencia de resistencias serie y paralelo en curva P-V..... 62

Figura 77 Influencia de la temperatura en curva I-V..... 62

Figura 78 Influencia de la temperatura en curva P-V..... 62

Figura 79 Influencia de la irradiancia en curva I-V..... 63

Figura 80 Influencia de la irradiancia en curva P-V..... 63

Figura 81 Influencia del sombreado en curva I-V..... 63

Figura 82 Influencia del sombreado en curva P-V..... 63

Figura 83 Influencia de los diodos bypass en curva I-V..... 64

Figura 84 Influencia de los diodos bypass en curva P-V..... 64

Figura 85 Potencia de salida sin rastreo, con IncCond y con P&O..... 64

Figura 86 Comparación de eficiencia entre IncCond y P&O..... 65

Figura 87 Modelo usando bloques FNX y MUX..... 65

Figura 88 Modelo usando SimElectronics..... 66

Figura 89 Modelo físico de una célula fotovoltaica..... 66

Figura 90 Diagrama de flujo de modelo con bloque S-function..... 67

Figura 91 Comparación de las curvas P-V características en condiciones estándar..... 67

Figura 92 Implementación en simulink del modelo de doble diodo..... 68

Figura 93 Curvas P-V del CS6X-310P para diferentes niveles de temperatura..... 68

Figura 94 Diagrama de flujo del método perturbar y observar modificado..... 70

Figura 95 Puntos de máxima potencia en condiciones de sombreado parcial..... 70

Figura 96 Curvas P-V para diferentes valores de  $R_s$ ..... 71

Figura 97 Curvas I-V para diferentes valores de  $R_s$ ..... 71

Figura 98 Curvas I-V con la variación de temperatura para factor de idealidad constante y variable..... 71

Figura 99 Curvas P-V con la variación de temperatura para factor de idealidad constante y variable..... 71

Figura 100 Modelo en simulink del sistema fotovoltaico de 100 kW conectado a la red... 72

Figura 101 Modelo en simulink de la red de suministro eléctrico de 20 kV..... 72

Figura 102 Desempeño de las técnicas de anti isla analizadas en este trabajo..... 73

Figura 105 Curva I-V..... 74

Figura 106 Curva P-V..... 74

Figura 107 Salida de voltaje del conversor dc/dc.....	74
Figura 108 Salida de corriente del conversor dc/dc.....	74
Figura 109 Voltaje de la red y salida de corriente del inversor. ....	74
Figura 110 Salida de corriente de la referencia y el inversor. ....	74
Figura 111 Modelo simulado. ....	75
Figura 112 Perfil de potencia, voltaje y corriente del sistema con la técnica propuesta.....	76
Figura 113 Curvas I-V y P-V del módulo BP MSX 60 para diferentes valores de irradiación. .....	77
Figura 114 Curvas I-V y P-V del módulo KANEKA K60 para diferentes valores de irradiación. ....	77
Figura 115 Curva P-V bajo diferentes valores de irradiación.....	78
Figura 116 Perfil de irradiancia para la simulación. ....	79
Figura 117 MPPT con variación en los parámetros ambientales (temperatura e irradiancia).....	79
Figura 118 Conexión serie. Una célula con 200 W/m <sup>2</sup> de irradiación.....	80
Figura 119 Conexión serie. Una célula con 0 W/m <sup>2</sup> de irradiación. ....	80
Figura 120 Conexión paralelo. Una célula con 200 W/m <sup>2</sup> de irradiación. ....	80
Figura 121 Conexión paralelo. Una célula con 0 W/m <sup>2</sup> de irradiación.....	80
Figura 122 Curva I-V con línea de puntos de máxima potencia para temperaturas entre - 40 °C y 80°C a irradiación estándar (1000 W/m <sup>2</sup> ).....	81
Figura 123 Características de salida de un panel solar bajo carga variable. ....	82
Figura 124 Características de salida de un panel solar bajo temperatura e irradiancia variables.....	83
Figura 125 Primer modelo de simulación. ....	84
Figura 126 Segundo modelo de simulación.....	84
Figura 127 Tercer modelo de simulación. ....	85
Figura 128 Curva I-V del efecto combinado.....	86
Figura 129 Curva P-V del efecto combinado. ....	86
Figura 130 Curvas I-V simuladas (líneas) y medidas (cruces) en una célula policristalina. .....	87
Figura 131 Sistema modelado en matlab.....	87
Figura 132 Perfil de corriente, voltaje y potencia de un arreglo fotovoltaico. ....	88
Figura 133 Perfil de potencia y rastreo de punto de máxima potencia (MPPT) de un arreglo fotovoltaico.....	88
Figura 134 Potencia activa y reactiva de la carga conectada a la red. ....	89
Figura 135 Desempeño de una célula sencilla para diferentes materiales.....	89
Figura 136 Desempeño de una célula de triple unión para diferentes combinaciones de materiales. ....	89
Figura 137 Comparación del desempeño de métodos de MPPT basados en irradiancia. 90	
Figura 138 Desempeño de sistema PV independiente con P&O con pasos de 0.01 s. ....	90

Figura 139 Desempeño de sistema PV independiente con P&O con pasos de 0.005 s....	90
Figura 140 Modelo de conexión serie-paralelo de células fotovoltaicas. ....	91
Figura 141 Corriente contra tiempo después del filtro.....	91
Figura 142 Voltaje contra tiempo después del filtro.....	91
Figura 143 Curva P-V con $R_s$ variable. ....	91
Figura 144 Curva P-V con $R_{sh}$ variable.....	91
Figura 145 Curva P-V para irradiancia variable. ....	92
Figura 146 Curva P-V para temperatura variable. ....	92
Figura 147 Conversión de temperatura de celsius a kelvin.....	92
Figura 148 Cálculo de $N_s kAT$ . ....	92
Figura 149 Cálculo de la fotocorriente ( $I_{ph}$ ) con la Ecuación 12.....	93
Figura 150 Cálculo de la corriente de saturación inversa ( $I_{rs}$ ) con la Ecuación 13. ....	94
Figura 151 Cálculo de la corriente de saturación directa ( $I_s$ ) con la Ecuación 14.....	94
Figura 152 Cálculo de la corriente de salida ( $I_{pv}$ ) con la Ecuación 15. ....	95
Figura 153 Modelo conectado de los subsistemas de cálculos anteriores. ....	95
Figura 154 Modelo de módulo fotovoltaico en simulink. ....	96
Figura 155 Muestras de voltaje y salida para modelo en simscape con MPPT.....	96
Figura 156 Muestras de voltaje y salida para modelo en simulink con MPPT. ....	97
Figura 157 Esquema del sistema híbrido. ....	97
Figura 158 Voltaje simulado en carga variable.....	98
Figura 159 Potencia simulada en carga variable. ....	98
Figura 160 Potencia de salida bajo carga variable en sistema experimental.....	98
Figura 161 Voltaje de salida bajo carga variable en sistema experimental. ....	99
Figura 162 Curva P-I para irradiancia variable. ....	99
Figura 163 Curva P-I para temperatura variable. ....	100
Figura 164 Curva P-I para número de células en serie variable. ....	100
Figura 165 Curva P-I para número de células en paralelo variable. ....	101
Figura 166 Curva P-I para diferentes materiales. ....	101
Figura 167 Curvas I-V y P-V para resistencia serie ( $R_s$ ) baja. ....	102
Figura 168 Curvas I-V y P-V para resistencia paralelo ( $R_{sh}$ ) baja. ....	102
Figura 169 Sistemas fotovoltaicos conectados junto a los generadores.....	103
Figura 170 Potencia real y reactiva en las cargas. ....	103
Figura 171 Potencia real y reactiva en las cargas en condición de falla.....	103
Figura 172 Sistema fotovoltaico conectado junto a la carga. ....	104
Figura 173 Forma de onda del voltaje en los generadores. ....	104
Figura 174 Forma de onda de la corriente en los generadores.....	105
Figura 175 Curva P-V amaneciendo. ....	105
Figura 176 Curva P-V al mediodía. ....	105
Figura 177 Comparación de curvas I-V de los modelos de diodo sencillo y doble. ....	106

Figura 178 Comparación de curvas P-V de las células de multi-unión y mono-cristalinas. .... 106

Figura 179 Modelo en matlab/simulink del generador fotovoltaico. .... 107

Figura 180 Curvas I-V para irradiancia variable. Temperatura=25°C,  $N_{ms}=2$ ,  $N_{mp}=2$ . .... 108

Figura 181 Curvas P-V para irradiancia variable. Temperatura=25°C,  $N_{ms}=2$ ,  $N_{mp}=2$ . .... 108

Figura 182 Salida de potencia del primer escenario. .... 108

Figura 183 Salida de potencia del segundo escenario. .... 108

Figura 184 Salida de potencia del tercer escenario. .... 108

Figura 185 Salida de potencia del cuarto escenario. .... 108

Figura 186 Curva I-V del panel con y sin sombreado parcial. .... 109

Figura 187 Curva P-V del panel con y sin sombreado parcial. .... 109

Figura 188 Señal en el osciloscopio sin MPPT. .... 110

Figura 189 Señal en el osciloscopio con MPPT. .... 110

Figura 190 Cambios en la temperatura y la irradiancia y la respuesta de los MPPT  
perturbar y observar (PO) y conductancia incremental (IC). .... 111

Figura 191 Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) medida desde 3585 curvas I-V de un módulo  
mitsubishi de silicio cristalino en albuquerque, nuevo méxico. .... 112

Figura 192 Comparación entre los parámetros medidos y simulados. .... 113

Figura 193 Diagrama del sistema propuesto. .... 114

Figura 194 Diagrama de bloques en simulink del inversor serie. .... 114

Figura 195 Diagrama de bloques en simulink del inversor paralelo. .... 115

Figura 196 Archivo .m para del panel pv en matlab. .... 116

Figura 197 Salida y entrada de voltaje del convertidor dc-dc. .... 117

Figura 198 Curva I-V característica. .... 117

Figura 199 Curva P-V característica. .... 117

Figura 200 Comparación entre datos calculados y medidos. .... 118

Figura 201 Curva P-V bajo diferentes niveles de irradiancia. .... 118

Figura 202 Curva I-V bajo diferentes niveles de irradiancia. .... 118

Figura 203 Curva I-T con MPPT bajo diferentes niveles de irradiancia. .... 119

Figura 204 Curva P-V con MPPT bajo diferentes niveles de irradiancia. .... 119

Figura 205 Curva I-V del módulo SunPower. .... 120

Figura 206 Curva P-V del módulo SunPower. .... 120

Figura 207 Variación de corriente y potencia del panel en el tiempo. .... 121

Figura 208 Variación de corriente y voltaje el inversor en el tiempo. .... 121

Figura 209 Diagrama de flujo del algoritmo P&O. .... 123

Figura 210 Comparación de la salida de energía entre la técnica con ANN y la técnica con  
P&O. .... 124

Figura 211 Factor de llenado. .... 125

Figura 212 Resistencia característica. .... 126

Figura 213 Perfil de los ángulos de altitud y azimuth en un día. .... 128

Figura 214 Irradiación solar extraterrestre diaria en Bucaramanga.....	128
Figura 215 Radiación solar global para Bucaramanga. ....	129
Figura 216 Radiación solar global en una superficie horizontal y en una inclinada para Bucaramanga.....	130
Figura 217 Radiación solar global sobre una superficie horizontal en Bucaramanga usando el modelo lineal.....	131
Figura 218 Radiación solar difusa sobre una superficie horizontal en Bucaramanga usando el modelo lineal.....	131
Figura 219 Resultados del modelo con ANN.....	132
Figura 220 Ángulos de inclinación óptimos en Bucaramanga. ....	133
Figura 221 Curvas I-V y P-V en condiciones estándar en Bucaramanga.....	134
Figura 222 Regresión lineal con base en datos históricos. ....	135
Figura 223 Predicción de corriente de salida con varios modelos. ....	136
Figura 224 Importancia de las variables.....	137
Figura 225 Análisis de grupos.....	137
Figura 226 Análisis de valores atípicos. ....	138
Figura 227 RMSE contra número de árboles. ....	138
Figura 228 MBE contra número de árboles. ....	139
Figura 229 MAPE contra número de árboles.....	139
Figura 230 OOB contra número de árboles. ....	140
Figura 231 Corriente predecida por los modelos FFNN y RF.....	140
Figura 232 Comparación de la curva I-V teórica (en azul) y experimental (en rojo). ....	141
Figura 233 Comparación de la curva P-V teórica (en azul) y experimental (en rojo).....	141
Figura 234 Señales de voltaje de entrada ( $V_t$ ) y de salida ( $V_o$ ). ....	142
Figura 235 Señales de voltaje de salida ( $V_o$ ), corriente de salida ( $I_o$ ) y corriente de entrada ( $I_s$ ) con sus distorsiones armónicas. ....	143
Figura 236 Voltaje de la batería a lo largo del tiempo.....	144
Figura 237 SOC de la batería a lo largo del tiempo.....	144
Figura 238 Inclinación óptima por mes.....	145

**LISTA DE TABLAS**

Tabla 1 Factor de idealidad para diferentes tecnologías de construcción de paneles. ....	21
Tabla 2 Irradiación solar en diferentes inclinaciones.....	29
Tabla 3 Análisis energético de un sistema fotovoltaico.....	38
Tabla 4 ANOVA para respuesta de voltaje. ....	47
Tabla 5 ANOVA para respuesta de corriente. ....	47
Tabla 6 Resultados. ....	48
Tabla 7 Comparación de resultados. ....	54
Tabla 8 Parámetros para la simulación. ....	58
Tabla 9 Estrategias de irradiación para la simulación del sombreado. ....	60
Tabla 10 Eficiencia del panel con cada estrategia.....	61
Tabla 11 Rendimiento de diferentes técnicas bajo condiciones de operación similares... ..	76
Tabla 12 Comparación de valores simulados y de catálogo de los módulos PB MSX 60 y KANEKA K60 bajo condiciones de prueba estándar.....	77
Tabla 13 Comparación de salida de potencia. ....	78
Tabla 14 Características eléctricas en el datasheet del módulo C-SI M60 marca BOSH..	80
Tabla 15 Resultados computados para el módulo C-SI M60 marca BOSH. ....	81
Tabla 16 Parámetros especificados y simulados de un panel.....	82
Tabla 17 Parámetros de referencia a condiciones estándar del Siemens SP70.....	85
Tabla 18 Porcentajes de error en la simulación. ....	85
Tabla 19 Comparación de los modelos con el datasheet a condiciones estándar.....	96
Tabla 20 Efecto de la resistencia parásito. ....	102
Tabla 21 Parámetros del módulo PV de SunPower de 128 células. ....	119
Tabla 22 Factor de llenado y resistencia característica a temperatura ambiente (25°C). ..	126
Tabla 23 Factor de llenado y resistencia característica a irradiancia estándar (1000 W/m <sup>2</sup> ). .....	126
Tabla 24 CS6C CanadianSolar datasheet.....	133
Tabla 25 Evaluación estadística de los modelos. ....	136

## 1 RESUMEN EJECUTIVO

Por medio de esta monografía se consultaron modelos de sistemas fotovoltaicos disponibles en la literatura, para simularlos por medio de la herramienta MATLAB/SIMULINK y observar su comportamiento ante condiciones diferentes de operación de los mismos con variables como la temperatura y la radiación solar. Además, se obtuvieron curvas I-V (de corriente contra voltaje) y P-V (de potencia contra voltaje) que permiten concluir sobre su rendimiento y, a futuro, establecer la viabilidad de aplicarlos en los sistemas distribuidos de energía.

Las redes neuronales juegan un papel importante en el modelaje de sistemas dinámicos en MATLAB debido a las funciones al respecto, cuyo uso solo requiere la organización de las variables de entrada y la interpretación de las de salida, hecho que convierte a las redes neuronales en el corazón de la mayoría de los códigos presentados en este trabajo y de cualquier proyecto orientado a la optimización y simulación de estos sistemas. En el alcance de esta monografía se tenía proyectada la optimización total del sistema, tema que se vio afectado por el tiempo de computación del mismo, sin embargo será central en trabajos futuros para complemento del presente.

La importancia de este proyecto está en el estudio de los impactos de los efectos meteorológicos en el desempeño de los generadores fotovoltaicos, como por ejemplo en un cielo nublado o soleado, y en cómo se puede obtener la máxima potencia del generador a cada instante. Con los resultados se espera establecer datos concretos de los modelos y las curvas de voltaje y potencia, y potencia y rendimiento. Se obtendrá un programa en Matlab de código libre para uso general, principalmente, de los estudiantes de las Unidades Tecnológicas de Santander. Además, esta monografía busca exponer los beneficios y las ventajas de usar fuentes de energía limpias para promover su uso y estudio.

**PALABRAS CLAVE:** Fotovoltaico, Matlab, modelo, rendimiento, simulación.

## 2 INTRODUCCIÓN

En la literatura referente al tema de paneles solares, se pueden encontrar diversos tipos de modelos fotovoltaicos; desde sistemas de uso doméstico hasta sistemas de uso industrial, desde seguidores del sol a inmóviles, desde autónomos a híbridos, entre otros. Para cada uno de ellos existen diversos simuladores que pueden predecir muy bien el rendimiento de la instalación fotovoltaica; sin embargo, son exageradamente costosos o requieren de información que no se pueden conseguir en la hoja de datos del panel fotovoltaico a instalar, lo cual los hace muy inciertos o confusos respecto a su precisión.

Para suerte de los estudiantes de ingeniería, existe Matlab, una herramienta relativamente económica ya que las universidades suelen ofrecer licencias gratuitas a sus estudiantes. Este software ofrece la posibilidad de crear programas que resuelvan operaciones matemáticas complejas, extensas y tediosas de forma rápida y fácil de programar.

Con respecto al modelamiento de sistemas fotovoltaicos en Matlab, existe también una amplia bibliografía. El objetivo de esta monografía es consultar esos modelos en la literatura, simularlos y observar su comportamiento ante condiciones diferentes de operación de los mismos, con variables como la temperatura y la radiación solar, y concluir sobre su rendimiento al ser aplicado en sistemas distribuidos de energía.



## 1. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

### 1.1 PLANTEAMIENTO DE LA PROBLEMÁTICA

Partiendo de la idea de que más del 80% de la energía eléctrica actual en el mundo es extraída a partir de fuentes limitadas de energía como carbón, aceite natural y gas natural, y teniendo en cuenta que si esto continúa de esta manera, muy pronto se tendrá que afrontar la extinción o la desaparición de algunas de ellas, el uso de fuentes limpias y renovables de energía se ha convertido en una necesidad para la humanidad. (Das, N. Wongsodihardjo, H. Islam, S. 2015)

Desde este respecto, muchas iniciativas de gobiernos y organizaciones han sido promovidas para hacer más tentativa la ejecución de proyectos con energías verdes. En Colombia, por ejemplo, desde febrero del 2016 entró en vigencia el decreto 2143 del 4 de noviembre que contiene incentivos tributarios para promover las fuentes no convencionales de energía. (Minminas. 2015).

Desde el año 2013, con el programa OCAMS (Organizaciones Comprometidas con un Ambiente Sostenible), promovido por la CDMB, se han venido reconociendo aquellas organizaciones con mejor desempeño en la responsabilidad social ambiental con el premio a la “Excelencia ambiental”. (CDMB. 2013).

En cuanto concierne a la generación de energía fotovoltaica, los fabricantes usualmente proveen especificaciones eléctricas a condiciones estándar (radiación solar de 1000 W/m<sup>2</sup> y temperatura de la célula de 25 °C). (Vengatesh, R. Rajan, S. 2011).

De cualquier manera, se hace necesario el uso de una herramienta que modele los sistemas fotovoltaicos a instalar para observar su comportamiento en diferentes condiciones y obtener a cada momento la mayor potencia de las células fotovoltaicas. (Ishake, K. Salam, Z. Syafaruddin. 2011)

Con lo anterior se busca responder el siguiente interrogante: ¿Cómo las variables de irradiación y temperatura afectan el rendimiento de paneles fotovoltaicos?

## 1.2 JUSTIFICACIÓN

Entre las fuentes de energía renovables, la energía solar es la más esencial debido a su ubicuidad, abundancia y sostenibilidad. A pesar de la intermitencia de la luz solar, la energía solar es ampliamente asequible y completamente gratis (Chin, C. Babu, A. McBride, W. 2011).

Aunque los sistemas fotovoltaicos han bajado considerablemente durante los últimos años debido a los nuevos desarrollos en la tecnología de película fina y el proceso de manufactura, la electricidad de los arreglos fotovoltaicos sigue siendo cara en comparación con la electricidad generada a partir de combustibles fósiles existente. Por eso es importante que los arreglos fotovoltaicos se usen con su máximo potencial (Mohanty, P. Bhuvanewari, G. Balasubramanian, R. Dhaliwal, N. 2014).

Ya que un módulo fotovoltaico no tiene características lineales, es necesario modelarlo para el diseño y simulación de un rastreador de punto de potencia máxima (Rezk, H. Hasaneen, E. 2015).

Modelar este aparato, necesariamente requiere tomar datos del clima (irradiancia y temperatura) como variables de entrada. Las de salida pueden ser corriente, voltaje, potencia u otro (Bellia, H. Youcef, R. Fatima, M. 2014).

Con el fin de facilitar esto, se desarrollan herramientas computacionales en MATLAB con las cuales es posible entender a cabalidad el funcionamiento de cada parte de un sistema fotovoltaico a partir del uso de SIMULINK para la conexión de sus bloques (Martínez, W. Santamaría, N. 2012).

Esta propuesta, además de servir como material de estudio para los nuevos estudiantes de ingeniería eléctrica de las UTS, tanto para el estudio de los sistemas fotovoltaicos como para el estudio de la herramienta Matlab, puede ser, en un futuro, útil para la determinación de la viabilidad de sistemas distribuidos de energía con sistemas fotovoltaicos.

Además, este proyecto alimenta la línea de investigación en energía fotovoltaica del grupo de investigación en energía GIE en tanto que facilita el entendimiento del comportamiento dinámico de estos sistemas y, sin un buen programa de simulación, se hace más difícil comprobar la exactitud de los cálculos a mano de estos sistemas.

### 1.3 OBJETIVOS

#### 1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar las características de diferentes sistemas fotovoltaicos revisando los modelos propuestos bajo diferentes variables como temperatura y radiación solar, con el fin de evaluar la influencia en la integración de sistemas distribuidos de energía.

#### 1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

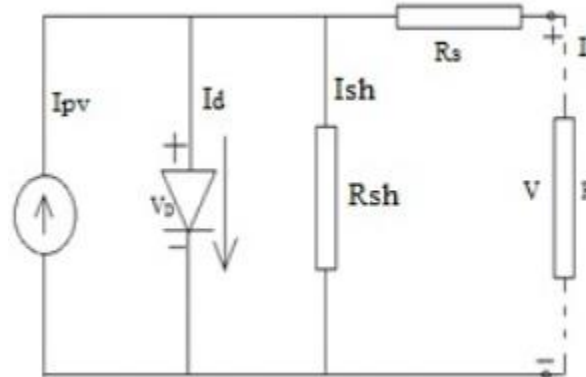
- Establecer los diferentes modelos que existen de sistemas fotovoltaicos para evaluar su eficiencia mediante una búsqueda de información en la literatura científica relacionada con el tema.
- Determinar las variables que afectan la eficiencia de los paneles solares para evaluar su incidencia en el comportamiento de los mismos.
- Simular mediante una herramienta computacional como MATLAB los modelos de sistemas fotovoltaicos que permitan establecer su comportamiento.
- Proponer un sistema fotovoltaico que pueda ser usado en el departamento de Santander de acuerdo a las condiciones ambientales.

## 2. ESTADO DEL ARTE / ANTECEDENTES

### 2.1 Construcción de paneles

Es explicado el modelado de una célula solar basado en expresiones matemáticas provenientes del circuito equivalente de diodo sencillo mostrado en la Figura 1.

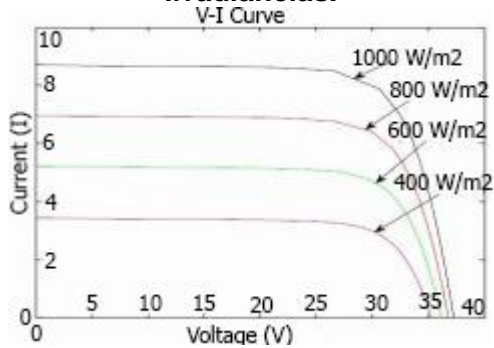
**Figura 1 Circuito equivalente de diodo sencillo con resistencia serie ( $R_s$ ) y resistencia paralelo ( $R_{sh}$ ).**



(Fuente: Rai, Awasthi, Dixit & Dwivedi, 2016)

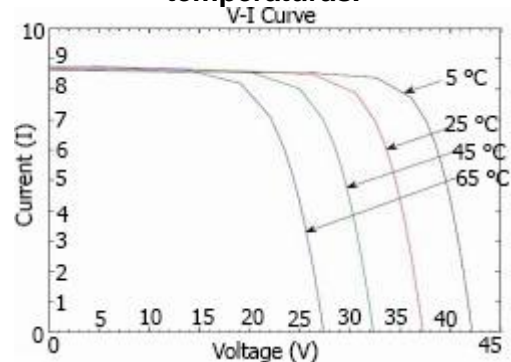
Se incluye además un análisis de los efectos ambientales (Irradiancia y temperatura) y físicos ( $R_s$ ,  $R_{sh}$ ) en los parámetros de salida del módulo solar como los mostrados de la Figura 2 a la Figura 5.

**Figura 2 Curvas I-V a diferentes irradiancias.**



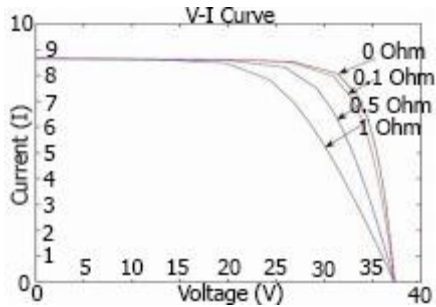
(Fuente: Rai, Awasthi, Dixit & Dwivedi, 2016)

**Figura 3 Curvas I-V a diferentes temperaturas.**



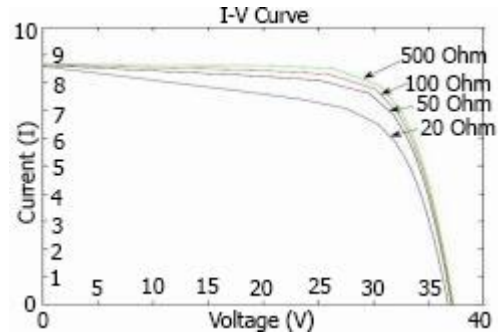
(Fuente: Rai, Awasthi, Dixit & Dwivedi, 2016)

Figura 4 Curvas I-V a diferentes  $R_s$ .



(Fuente: Rai, Awasthi, Dixit & Dwivedi, 2016)

Figura 5 Curvas I-V a diferentes  $R_{sh}$ .



(Fuente: Rai, Awasthi, Dixit & Dwivedi, 2016)

La simulación es validada con respecto a un módulo solar de referencia y los resultados pueden ser usados para el modelado de sistemas fotovoltaicos a gran escala (Rai, Awasthi, Dixit & Dwivedi, 2016).

El modelaje de los módulos fotovoltaicos requiere de la toma de datos del clima como entradas y datos eléctricos como salida. Ya que estas variables cambian constantemente, es necesario el uso de un modelo preciso que presente en detalle los efectos de la irradiancia y la temperatura en los parámetros de los módulos fotovoltaicos. El objetivo es presentar una herramienta útil para aquellos que quieran centrar su atención en los módulos como un dispositivo en un complejo sistema electro-energético para obtener en cualquier momento la máxima potencia de la manera más precisa y cercana a los valores experimentales. Se presentan las diferentes tecnologías para la construcción de paneles con un parámetro, llamado factor de idealidad, el cual representa cuán cerca está el diodo de la fotocélula de la ecuación del diodo ideal, como se muestra en la Tabla 1, para determinar la eficiencia del panel.

Tabla 1 Factor de idealidad para diferentes tecnologías de construcción de paneles.

Technology	Idealty factor
Si-mono	1.2
Si-poly	1.3
a-Si:H	1.8
a-Si:H tandem	3.3
a-Si:H triple	5
CdTe	1.5
CIS	1.5
AsGa	1.3

(Fuente: Bellia, Youcef & Fatima, 2014)

Siendo;

Si-mono: Silicio monocristalino.

Si-poly: Silicio policristalino.

a-Si:H: Silicio amorfo hidrogenado.

a-Si:H tandem: Silicio amorfo hidrogenado en arquitectura en tándem.

a-Si:H triple: Silicio amorfo hidrogenado de triple unión.

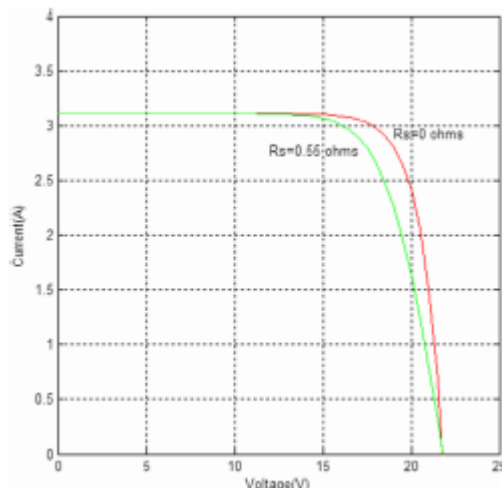
CdTe: Telururo de cadmio.

CIS: Cobre, indio y selenio.

AsGa: Arseniuro de galio.

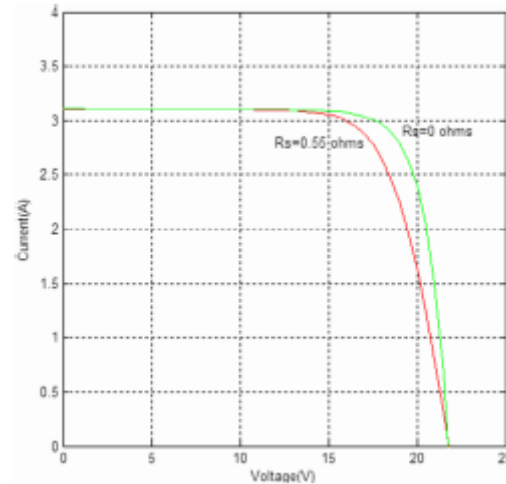
También se comparan las curvas características teniendo en cuenta las resistencias serie, como en la Figura 6, y paralelo, como en la Figura 7, en el modelado de los paneles.

**Figura 6 Curva I-V para modelo con resistencia serie ( $R_s$ ).**



(Fuente: Bellia, Youcef & Fatima, 2014)

**Figura 7 Curva I-V para modelo con resistencia paralelo ( $R_p$ ).**

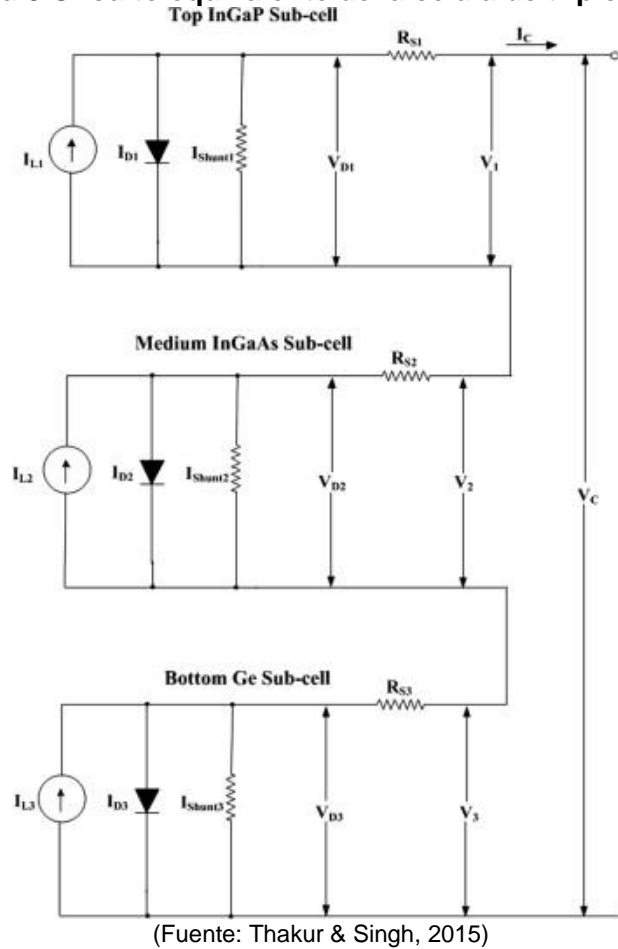


(Fuente: Bellia, Youcef & Fatima, 2014)

El resultado es un detallado modelaje y simulación de celdas y módulos fotovoltaicos usando el entorno de matlab/simulink; el software más usado por investigadores e ingenieros. Este modelo puede ser considerado como una herramienta para estudiar todo tipo de paneles fotovoltaicos disponibles; especialmente, su comportamiento bajo diferentes condiciones climáticas (Bellia, Youcef & Fatima, 2014).

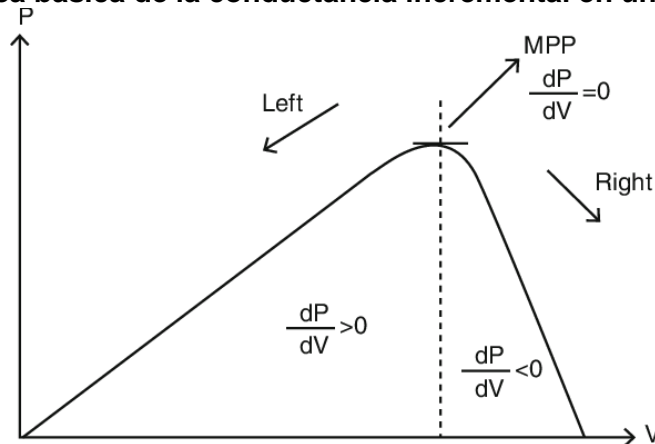
La energía fotovoltaica es la más importante siendo que es limpia, libre de polución e ilimitada. Este modelo se basa en el algoritmo de conductancia incremental para el seguimiento del punto de máxima potencia en paneles de triple unión InGaP/InGaAs/Ge (fosforo de galio indio / arseniuro de galio indio / germanio) con una eficiencia de hasta el 40%. En la Figura 8 se representa la célula solar de triple unión.

Figura 8 Circuito equivalente de la célula de triple unión.



Y la Figura 9 representa el método de conductancia incremental, el cual asume que se alcanza la máxima potencia en el punto en el cual la derivada de la potencia con respecto al voltaje es cero.

**Figura 9** Idea básica de la conductancia incremental en una curva P-V.



(Fuente: Thakur & Singh, 2015)

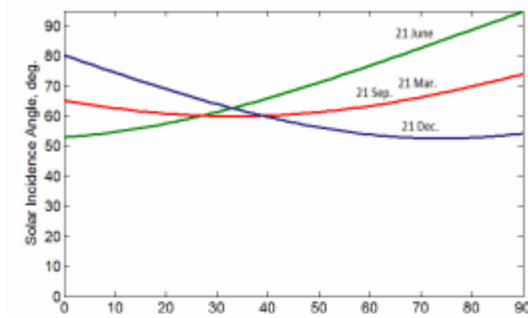
El modelo propuesto representa las células, paneles y arreglos fotovoltaicos para facilitar su uso. El algoritmo propuesto para el seguimiento del punto de máxima potencia se llama método de conductancia incremental; este método computa la máxima potencia y controla directamente la potencia extraída del panel (Thakur & Singh, 2015).

## 2.2 Factores que afectan la eficiencia de los paneles

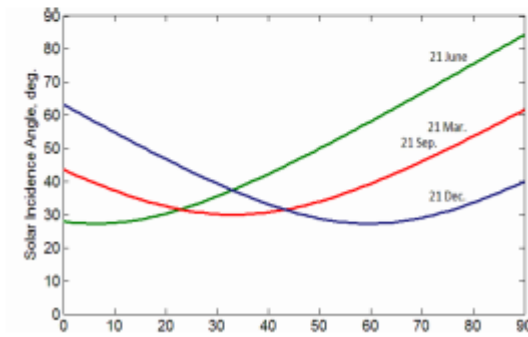
Con el propósito de conocer los parámetros más importantes en cuanto al sol en un código escrito en matlab, una simulación en matlab ha sido realizada para la ciudad de baghdad y cualquier lugar en el mundo con la misma latitud (30°). La simulación provee la ruta del sol y el patrón diario y anual del ángulo de incidencia solar para obtener los ángulos de inclinación y azimuth óptimos en cualquier momento. La Figura 10 y la Figura 11 muestran algunos de los resultados.



**Figura 10** Patrones de cambio del ángulo de incidencia solar con inclinación de 0° a 90° orientado al sur a las (a) 8:00 am y (b) 10:00 am.



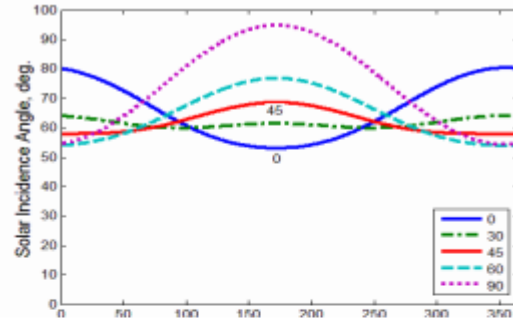
(a)



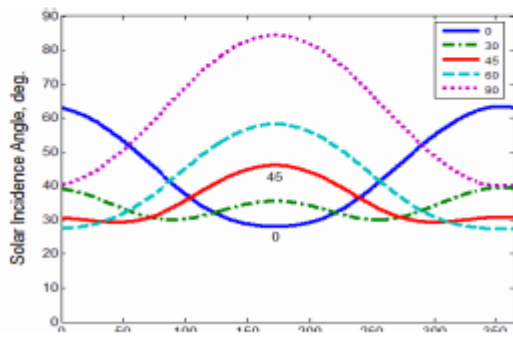
(b)

(Fuente: Abood, 2015)

**Figura 11** Patrones de cambio del ángulo de incidencia solar con cinco ángulos de inclinación y orientación al sur a las (a) 8:00 am y (b) 10:00 am.



(a)



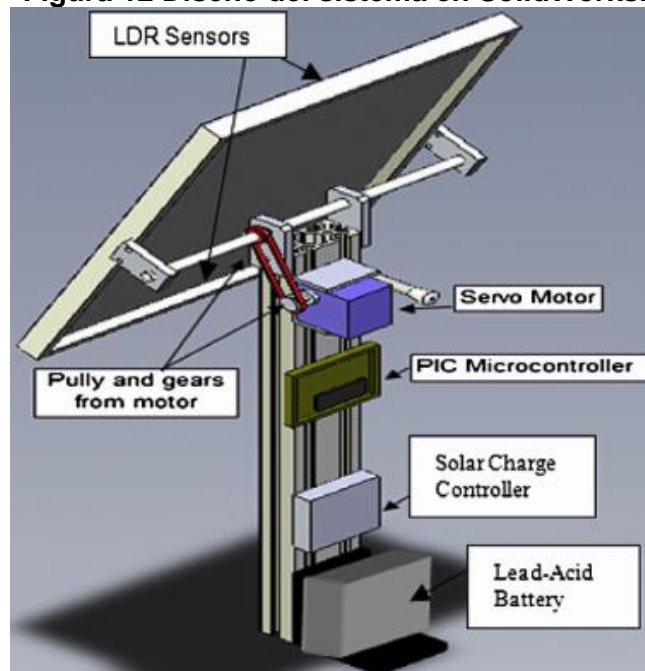
(b)

(Fuente: Abood, 2015)

Puesto que el sol se está moviendo constantemente, los seguidores solares son necesarios para mantener los rayos solares lo más perpendiculares al colector solar posible. Sin embargo, incluir estos sistemas de seguimiento suman costo y mantenimiento al sistema fotovoltaico dependiendo de su complejidad. El seguidor correcto se puede elegir tras estudiar la posición del sol y cuánta ganancia generará instalar el seguidor en el sistema. El programa muestra incluso cuándo el seguidor solar es necesario y cuándo no. (Abood, 2015).

Con el fin de presentar el modelado y simulación de un sistema de seguimiento solar consistente en un sistema fotovoltaico bajo una carga constante usando matlab y simulink, se realiza un diseño consistente en un panel fotovoltaico, una cadena de polea, un servomotor y los tableros electrónicos con un pilar vertical y una placa de base de soporte, como se muestra en la Figura 12.

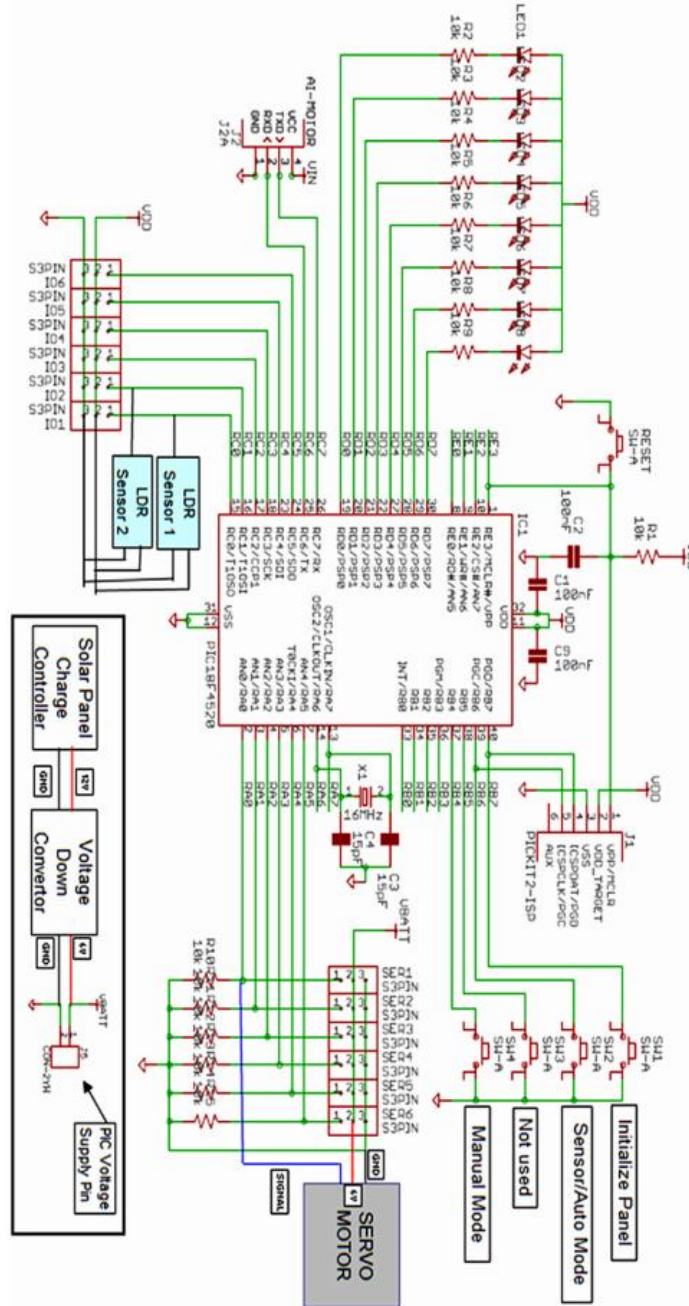
Figura 12 Diseño del sistema en SolidWorks.



(Fuente: Chin, Babu & McBride, 2011)

El diagrama esquemático de la Figura 13 muestra las conexiones de los fotorresistores, el servomotor, el control de carga y el regulador de voltaje al microcontrolador.

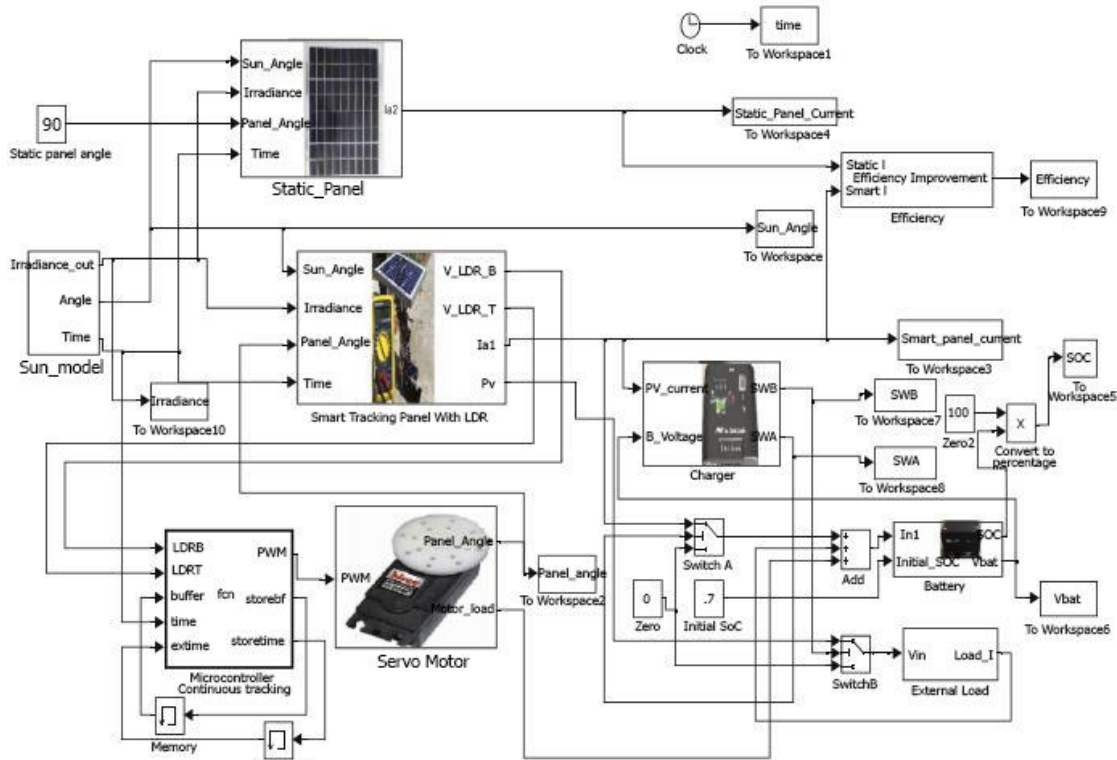
Figura 13 Diagrama esquemático del sistema.



(Fuente: Chin, Babu & McBride, 2011)

La Figura 14 muestra que el sistema provee además un medio para comparar tanto los datos experimentales con los simulados como la eficiencia del sistema de rastreo propuesto con el de panel fijo.

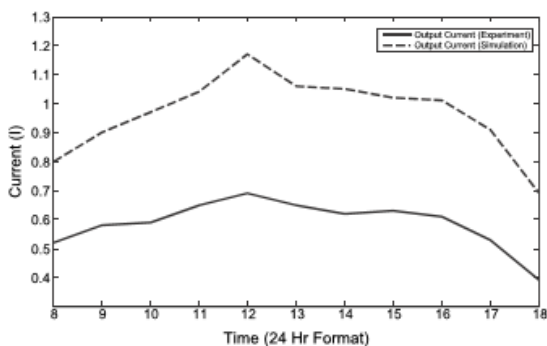
Figura 14 Diagrama de bloques del sistema en Simulink.



(Fuente: Chin, Babu & McBride, 2011)

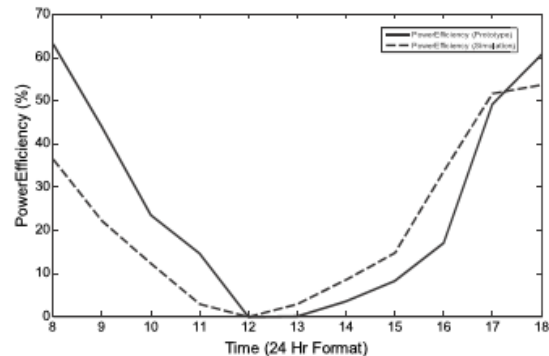
De los resultados experimentales se obtiene que la eficiencia del sistema está alrededor del 20% y que el seguidor fue más eficiente la mayoría del tiempo, excepto por el medio día ya que se encontraría en el mismo ángulo que el panel fijo, como se muestra en la Figura 15 y la Figura 16.

Figura 15 Corriente generada simulada y medida.



(Fuente: Chin, Babu & McBride, 2011)

Figura 16 Eficiencia simulada y medida.



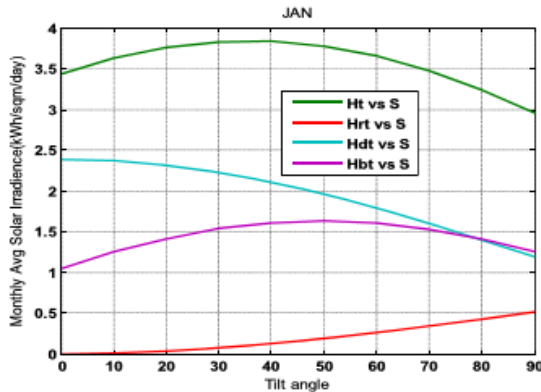
(Fuente: Chin, Babu & McBride, 2011)

Los resultados experimentales difieren de los simulados debido a perturbaciones externas no simuladas como la fricción mecánica, la carga del viento y la sensibilidad del sistema frente a estos parámetros; cosas que serán objetivo de trabajos futuros (Chin, Babu & McBride, 2011).

Siendo el inclinado óptimo del panel fotovoltaico indispensable para extraer la máxima energía, se desarrolla un modelo en matlab/simulink para determinar el inclinado óptimo mes por mes en cualquier parte del mundo, comparándolo con la eficiencia de un panel sin inclinación o con una inclinación fija en Roorkee, India (2.8749° N, 77.8899° E).

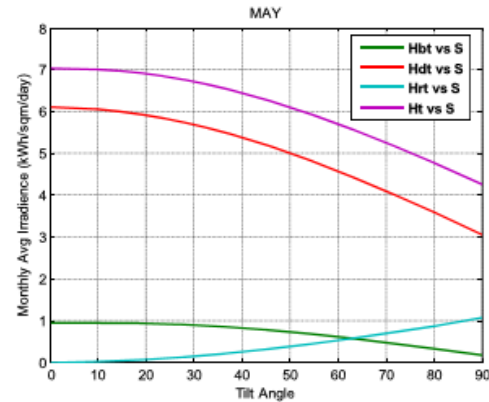
Se incluye un estudio de las radiaciones solares directas (Hbt), difusas (Hdt), reflejadas (Hrt) y totales (Ht) sobre una superficie inclinada como se muestra en la Figura 17 y la Figura 18.

**Figura 17 Componentes de radiación solar en el mes de enero.**



(Fuente: Madeti & Ahmad, 2015)

**Figura 18 Componentes de radiación solar en el mes de mayo.**



(Fuente: Madeti & Ahmad, 2015)

Las comparaciones con las inclinaciones se resumen en la Tabla 2.

**Tabla 2 Irradiación solar en diferentes inclinaciones.**

Months	At tilt angle s=0 deg		At tilt angle s=latitude (deg)		At optimal tilt angle		% Loss of $H_{loss}$
	H	Ht	H	Ht	H	Ht	
JAN	3.43	3.43	3.43	3.82	3.43	3.83	10.44
FEB	4.66	4.66	4.66	4.93	4.66	4.90	4.89
MAR	6.04	6.04	6.04	6.05	6.04	6.15	1.78
APR	6.85	6.85	6.85	6.69	6.85	6.88	0.43
MAY	7.03	7.03	7.03	6.75	7.03	7.03	0
JUNE	6.30	6.30	6.30	6.02	6.30	6.03	-4.47
JULY	5.27	5.27	5.27	5.04	5.27	5.37	1.86
AUG	5.25	5.25	5.25	5.07	5.25	5.25	0
SEPT	5.32	5.32	5.32	5.27	5.32	5.40	1.48
OCT	4.96	4.96	4.96	5.12	4.96	5.14	3.50
NOV	3.90	3.90	3.90	4.24	3.90	4.31	9.51

DEC	3.26	3.26	3.26	3.68	3.26	3.71	12.12
-----	------	------	------	------	------	------	-------

(Fuente: Madeti & Ahmad, 2015)

Se observa que, si la inclinación del panel es igual a la latitud del lugar en vez de a la inclinación óptima, ocurre una pérdida de energía de hasta el 12% en los meses de diciembre y enero. El modelo puede ser aplicado a cualquier parte del mundo cambiando los datos astronómicos y geográficos (Madeti & Ahmad, 2015).

Se encontró en la búsqueda de la importancia de tener en cuenta el efecto de la temperatura sobre el desempeño del sistema fotovoltaico que, con su aumento, se produce una disminución en la eficiencia. La hipótesis se construye alrededor de la Ecuación 1 a la Ecuación 3, las cuales definen la temperatura de un módulo fotovoltaico en estado estacionario.

$$T_c = T_{mp} + \frac{S}{S_R} \cdot \Delta T$$

**Ecuación 1**

Siendo;

$T_c$ : La temperatura de la celda.

$T_{mp}$ : La temperatura de la superficie posterior del módulo, definida por la Ecuación 2.

S: La irradiancia solar incidente en el módulo.

$S_R$ : La irradiancia de referencia (1000 W/m<sup>2</sup>).

$\Delta T$ : La diferencia de temperatura entre la celda y la superficie posterior.

$$T_{mp} = \frac{S}{S_R} \cdot \{T_1 e^{b \cdot WS} + T_2\} + T_a$$

**Ecuación 2**

$T_1$ : Un coeficiente empírico que determina el límite superior de temperatura a bajas velocidades de viento.

b: Un coeficiente empírico que determina la disminución de temperatura con el aumento de la velocidad del viento.

WS: La velocidad del viento.

$T_2$ : Un coeficiente empírico que determina el límite inferior de temperatura a altas velocidades de viento.

$T_a$ : La temperatura ambiente.

Y la temperatura en estado transitorio:

$$C_m \frac{dT_m}{dt} = q_{lw} + q_{sw} + q_{conv} - P_{out}$$

Ecuación 3

Siendo;

$C_m$ : La capacidad calorífica del módulo.

$q_{lw}$ : El calor transferido por radiación de onda larga.

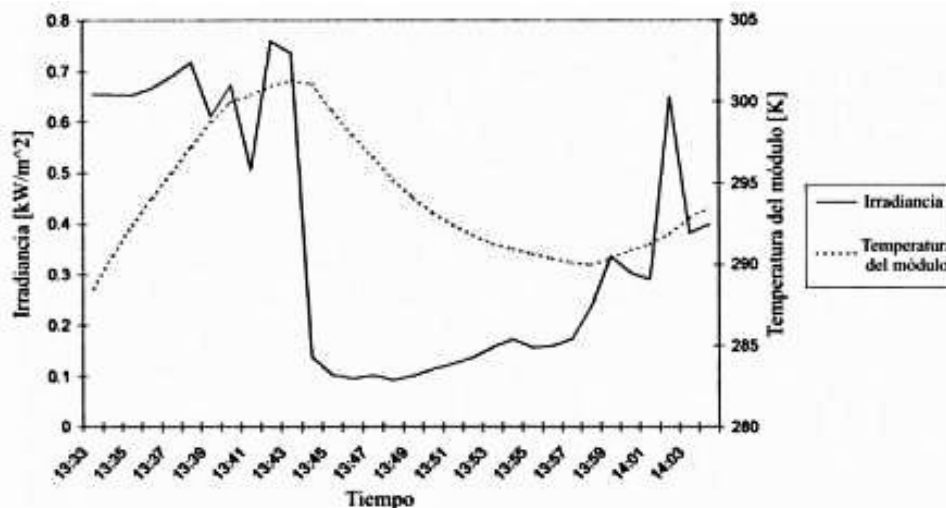
$q_{sw}$ : El calor transferido por radiación de onda corta.

$q_{conv}$ : El calor transferido por convección.

$P_{out}$ : La potencia generada por el módulo.

Resultando en gráficas que evidencian el comportamiento de la temperatura del módulo con respecto a la irradiancia como la Figura 19; que muestra el decaimiento exponencial de la temperatura, retrasada respecto al escalón de la irradiancia.

**Figura 19 Respuesta de la temperatura del módulo frente a la variación de la irradiancia.**

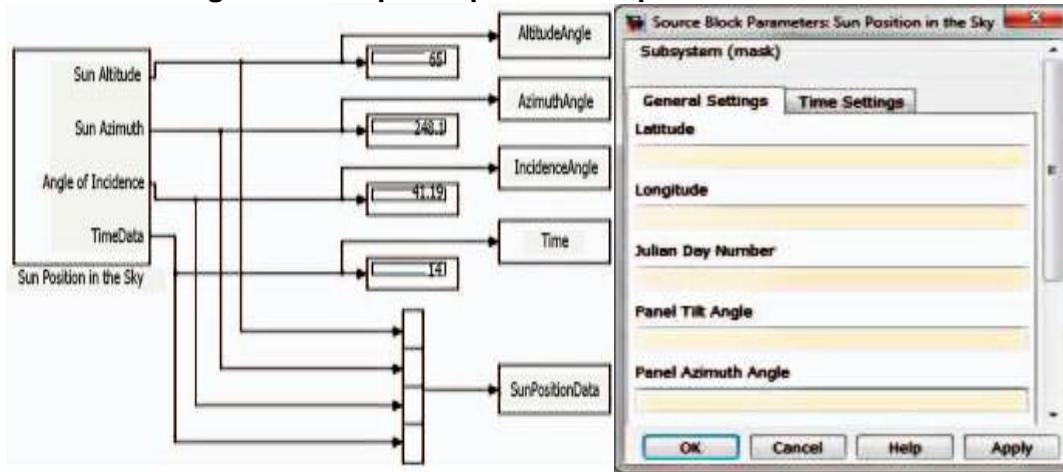


(Fuente: Espejo, Molina & Baquedano, 2016)

(Espejo, Molina & Baquedano, 2016).

En el enfoque del cálculo de la posición del sol, se usa la herramienta matlab/simulink para el diseño de un modelo. Como en la figura Figura 20, los datos requeridos para la simulación son la latitud y longitud del punto de observación, el ángulo azimuth y de inclinación del panel solar, el día juliano, el cual es una cuenta continua de días y fracciones desde un punto inicial fijo (el mediodía del primero de enero del año 4713 a.C.), y la hora local.

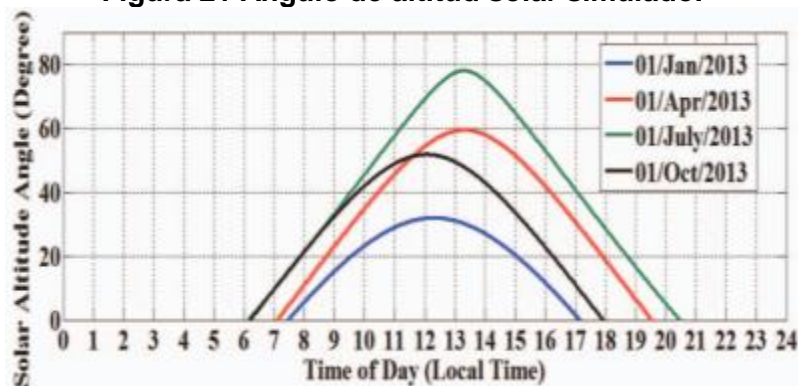
Figura 20 Bloque de parámetros para la simulación.



(Fuente: Jazayeri, Uysal & Jazayeri, 2013)

El modelo calcula la posición del sol en términos de ángulos de altitud, azimuth y de incidencia para un intervalo de tiempo o instante especificado.

Figura 21 Ángulo de altitud solar simulado.



(Fuente: Jazayeri, Uysal & Jazayeri, 2013)

Los resultados muestran, por ejemplo en la Figura 21, que al medio día el sol alcanza su máxima altitud en el cielo, provocando que los haces de luz solar el módulo con el ángulo más cercano a los 90°, obteniéndose la máxima salida de potencia de este (Jazayeri, Uysal & Jazayeri, 2013).

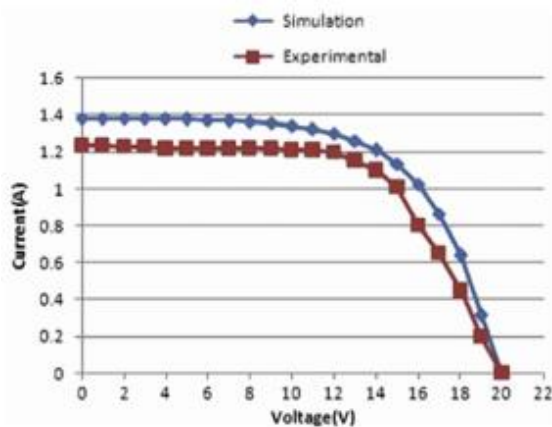
## 2.3 Modelos

En orden de producir una herramienta que pueda predecir el comportamiento de los generadores fotovoltaicos bajo diferentes condiciones climáticas, muchos modelos han sido creados. Sin embargo, estos modelos requieren de datos como la radiación solar en el panel fotovoltaico; dato que no está disponible en cualquier lugar, y donde está disponible, son datos históricos de irradiancia global en una superficie horizontal.



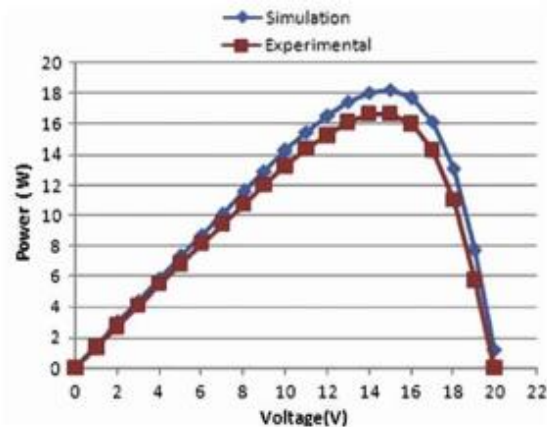
En la investigación se propuso la creación de un modelo de simulación de paneles fotovoltaicos que use exclusivamente las especificaciones provistas en la hoja de datos del fabricante panel. Los resultados se pudieron comprobar comparándolos con los datos experimentales como se muestra en la Figura 22 y la Figura 23.

**Figura 22 Comparación de gráficas características V-I obtenidas mediante la simulación y experimentalmente.**



(Fuente: Vengatesh & Rajan, 2011)

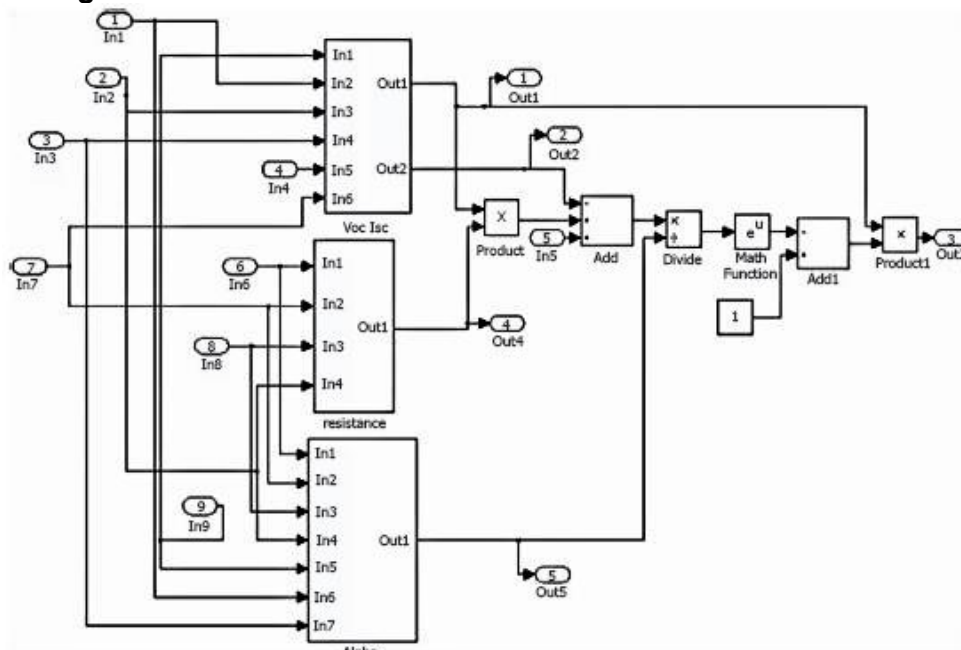
**Figura 23 Comparación de gráficas características P-V obtenidas mediante la simulación y experimentalmente.**



(Fuente: Vengatesh & Rajan, 2011)

También es importante la estructuración en simulink, un ejemplo es la Figura 24.

**Figura 24 Estructura del módulo fotovoltaico en Matlab-Simulink.**



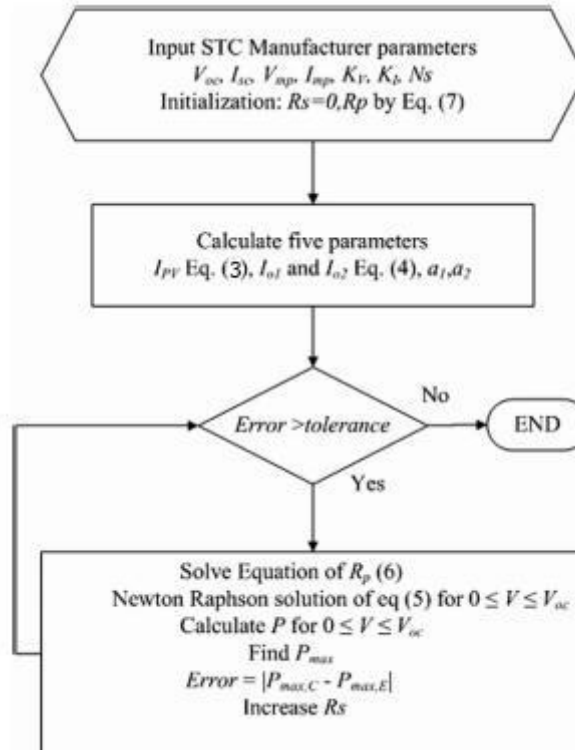
(Fuente: Vengatesh & Rajan, 2011)

Se halló que los datos predichos fueron muy cercanos a los datos experimentales, así que la radiación solar con el modulo fotovoltaico fue exitosamente modelada y probada (Vengatesh & Rajan, 2011).

Dado que los sistemas fotovoltaicos han venido creciendo comercialmente debido a sus beneficios a largo plazo, se presenta la necesidad de un modelo de simulación que, además de ser apropiado, cuente con algoritmos para el rastreo del punto de máxima potencia (MPPT).

La Figura 25 muestra el diagrama de flujo que se usa para detectar el punto de máxima potencia.

Figura 25 Algoritmo de máxima potencia.



(Fuente: Ishaque & Salam, 2011)

Usando de la Ecuación 4 a la Ecuación 8.

$$I_{PV} = (I_{PV\_STC} + K_i \Delta T) \frac{G}{G_{STC}}$$

**Ecuación 4**

$$I_{o1} = I_{o2} = I_o = \frac{(I_{PV\_STC} + K_i \Delta T)}{\exp[(V_{oc,STC} + K_v \Delta T) / \{(a_1 + a_2) / p\} V_T] - 1}$$

**Ecuación 5**

$$I = I_{PV} - I_o \left[ \exp\left(\frac{V + IR_s}{V_T}\right) + \exp\left(\frac{V + IR_s}{(p-1)V_T}\right) - 2 \right] - \left(\frac{V + IR_s}{R_p}\right)$$

**Ecuación 6**

$$R_p = \frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{\left\{ I_{PV} - I_o \left[ \exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{V_T}\right) + \exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{(p-1)V_T}\right) - 2 \right] - \frac{P_{max,E}}{V_{mp}} \right\}}$$

**Ecuación 7**

$$R_{po} = \left(\frac{V_{mp}}{I_{scn} - I_{mp}}\right) - \left(\frac{V_{ocn} - V_{mp}}{I_{mp}}\right)$$

**Ecuación 8**

Siendo;

$I_{PV}$ : La corriente generada por la incidencia de la luz.

$I_{PV\_STC}$ : La corriente generada por la incidencia de la luz en condiciones estándar.

$K_i$ : El coeficiente de corriente de cortocircuito, normalmente proveída por el fabricante.

$\Delta T$ : La diferencia entre la temperatura y la temperatura en condiciones estándar (25 °C), en kelvin.

$G$ : El área de irradiancia de la célula.

$G_{STC}$ : La irradiancia en condiciones estándar (1000 W/m<sup>2</sup>).

$I_o$ : La corriente de saturación inversa para el diodo en el modelo de un solo diodo.

$I_{o1}, I_{o2}$ : La corriente de saturación inversa para cada diodo en el modelo de dos diodos.

$V_{oc,STC}$ : El voltaje de circuito abierto en condiciones estándar.

$K_v$ : El coeficiente de voltaje de circuito abierto, disponible en el datasheet.

$\alpha_1, \alpha_2$ : Las constantes de idealidad de cada diodo.

$p$ : Una variable arbitraria ( $p \geq 2.2$ ).

$V_T$ : El voltaje térmico del módulo fotovoltaico ( $V_T = N_s k T / q$ ).

$N_s$ : El número de células en serie.

k: La constante de Boltzmann ( $1.3806503 \times 10^{-23}$  J/K).

T: La temperatura de la unión p-n en kelvin.

q: La carga del electrón ( $1.60217646 \times 10^{-19}$  C).

I: La corriente de salida del módulo.

V: El voltaje de salida del módulo.

$R_s$ : La resistencia serie.

$R_p$ : La resistencia paralelo.

$V_{mp}$ : El voltaje en máxima potencia.

$I_{mp}$ : La corriente en máxima potencia.

$P_{max,E}$ : La máxima potencia experimental.

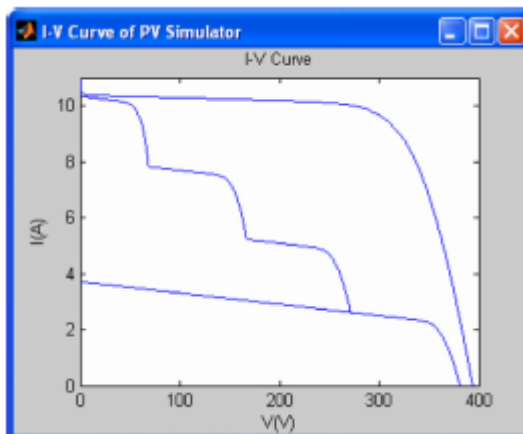
$R_{po}$ : La resistencia paralelo en la primera iteración.

$I_{scn}$ : La corriente de corto circuito.

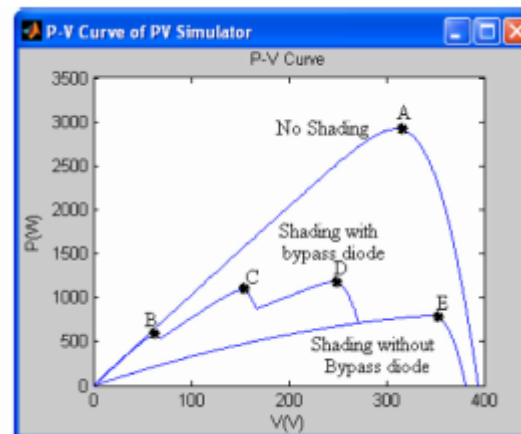
$V_{ocn}$ : El voltaje de circuito abierto.

También es importante la comparación de las gráficas características teniendo en cuenta el cielo parcialmente nublado, el diodo bypass, como lo muestran la Figura 26 y la Figura 27, y el diodo de bloqueo, como lo muestran la Figura 28 y la Figura 29.

**Figura 26 Curvas I-V sin cielo nublado, con cielo nublado y diodo bypass, con cielo nublado sin diodo bypass.**



**Figura 27 Curvas P-V sin cielo nublado, con cielo nublado y diodo bypass, con cielo nublado sin diodo bypass.**

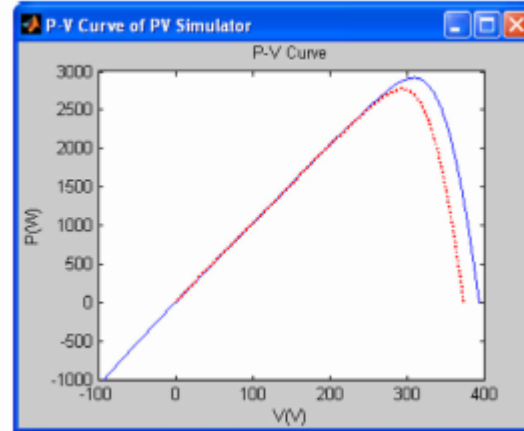
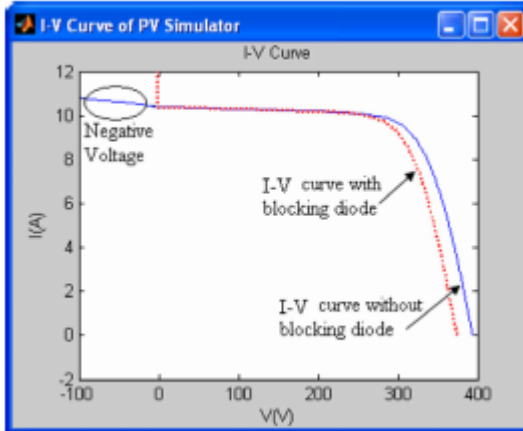


(Fuente: Ishaque & Salam, 2011)

(Fuente: Ishaque & Salam, 2011)

Figura 28 Curvas I-V con y sin diodo de bloqueo.

Figura 29 Curvas P-V con y sin diodo de bloqueo.



(Fuente: Ishaque & Salam, 2011)

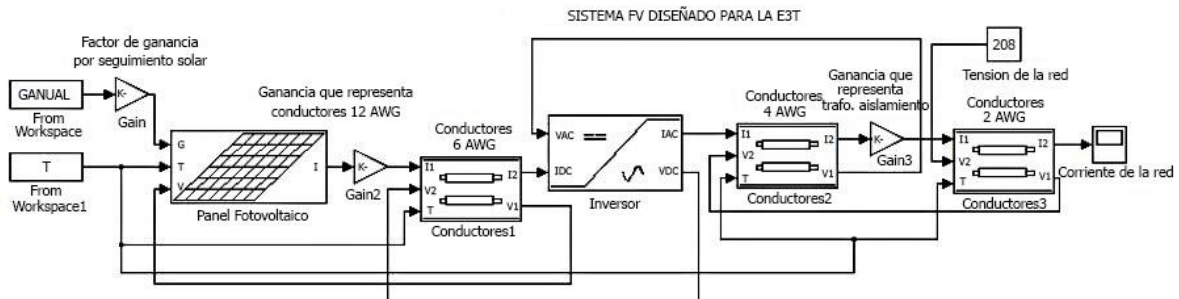
(Fuente: Ishaque & Salam, 2011)

Se utiliza un modelo de dos diodos para representar los paneles fotovoltaicos, ya que estos funcionan con más precisión a niveles bajos de radiación solar; es decir, mientras el cielo está parcialmente nublado. La precisión del modelo es verificada al aplicarlo a diferentes tipos de paneles (multi cristalino, mono cristalino y de película delgada) (Ishaque & Salam, 2011).

En veras de alimentar la información disponible sobre los sistemas fotovoltaicos, una herramienta es MATLAB es desarrollada para su simulación, siendo principalmente para el estudio de ingeniería eléctrica en la Universidad Industrial de Santander. Cada dispositivo está disponible en SIMULINK y puede ser parametrizado mediante GUIDE.

Se muestra el modelado de cada uno de los componentes del sistema fotovoltaico y gráficas de cómo funciona el sistema conectando uno por uno los componentes; la Figura 30 muestra el sistema más completo y se puede ver lo simple e ilustrativo del modelo en simulink creado.

Figura 30 Conexión de sistema fotovoltaico en Matlab-Simulink.



(Fuente: Martínez & Santamaría, 2012)

Además de tablas con los resultados de los modelajes, como la Tabla 3, que es para el sistema fotovoltaico de un edificio de la UIS.

**Tabla 3 Análisis energético de un sistema fotovoltaico.**

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA HERRAMIENTA					ERROR (%)
COMPONENTE	Ein (KWh)	Eout (KWh)	$\eta$ (%)	Pérdidas (KWh)	EFICIENCIA
<b>Paneles solares</b>	173 411,5	27 521,0	15,9	145 890,5	2,722
<b>Conductor #12</b>	27 521,0	27 459,0	99,8	62,1	0,002
<b>Conductor #6</b>	27 459,0	27 367,7	99,7	91,3	0,106
<b>Inversor</b>	27 367,7	25 999,0	95,0	1 368,8	0,001
<b>Conductores #4</b>	25 999,0	25 988,0	100,0	11,0	0,037
<b>Trafo. Aislamiento</b>	25 988,0	25 206,9	97,0	781,1	0,018
<b>Conductores #2</b>	25 206,9	25 144,9	99,8	62,1	0,313
<b>Sistema</b>	173 411,5	25 144,9	14,5	148 266,7	2,955

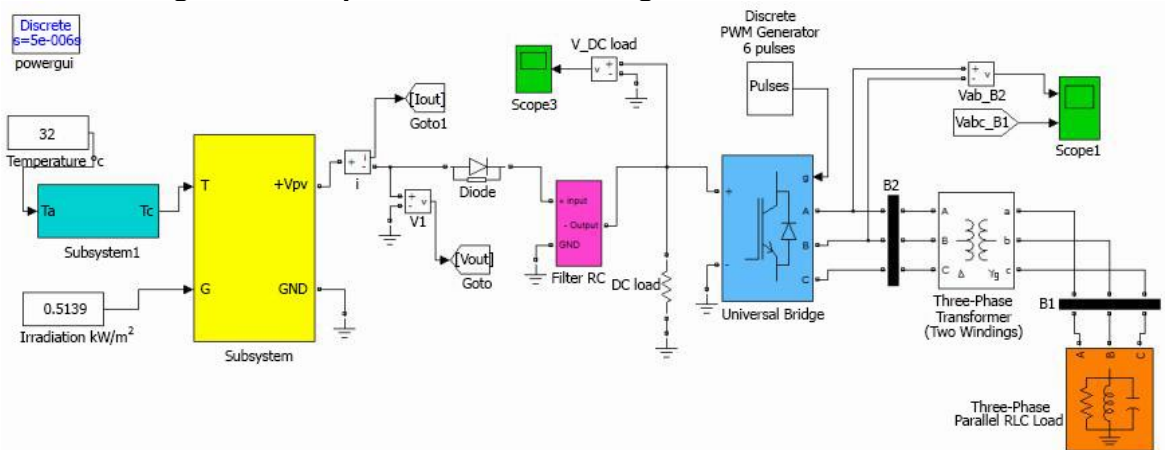
(Fuente: Martínez & Santamaría, 2012)

La herramienta, que sirve como un piloto para los estudios en este campo, viene además con un manual de usuario que facilita su manejo (Martínez & Santamaría, 2012).

Teniendo en cuenta que, debido a la constante alza en el precio del petróleo, la demanda de energías verdes aumenta exponencialmente, se vuelve necesaria la investigación en aras de conseguir energía, en este caso fotovoltaica, confiable y eficiente.

La Figura 31 es el modelo conformado por seis (6) componentes principales que son: un bloque de temperatura, ya que de esta, y de la radiación solar, depende la corriente fotoeléctrica; la matriz de paneles; un filtro RC, usado para mejorar la calidad de la potencia de salida; un inversor IGBT (transistor bipolar de puerta aislada), controlado con un generador PWM (modulación por ancho de pulsos); un transformador trifásico de aislamiento; y una carga que, para objeto de estudio, asumieron como totalmente resistiva.

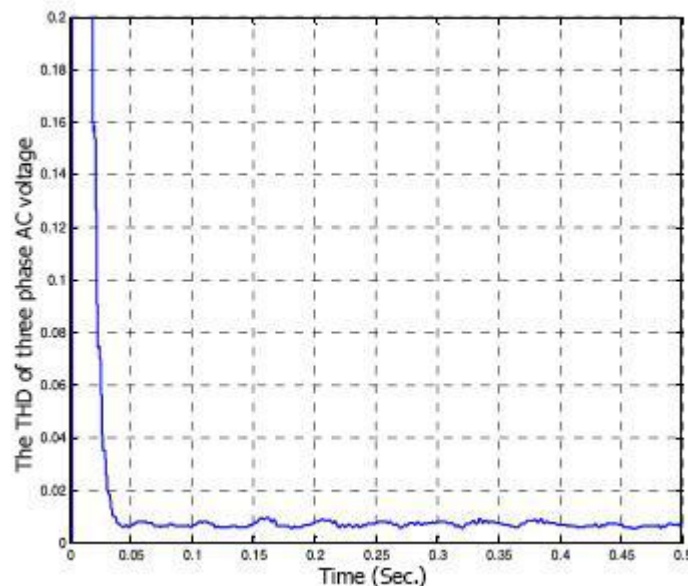
Figura 31 Bloque funcional del arreglo fotovoltaico en Simulink.



(Fuente: Rahmani, Fard, Shojaei, Othman & Yusof, 2011)

La distorsión armónica total se muestra en la Figura 32.

Figura 32 Distorsión armónica total del voltaje en la salida de AC trifásica.



(Fuente: Rahmani, Fard, Shojaei, Othman & Yusof, 2011)

La importancia de este trabajo, a pesar de no tener en cuenta los cambios climáticos como por ejemplo el cielo parcialmente nublado, es el estudio de la distorsión armónica total, de forma que cumpla con la norma IEEE 519, y de la conectividad a la red (Rahmani, Fard, Shojaei, Othman & Yusof, 2011).

En concordancia con la tendencia global, más investigación es requerida para mejorar la eficiencia, el costo y la confiabilidad de los sistemas fotovoltaicos; así que un modelo completo de sistemas fotovoltaicos es importante para analizar todos los factores que afectan los módulos fotovoltaicos y su rendimiento.

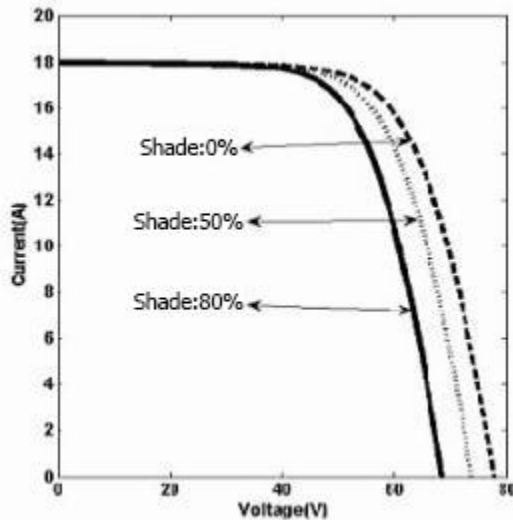
ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:  
Soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACIÓN:

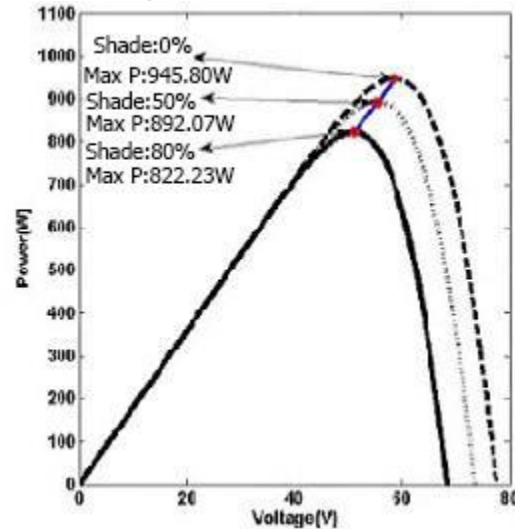
En la Figura 33 a la Figura 36 se pueden observar los efectos de cada parámetro sobre las gráficas características del sistema fotovoltaico.

**Figura 33 Influencia del sombreado parcial en la curva I-V.**



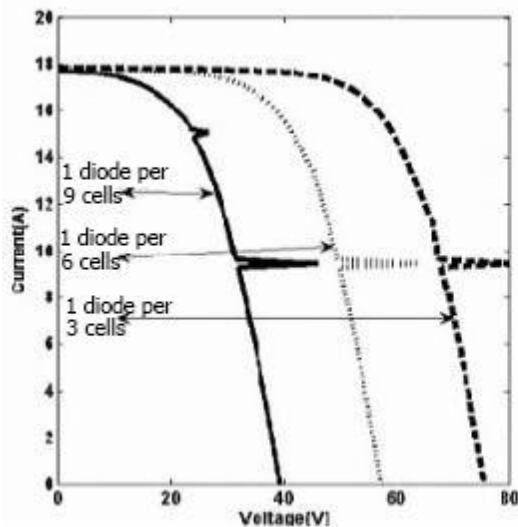
(Fuente: Rakib, Nowaz, Tasnim & Afroze, 2015)

**Figura 34 Influencia del sombreado parcial en la curva P-V.**



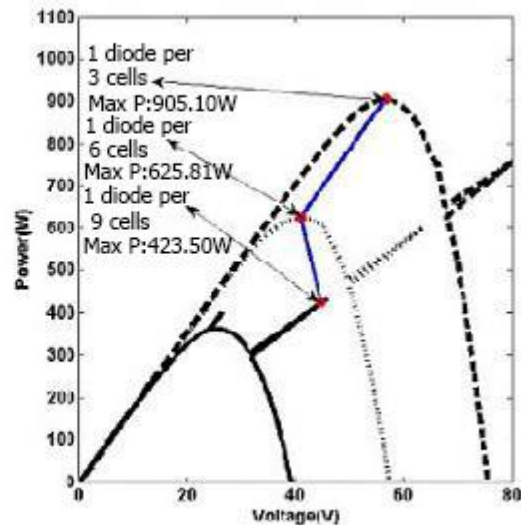
(Fuente: Rakib, Nowaz, Tasnim & Afroze, 2015)

**Figura 35 Influencia del diodo bypass en la curva I-V.**



(Fuente: Rakib, Nowaz, Tasnim & Afroze, 2015)

**Figura 36 Influencia del diodo bypass en la curva P-V.**



(Fuente: Rakib, Nowaz, Tasnim & Afroze, 2015)

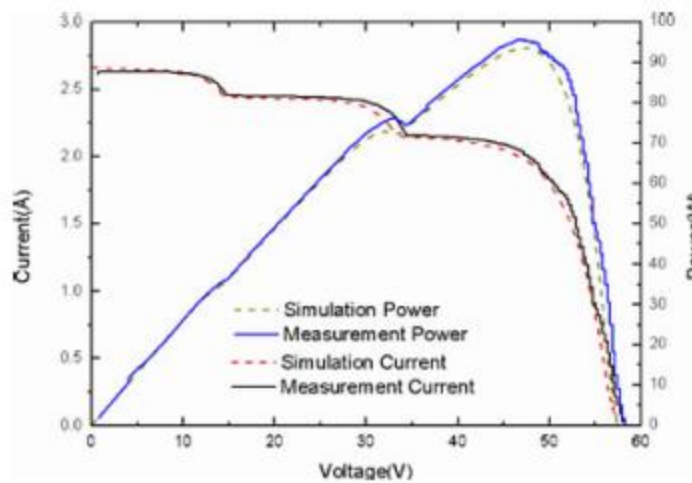
El objetivo es desarrollar un modelo efectivo y completo que considere todos los parámetros importantes como temperatura, irradiancia, sombreado parcial, punto de máxima potencia, conexión a la red y el efecto de las resistencias serie, paralelo y diodo bypass en cada panel, teniendo en cuenta que otros proyectos, con propósitos de estudio,



ignoran o se concentran especialmente en algunas de estas variables (Rakib, Nowaz, Tasnim & Afroze, 2015).

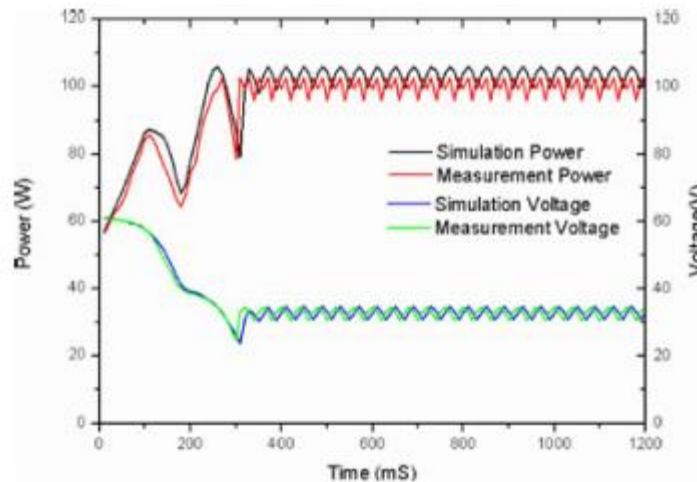
Siendo el rendimiento de los módulos fotovoltaicos mayormente afectado por la configuración del arreglo, la irradiancia y la temperatura, es importante entender la relación entre estos y su efecto sobre la salida de potencia de estos. La Figura 37 y la Figura 38 son los resultados de este modelo comparados con resultados experimentales bajo varios niveles de irradiancia, temperatura y tipos de arreglo.

**Figura 37 Curvas I-V y P-V para arreglo de seis paneles.**



(Fuente: Ding, Bian, Liu & Peng, 2012)

**Figura 38 Curvas de potencia y voltaje en condición de irradiancia no uniforme.**



(Fuente: Ding, Bian, Liu & Peng, 2012)

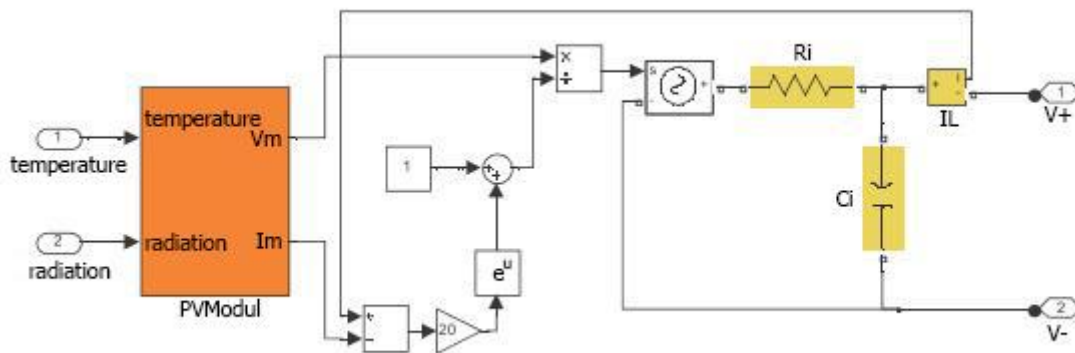
Esta simulación permite investigar las características de los arreglos fotovoltaicos bajo varias condiciones diferentes de irradiancia y temperatura, especialmente, bajo

condiciones de irradiancia no uniforme, siendo además validada con resultados experimentales (Ding, Bian, Liu & Peng, 2012).

Entre todas las fuentes de energía renovables, la energía solar fotovoltaica es la más esencial y sostenible debido a la abundancia y accesibilidad de la energía de radiación solar alrededor del planeta. Dado que los módulos fotovoltaicos presentan características eléctricas no lineales, el diseño y la simulación de estos sistemas requiere un modelado de los paneles confiable.

Es presentado un modelo de simulación de un sistema fotovoltaico generalizado en el entorno de matlab, con un modelo basado en el comportamiento de la célula fotovoltaica, para el modelado de la conversión de radiación solar a electricidad, como se muestra en la Figura 39, y una interfaz eléctrica de control para implementar las características de potencia límite en las simulaciones.

**Figura 39 Modelo en simulink del controlador eléctrico.**

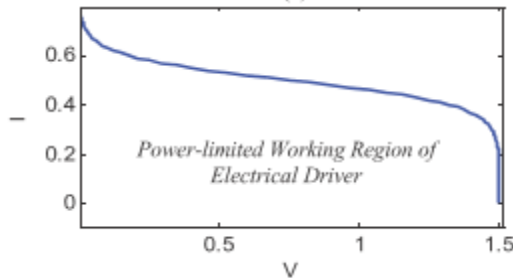


(Fuente: Keles, Alagoz, Akcin, Kaygusuz & Karabiber, 2013)

Cuando la corriente en la carga excede la corriente de máxima potencia calculada, el voltaje es disminuido, limitando la inyección de potencia a la carga y manteniendo el punto de máxima potencia (MPP).  $R_i$  y  $C_i$  representan las resistencias y las capacitancias internas de los paneles respectivamente, e  $I_L$  es la corriente controlada de la carga.

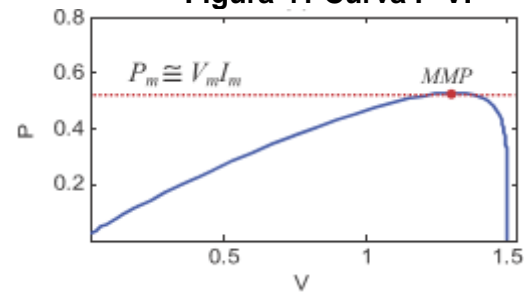
Las curvas características del controlador eléctrico se muestran en la Figura 40 y la Figura 41.

Figura 40 Curva I-V.



(Fuente: Keles, Alagoz, Akcin, Kaygusuz & Karabiber, 2013)

Figura 41 Curva P-V.

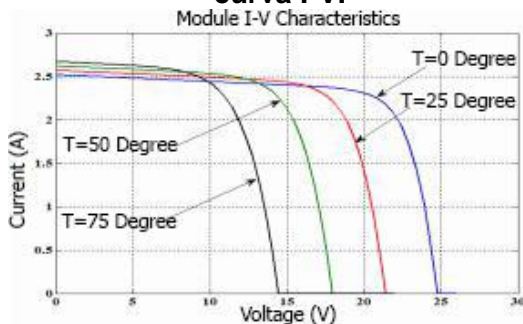


(Fuente: Keles, Alagoz, Akcin, Kaygusuz & Karabiber, 2013)

El modelo es fácil de configurar para las características fotovoltaicas deseadas y conecta directamente con SimPowerSystems (biblioteca de Simulink para el modelaje de sistemas de energía eólica). Además cuenta con un modelo de comportamiento para estimar los voltajes y corrientes máximos, y un modelo de control eléctrico para implementar respuestas eléctricas en la carga (Keles, Alagoz, Akcin, Kaygusuz & Karabiber, 2013).

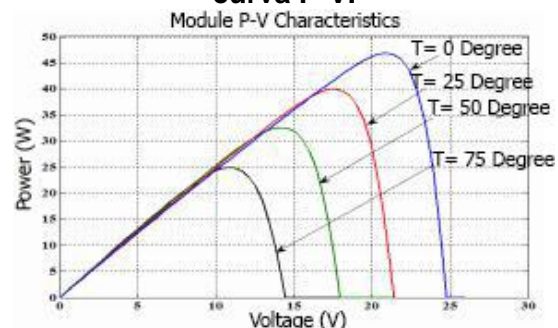
Se propone un modelo simple y práctico en el entorno de matlab/simulink para módulos solares basado en el modelo de diodo sencillo para una célula solar. Los datos requeridos son determinados usando la hoja de especificaciones del fabricante y con un cálculo sencillo basado en los valores de voltaje de circuito abierto y corriente de corto circuito. El modelo está interconectado con la biblioteca de SimPowerSystem.

Figura 42 Efecto de la temperatura en curva I-V.



(Fuente: Jazayeri, Uysal & Jazayeri, 2013)

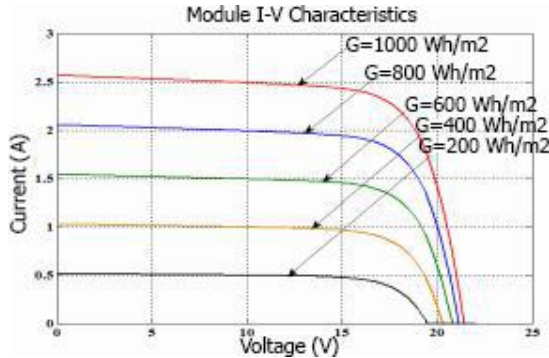
Figura 43 Efecto de la temperatura en curva P-V.



(Fuente: Jazayeri, Uysal & Jazayeri, 2013)

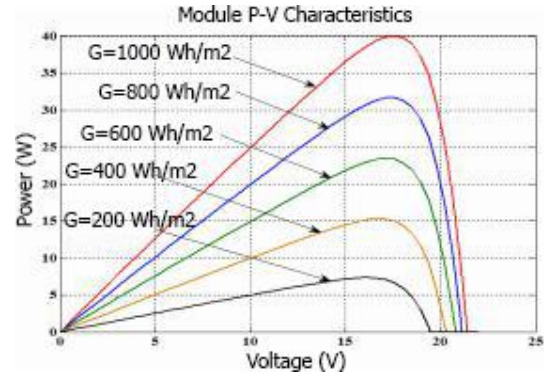
En la Figura 42 y la Figura 43 se observa que el incremento en la temperatura de operación causa reducciones significantes en la potencia generada.

**Figura 44 Efecto de la irradiancia en curva I-V.**



(Fuente: Jazayeri, Uysal & Jazayeri, 2013)

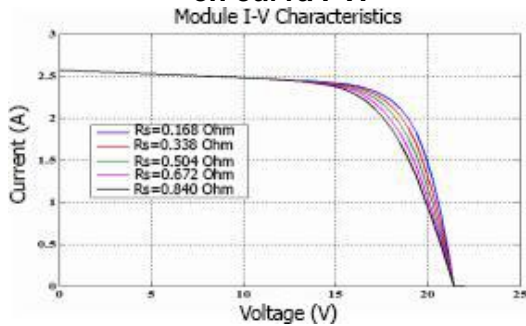
**Figura 45 Efecto de la irradiancia en curva P-V.**



(Fuente: Jazayeri, Uysal & Jazayeri, 2013)

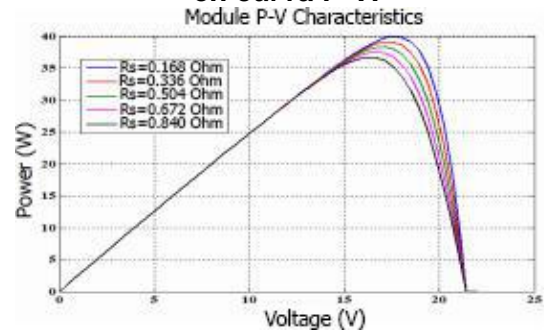
En la Figura 44 y la Figura 45 se observa que la corriente de corto circuito está directamente relacionada con la irradiancia solar.

**Figura 46 Efecto de la resistencia serie en curva I-V.**



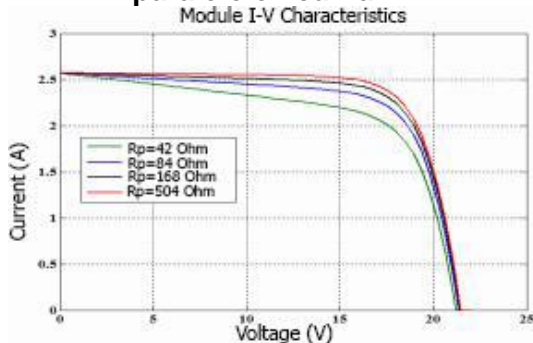
(Fuente: Jazayeri, Uysal & Jazayeri, 2013)

**Figura 47 Efecto de la resistencia serie en curva P-V.**



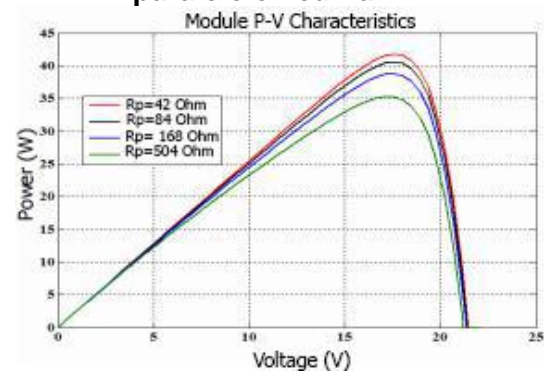
(Fuente: Jazayeri, Uysal & Jazayeri, 2013)

**Figura 48 Efecto de la resistencia paralelo en curva I-V.**



(Fuente: Jazayeri, Uysal & Jazayeri, 2013)

**Figura 49 Efecto de la resistencia paralelo en curva P-V.**

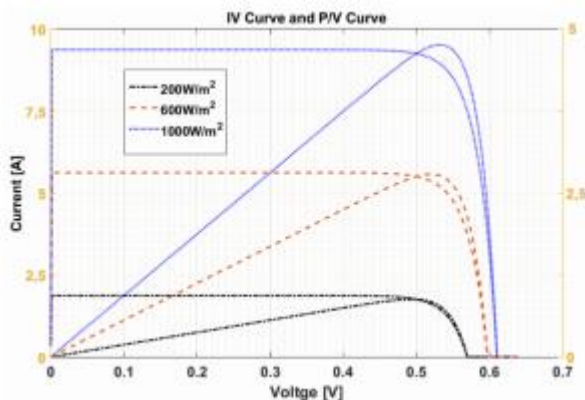


(Fuente: Jazayeri, Uysal & Jazayeri, 2013)

También se obtiene que las variaciones en los valores de las resistencias de serie y paralelo, como muestran la Figura 46 a la Figura 49, afectan la pendiente de las curvas características cerca de los puntos de operación de voltaje de circuito abierto y corriente de corto circuito respectivamente; siendo que los incrementos en la resistencia serie causa reducciones en la potencia generada, mientras que los incrementos en la resistencia paralelo causa incrementos en la potencia generada. Tener un conocimiento preciso y detallado de las características del sistema bajo diferentes condiciones ayuda a los diseñadores y planeadores a mejorar la exactitud de las predicciones y, por lo tanto, la posibilidad del uso óptimo y eficiente de estas energías renovables (Jazayeri, Uysal & Jazayeri, 2013).

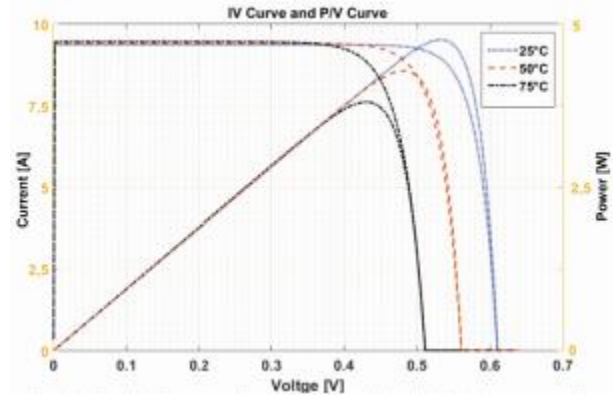
Se diseña un modelo para predecir el comportamiento de una célula fotovoltaica de silicio cristalino bajo diferentes condiciones atmosféricas (irradiancia y temperatura) y diferentes valores de carga, además del rendimiento del controlador de punto de máxima potencia para esas condiciones.

**Figura 50 Curvas I-V y P-V para cambios de irradiancia.**



(Fuente: Mazuera, Posada & Manrique, 2016)

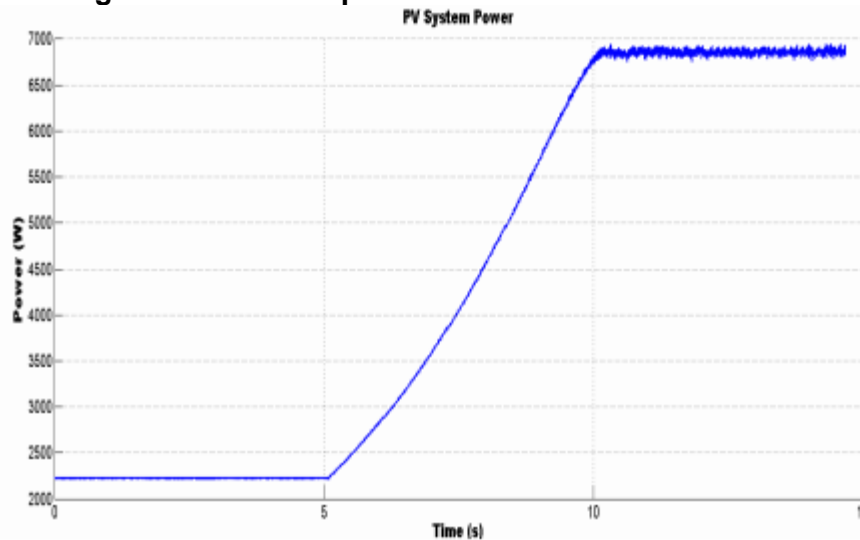
**Figura 51 Curvas I-V y P-V para cambios de temperatura.**



(Fuente: Mazuera, Posada & Manrique, 2016)

En la Figura 50 se observa que los cambios en la irradiancia afectan directamente a la corriente, y, en la Figura 51, que los cambios de temperatura afectan inversamente al voltaje; cambiando cada uno a la potencia según corresponde.

Figura 52 Curva de potencia en condiciones estándar.



(Fuente: Mazuera, Posada & Manrique, 2016)

La Figura 52 muestra que el algoritmo de seguimiento de máxima potencia toma alrededor de 5 segundos para rastrear el punto de máxima potencia y se mantiene a un valor estable de 6850 W aproximadamente. Como resultado, se presenta un desempeño preciso para el control en tiempo real, sin embargo, esto es solo la primera etapa de un trabajo que está en la fase inicial del desarrollo y que espera analizar el sistema fotovoltaico conectado a la red, analizando el comportamiento de cada componente cuando el inversor toma energía desde el panel y lo manda a la red como energía AC (Mazuera, Posada & Manrique, 2016).

Para mostrar el efecto de las variables de entrada en los voltajes y corrientes de salida de la célula solar fotovoltaica se usa la metodología de superficie de respuesta (RSM), obteniendo una ecuación limpia que relacione los valores de las respuestas para que puedan ser calculadas a mano para cualquier valor de irradiancia, temperatura y efecto de nublado sin usar un programa que corra cada vez que incorpore cambios consecutivos. Se obtienen la Ecuación 9 y la Ecuación 10.

*Predicted voltage*

$$= 20.85554 + 0.10046 * A - 0.84198 * B - 0.11018 * C + 2.79630 * e^{-4} * A * B + 3.51389 * e^{-5} * A * C + 1.79167 * e^{-4} * B * C - 8.45544 * e^{-5} * A^2 + 0.013580 * B^2 + 1.14165 * e^{-4} * C^2$$

**Ecuación 9**

*Predicted current*

$$= -1.08711 - 5.79849 * e^{-4} * A - 3.25637 * e^{-3} * B + 9.69917 * e^{-3} * C + 4.0370 * e^{-4} * A * B - 8.8889 * e^{-6} * A * C - 2.58333 * e^{-4} * B * C + 4.276 * e^{-6} * A^2 + 6.885 * e^{-4} * B^2 - 5.015 * e^{-6} * C^2$$

**Ecuación 10**

Siendo;

A: Irradiancia ( $W/m^2$ ).

B: Temperatura ( $^{\circ}C$ ).

C: Sombreado ( $W/m^2$ ).

Para la comparación de error entre los resultados de las ecuaciones obtenidas y la simulación del modelo se usa el método de análisis de varianza (ANOVA), como se muestra en la Tabla 4 y la Tabla 5.

**Tabla 4 ANOVA para respuesta de voltaje.**

Source	Sum of squares	Degrees of freedom	Mean squares	F-value	Prob>F
<b>Model</b>	1998.13	9	22.01	25.26	<0.0001
<b>A</b>	1153.06	1	1153.06	131.21	<0.0001
<b>B</b>	4.08	1	4.08	0.46	0.5069
<b>C</b>	116.65	1	116.65	13.27	0.0027
<b>AB</b>	28.50	1	28.50	3.24	0.0933
<b>AC</b>	80.01	1	80.01	9.11	0.0092
<b>BC</b>	2.31	1	2.31	0.26	0.6161
<b>A<sup>2</sup></b>	272.23	1	272.23	30.98	<0.0001
<b>B<sup>2</sup></b>	8.67	1	8.67	0.99	0.3375
<b>C<sup>2</sup></b>	19.36	1	19.36	2.20	0.1599
<b>Residual</b>	123.03	14	8.79		
<b>Lack of fit</b>	123.03	5	24.61		
<b>Pure error</b>	0	9	0		

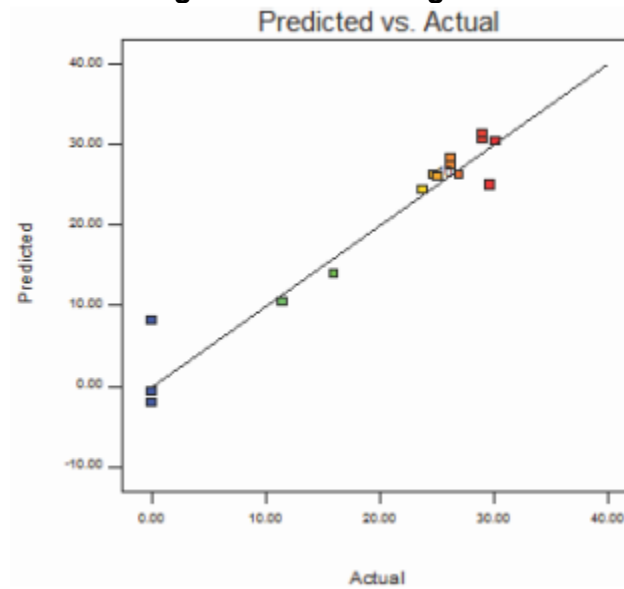
(Fuente: Sivasankari & Chandra, 2013)

**Tabla 5 ANOVA para respuesta de corriente.**

Source	Sum Of squares	Degrees of freedom	Mean square	F-value	Prob>F
<b>Model</b>	218.28	9	24.25	51.19	<0.0001
<b>A</b>	74.08	1	74.08	156.37	<0.0001
<b>B</b>	63.39	1	63.39	133.79	<0.0001
<b>C</b>	7.92	1	7.92	16.71	0.0011
<b>AB</b>	59.40	1	59.40	125.39	<0.0001
<b>AC</b>	5.12	1	5.12	10.81	0.0054
<b>BC</b>	4.81	1	4.81	10.14	0.0066
<b>A<sup>2</sup></b>	0.70	1	0.70	1.47	0.2454
<b>B<sup>2</sup></b>	0.022	1	0.022	0.047	0.8314
<b>C<sup>2</sup></b>	0.037	1	0.037	0.079	0.7829
<b>Residual</b>	6.63	14	0.47		
<b>Lack of fit</b>	6.63	5	1.33		
<b>Pure error</b>	0	9	0.000		

(Fuente: Sivasankari & Chandra, 2013)

Figura 53 Resumen gráfico.



(Fuente: Sivasankari & Chandra, 2013)

Tabla 6 Resultados.

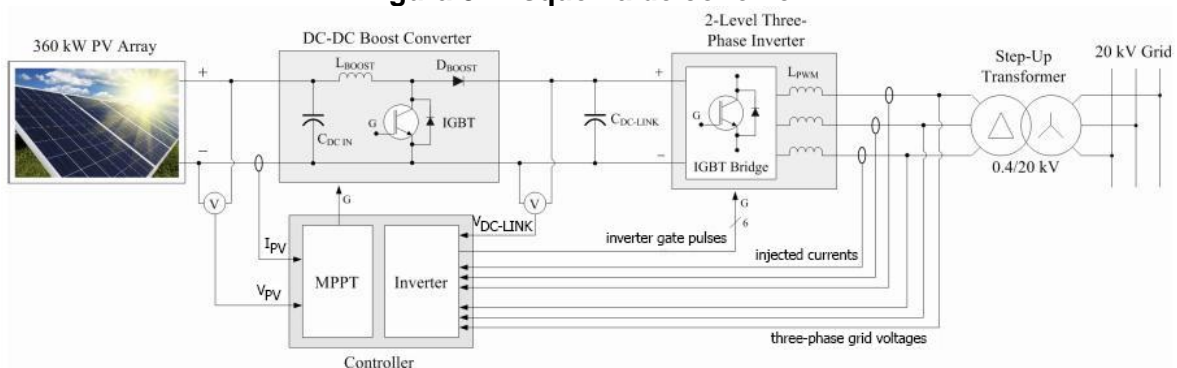
S.No	Actual Value from MATLAB	Predicted value from Design Expert
<b>Output voltage (V)</b>	30.2 V	30.345 V
<b>Output Current (A)</b>	14.2 A	13.508 A

(Fuente: Sivasankari & Chandra, 2013)

Como se muestra en la Figura 53 y la Tabla 6, los factores son claramente predichos y justificados, resultando en ecuaciones que reducen los riesgos de demora de las simulaciones (Sivasankari & Chandra, 2013).

Con el objetivo es simular una planta de energía compuesta por una matriz de paneles pv, un convertor DC-DC y un inversor trifásico conectado a una red de baja de 0.4 kV y, por medio de un transformador elevador, a una red de media de 20 kV, como se muestra en la Figura 54.

Figura 54 Esquema de conexión.



(Fuente: Popa, Nicolae, Nicolae & Popescu, 2016)

ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

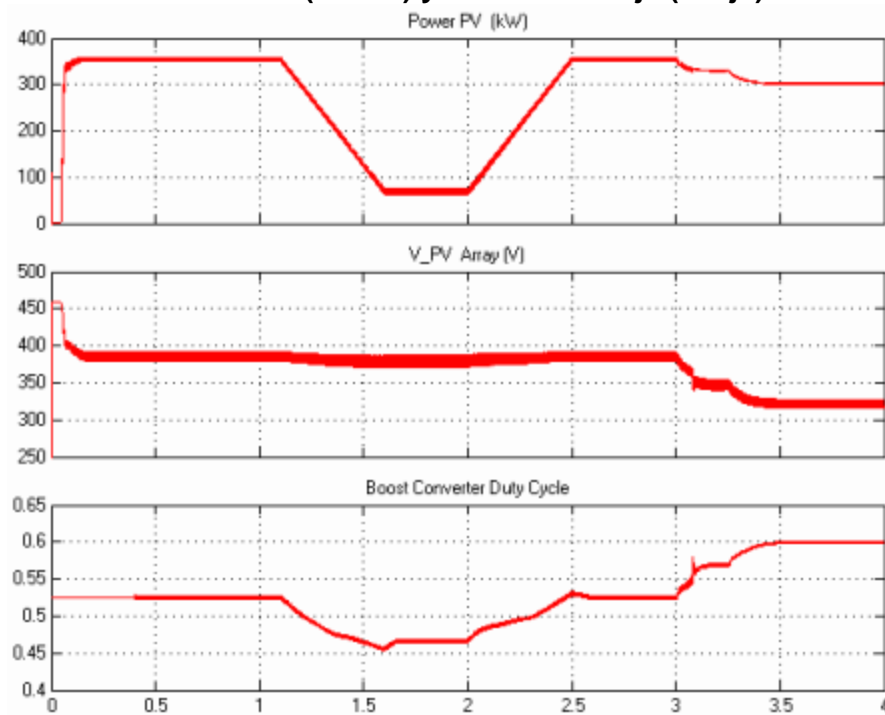
REVISADO POR:  
Soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACIÓN:



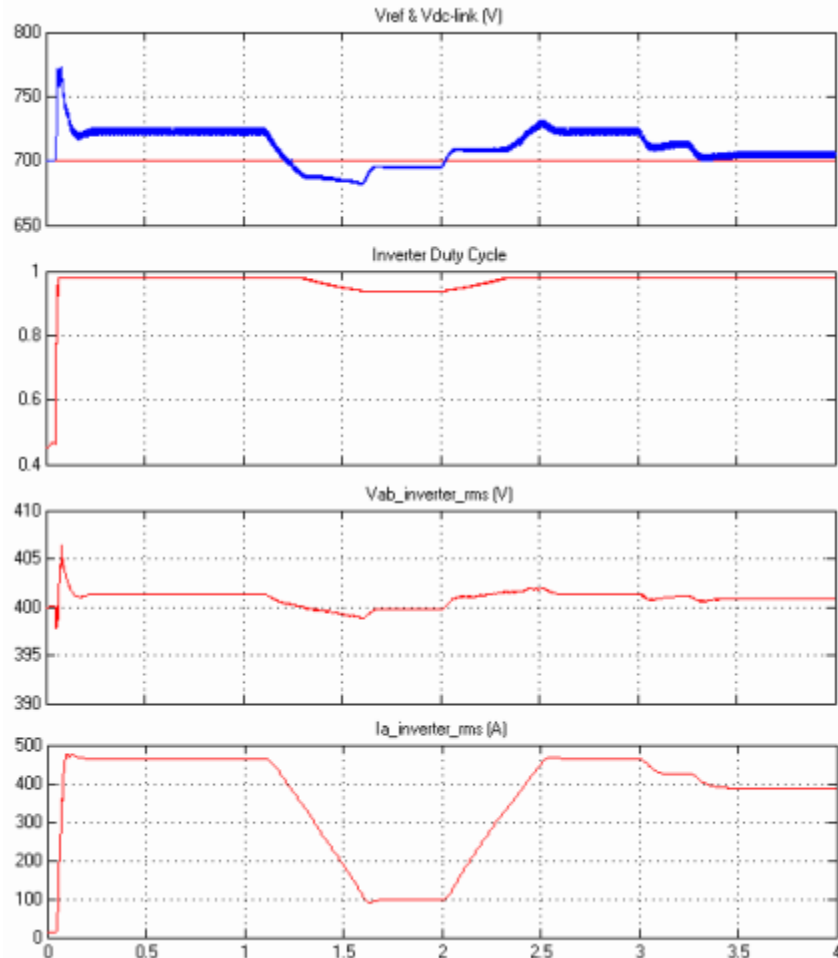
Se obtuvieron gráficas, como las de la Figura 55 y la Figura 56, del comportamiento de cada componente.

**Figura 55 Comportamiento del convertor DC-DC: Potencia de salida (arriba), voltaje de entrada (centro) y ciclo de trabajo (abajo).**



(Fuente: Popa, Nicolae, Nicolae & Popescu, 2016)

**Figura 56 Comportamiento del inversor: Voltaje medido (arriba), ciclo de trabajo (centro) y voltajes de línea y de fase RMS (abajo).**

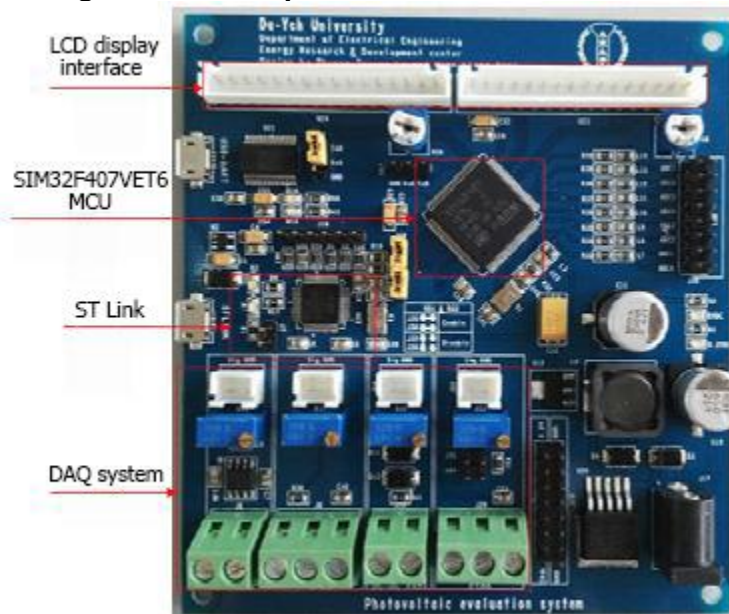


(Fuente: Popa, Nicolae, Nicolae & Popescu, 2016)

La simulación en matlab hizo posible el testeo y la observación de la estabilidad y la eficiencia del sistema (Popa, Nicolae, Nicolae & Popescu, 2016).

Desde el punto de vista de la ingeniería de sistemas fotovoltaicos, un sistema de evaluación y monitoreo en tiempo real es de gran importancia para garantizar el rendimiento confiable del sistema fotovoltaico. Teniendo esto en cuenta, es propuesto un sistema de adquisición de datos, monitoreo, evaluación y advertencia, desarrollados en una tarjeta de circuito impreso como la de la Figura 57.

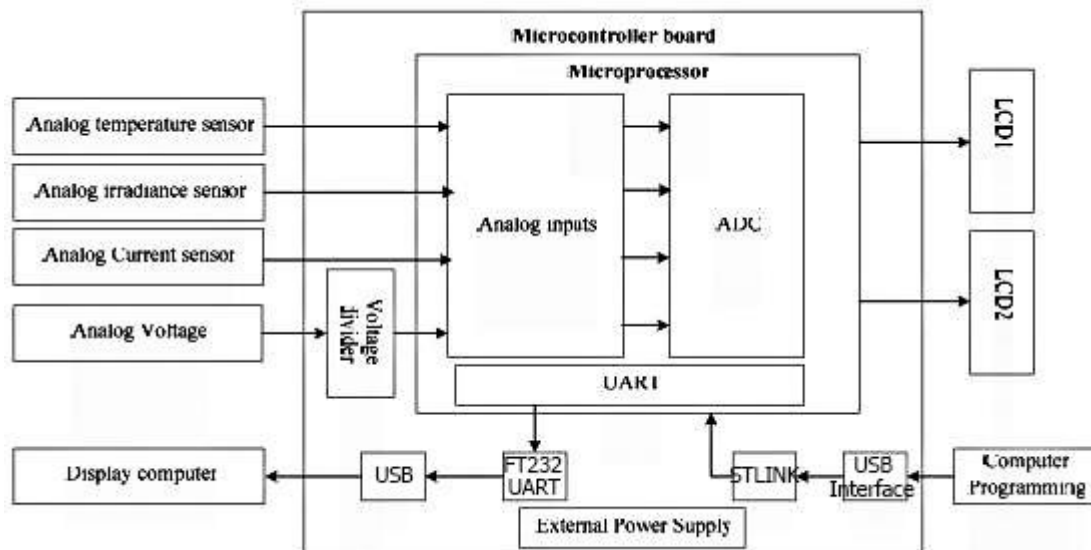
Figura 57 Prototipo del sistema de monitoreo.



(Fuente: Huang, Lian & Tsai, 2016)

En el sistema, como se muestra en Figura 58, las señales instantáneas para la irradiancia, la temperatura de la célula, el voltaje de operación y la corriente de salida son adquiridos y calibrados con el factor de escala correspondiente. Además, el sistema es simulado en tiempo real y ambos resultados, simulados y medidos, son mostrados en pantallas LCD para su comparación y la activación de un led de advertencia si estos valores alcanzan un 20% de diferencia.

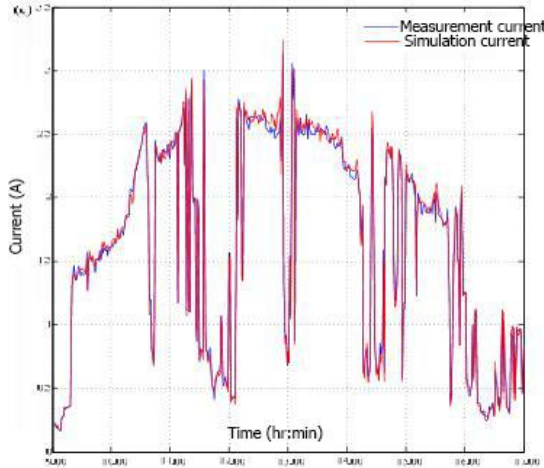
Figura 58 Diagrama del sistema de monitoreo.



(Fuente: Huang, Lian & Tsai, 2016)

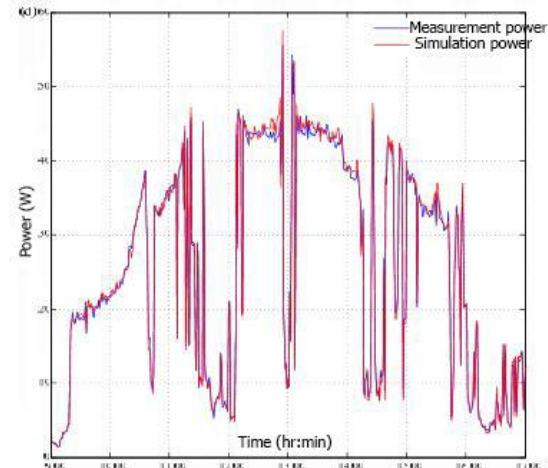
La comparación de resultados en corriente y potencia se muestra en la Figura 59 y la Figura 60.

**Figura 59 Salida de corriente medida y simulada.**



(Fuente: Huang, Lian & Tsai, 2016)

**Figura 60 Potencia de salida medida y simulada.**

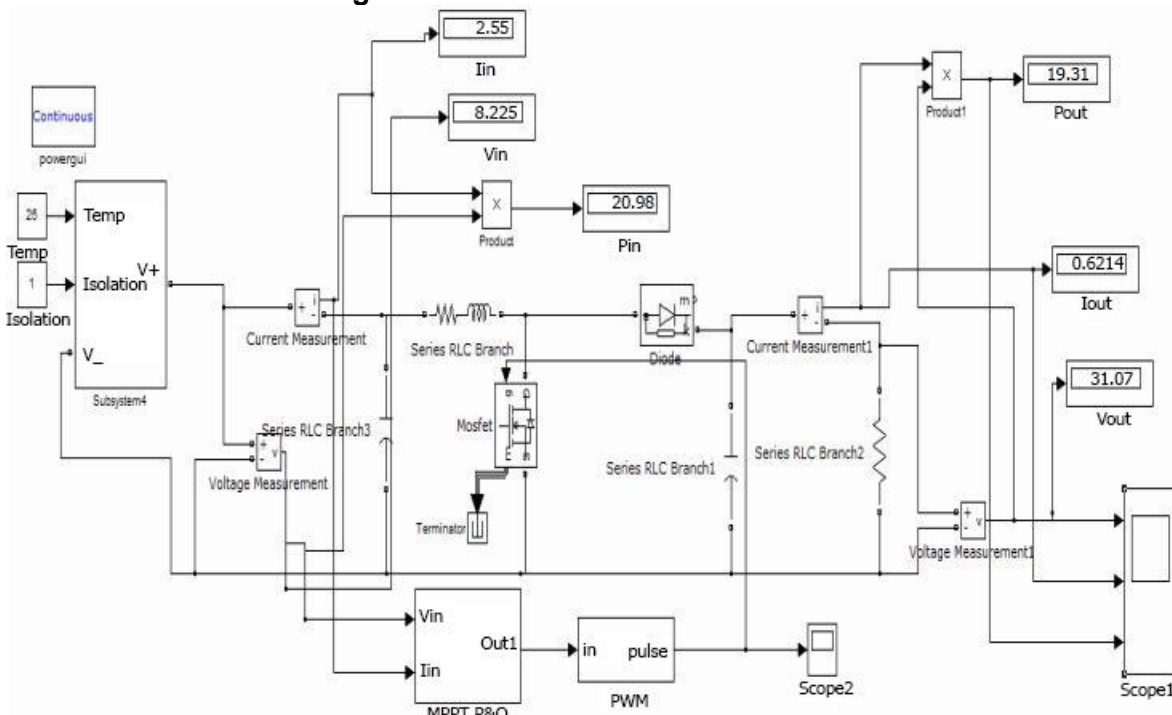


(Fuente: Huang, Lian & Tsai, 2016)

El microcontrolador usado es el STM32F407VET6, y el modelo es diseñado usando únicamente el software MATLAB/Simulink (Huang, Lian & Tsai, 2016).

En la búsqueda de una breve comparación entre métodos de rastreo de punto de máxima potencia en términos de confiabilidad, tiempo de respuesta y eficiencia de conversión, es hallado lo siguiente. El método de perturbar y observar (P&O), como se muestra en la Figura 61, es la técnica más popular y consiste en empujar la totalidad del sistema en una dirección de manera que la potencia recibida desde el sistema fotovoltaicos crezca.

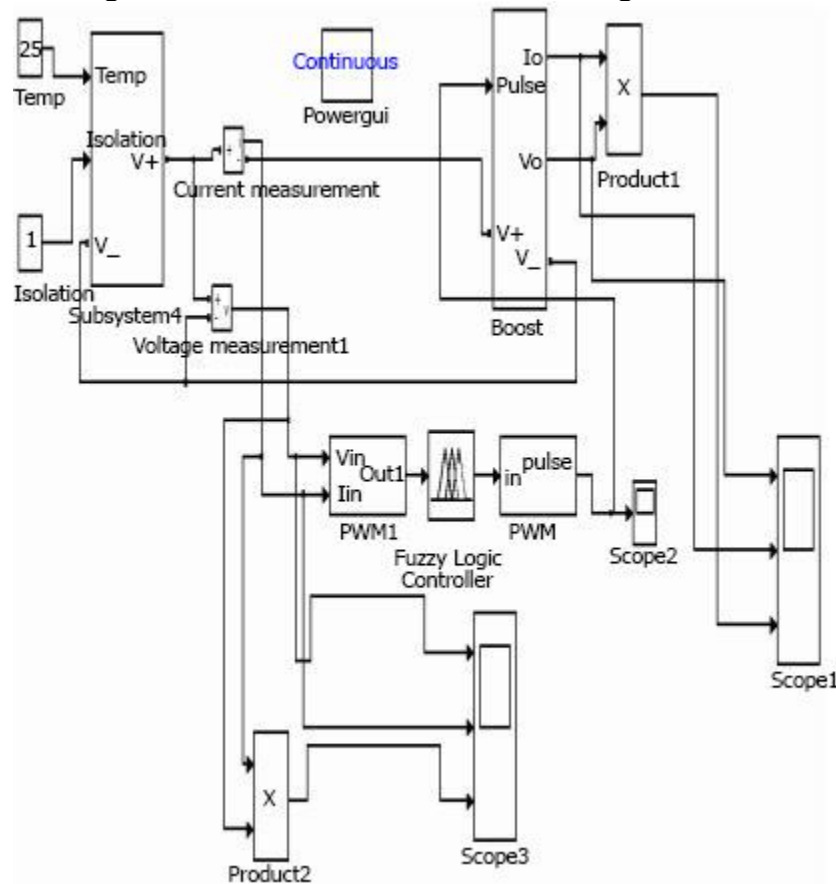
**Figura 61 Simulación del método P&O.**



(Fuente: Nayak & Shaw, 2017)

El controlador de lógica difusa, como se muestra en la Figura 62, es un método que consiste en convertir las señales de entrada en números difusos para su interpretación y manejo desde el punto de vista de la estadística.

Figura 62 Modelo del controlador de lógica difusa.



(Fuente: Nayak & Shaw, 2017)

De las simulaciones se obtienen los resultados expuestos en la Tabla 7.

Tabla 7 Comparación de resultados.

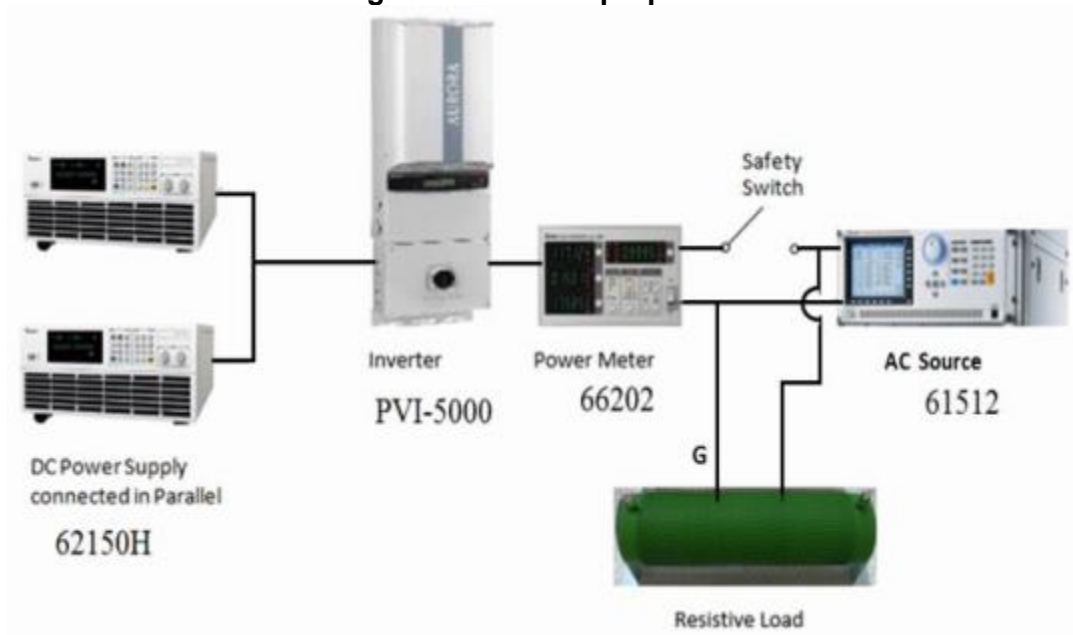
MPPT	$V_{in}$	$I_{in}$	$P_{in}$	$V_{out}$	$I_{out}$	$p_{out}$	Efficiency	T
<b>P&amp;O</b>	8.50	2.5	20.96	31.03	0.6219	19.3	92.03%	5 ms
<b>FUZZY</b>	12.08	1.03	12.72	24.6	0.485	12.11	95%	1 ms

(Fuente: Nayak & Shaw, 2017)

Se concluye que, en comparación, el controlador de lógica difusa es superior en todos los aspectos (Nayak & Shaw, 2017).

Es propuesto un análisis de desempeño y eficiencia en matlab de un sistema fotovoltaico conectado a la red compuesto por una fuente de corriente directa programable chroma, un inversor aurora, un medidor digital de potencia chroma y una fuente de corriente alterna programable chroma como se muestra en la Figura 63.

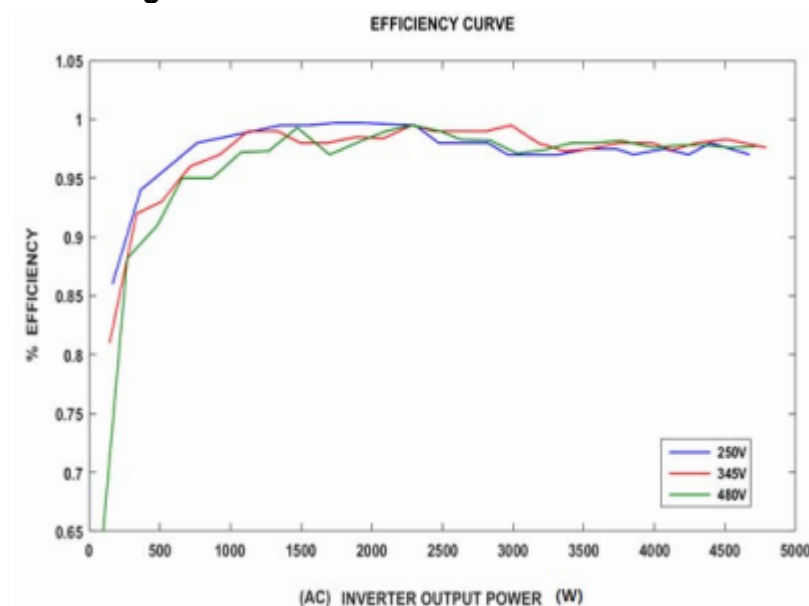
Figura 63 Sistema propuesto.



(Fuente: Ali, Cofie, Fuller & Lokesh, 2016)

Una de las curvas resultantes, la Figura 64, muestra la eficiencia del inversor bajo diferentes potencias y voltajes de salida, evidenciando que, mientras la corriente aumenta, la eficiencia permanece cerca al punto de eficiencia máxima o decrece levemente del 99% al 97%.

Figura 64 Curvas de eficiencia del inversor.



(Fuente: Ali, Cofie, Fuller & Lokesh, 2016)

ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

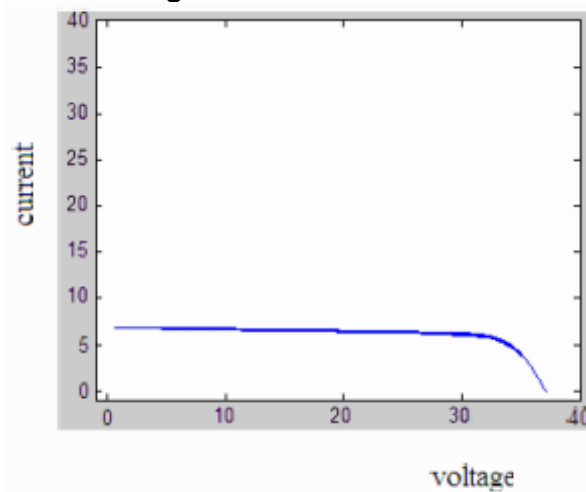
REVISADO POR:  
Soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACIÓN:

Las curvas características generadas en matlab son similares a las curvas de una célula solar ideal, lo que hace que el código desarrollado sea una herramienta valiosa para ingenieros de diseño (Ali, Cofie, Fuller & Lokesh, 2016).

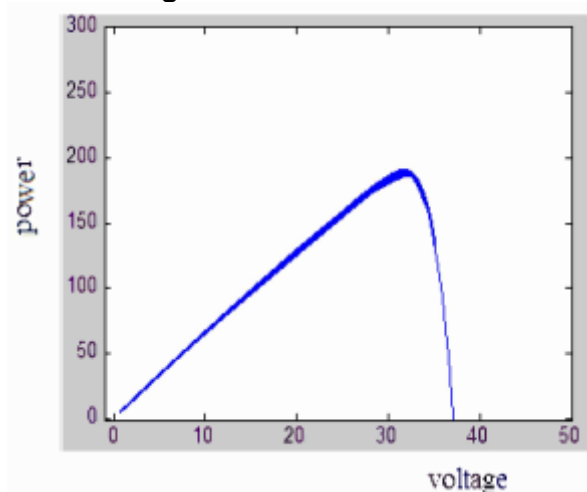
Siendo que los módulos fotovoltaicos no tienen características lineares, es necesario modelarlos para su diseño y aplicación. En la investigación se desarrolla un modelo usando matlab/simulink en conjunto con electrónica de potencia para el seguimiento del punto de máxima potencia. La Figura 65 y la Figura 66 son las curvas características resultantes.

Figura 65 Curva I-V.



(Fuente: Jenifer, Nishia, Rohini & Jamuna, 2012)

Figura 66 Curva P-V.

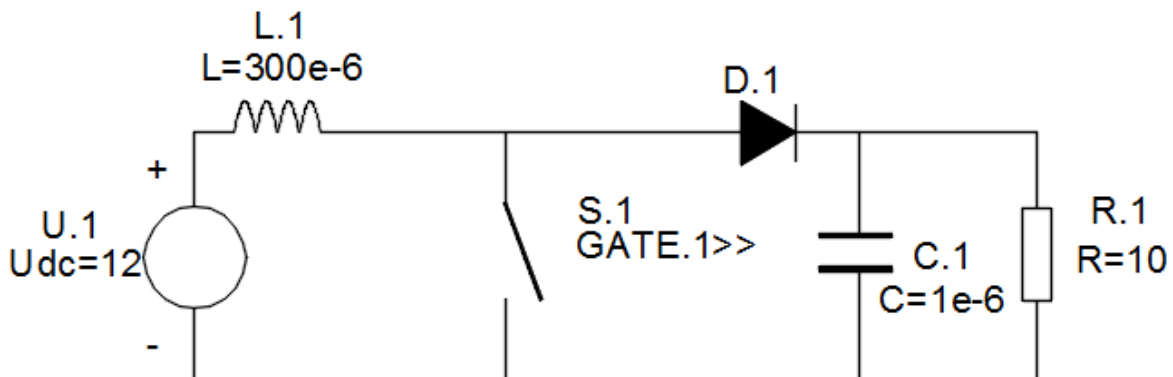


(Fuente: Jenifer, Nishia, Rohini & Jamuna, 2012)

El presente modelo puede ser desarrollado para cualquier número de células serie o paralelo en los módulos (Jenifer, Nishia, Rohini & Jamuna, 2012).

En la búsqueda de modelos, se presenta una forma modificada del algoritmo perturbar y observar (P&O), llamado potencias diferenciales (dP). El algoritmo es implementado junto con un convertidor de carga de alta eficiencia. El circuito equivalente del convertidor de carga DC-DC es ilustrado en la Figura 67.

Figura 67 Circuito del convertidor de carga.

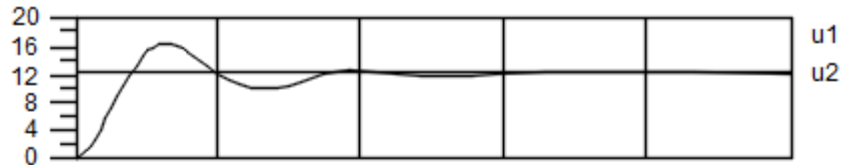




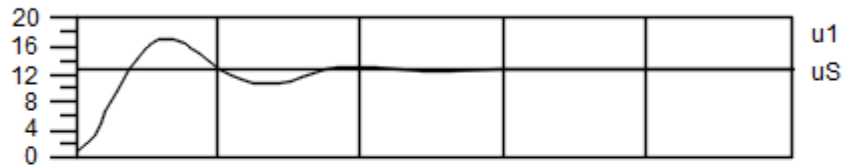
(Fuente: Sharma & Purohit, 2015)

Este circuito es simulado en el software GekcoCircuits y se obtienen los resultados mostrados en la Figura 68.

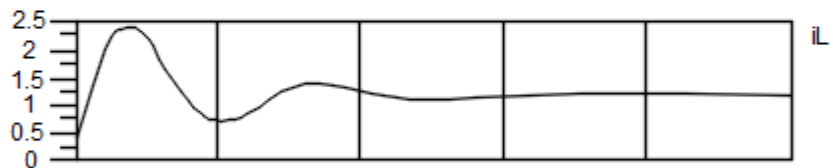
**Figura 68 Resultados de la simulación para (a) el voltaje de salida  $u_2$ , (b) el voltaje en el interruptor  $u_S$ , (c) la corriente en el inductor  $i_L$  y (d) la corriente en el capacitor  $i_C$ .**



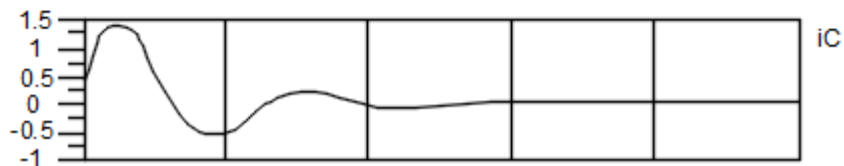
(a)



(b)



(c)

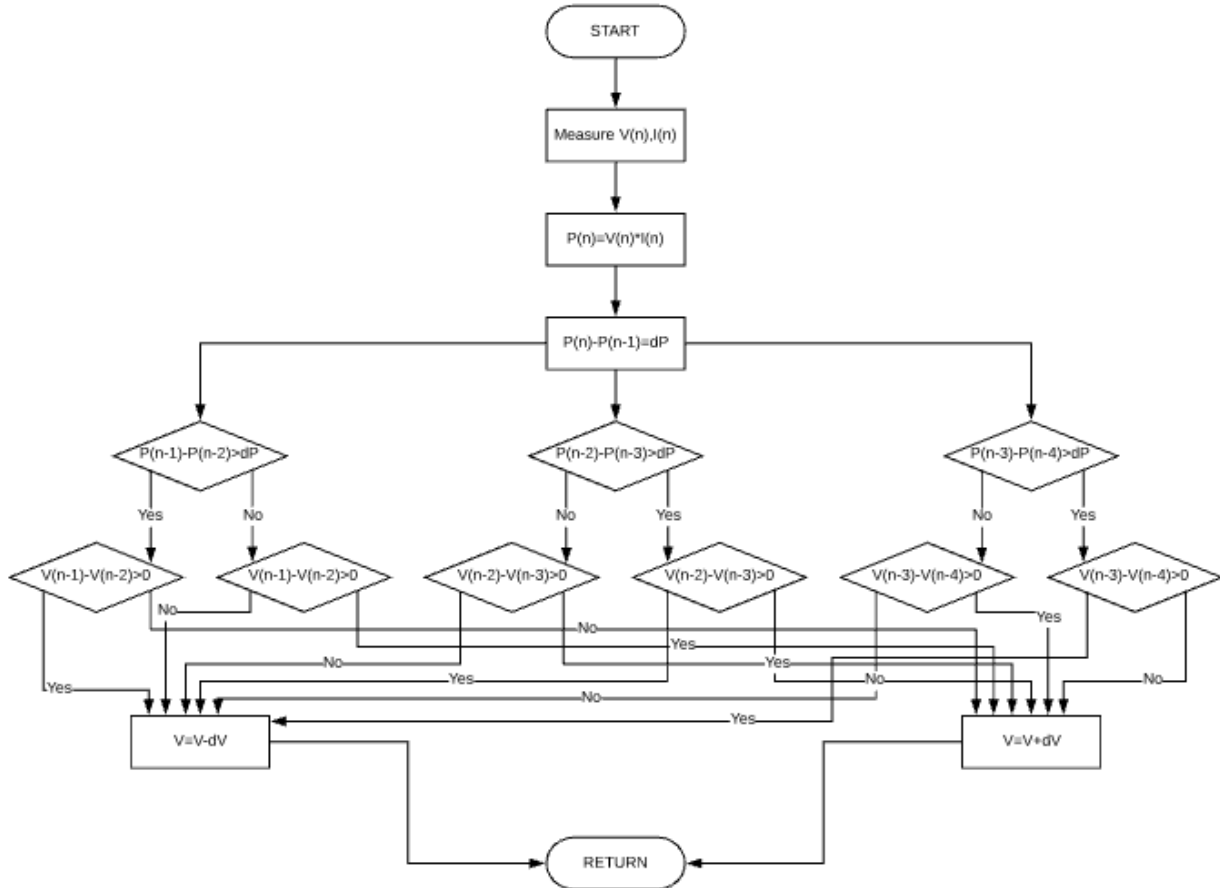


(d)

(Fuente: Sharma & Purohit, 2015)

El algoritmo de potencias diferenciales (dP), como se muestra en la Figura 69, consiste en comparar tres niveles de potencias consecutivas, calculando las diferencias de voltaje respectivas e incrementando o disminuyendo el voltaje del convertidor según corresponda.

Figura 69 Algoritmo de potencias diferenciales.



(Fuente: Sharma & Purohit, 2015)

Los resultados demuestran que el método propuesto aumenta la eficiencia del sistema debido al reducido número de oscilaciones que requiere (Sharma & Purohit, 2015).

Siendo la energía del aire y fotovoltaica bien desarrolladas, económicas y ampliamente usadas, se propone un modelo dinámico de una sistema híbrido conectado a la red. El sistema es estudiado bajo diferentes escenarios con los parámetros que se muestra en la Tabla 8.

**Tabla 8 Parámetros para la simulación.**

PARAMENTERS		VALUES
<b>Wind</b>	Input (Wind speed)	8 m/s
	Maximum power	20 kW
	Output voltage	480 V <sub>dc</sub>
<b>PV array</b>	Inputs (Temp.	900 W/m <sup>2</sup> , 25 °C

ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

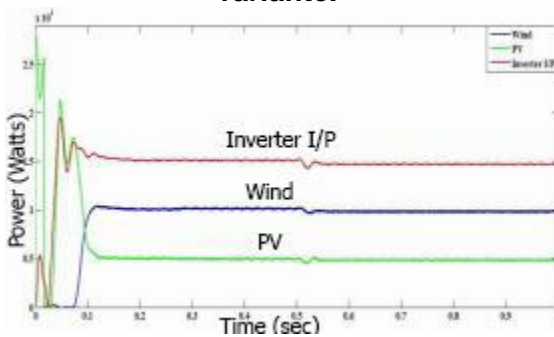
REVISADO POR:  
Soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACIÓN:

	and irradiation)	
	Maximum power	6 kW
	Output voltage	480 V <sub>dc</sub>
Rating of Load	Load 1	7.5 kW, 5.0404 kVAr
	Load 2	4 kW, 3.314 kVAr
DC-link voltage		480 V <sub>dc</sub>

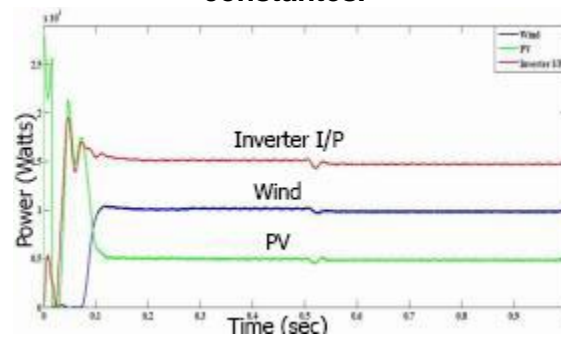
(Fuente: Naik, Reddy & Devaraju, 2014)

**Figura 70** Potencia del sistema híbrido a generación constante y carga variante.



(Fuente: Naik, Reddy & Devaraju, 2014)

**Figura 71** Potencia de salida del sistema híbrido a generación y carga constantes.



(Fuente: Naik, Reddy & Devaraju, 2014)

**Figura 72** Potencia del sistema a generación y carga variables.

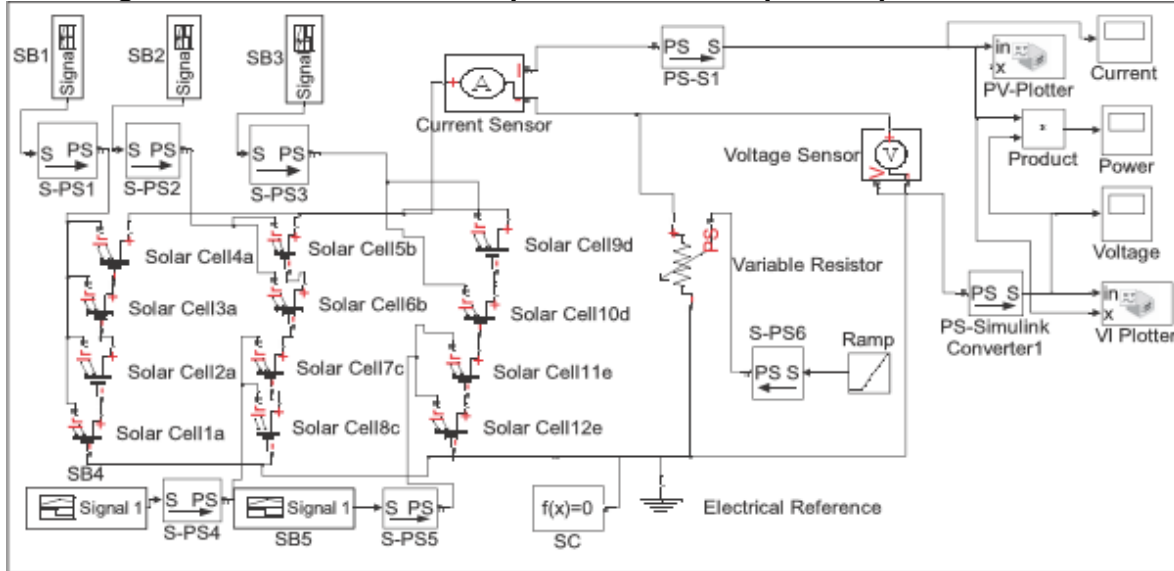


(Fuente: Naik, Reddy & Devaraju, 2014)

Como se evidencia en la Figura 70, la Figura 71 y la Figura 72, el sistema puede mantenerse estable bajo varios escenarios y entregar energía confiable a las cargas. El sistema puede usarse conectado a la red o autónomo (Naik, Reddy & Devaraju, 2014).

Concorde con la investigación de modelos se propone analizar los efectos del sombreado, causado comúnmente por polvo, nubes o estructuras vecinas, en la eficiencia del sistema fotovoltaico usando matlab/simulink para calcular las curvas características de un panel solar bajo diferentes condiciones de sombreado. La simulación del sombreado se logra al cambiar la señal generada por el bloque SB conectado a cada grupo de células como se muestra en la Figura 73.

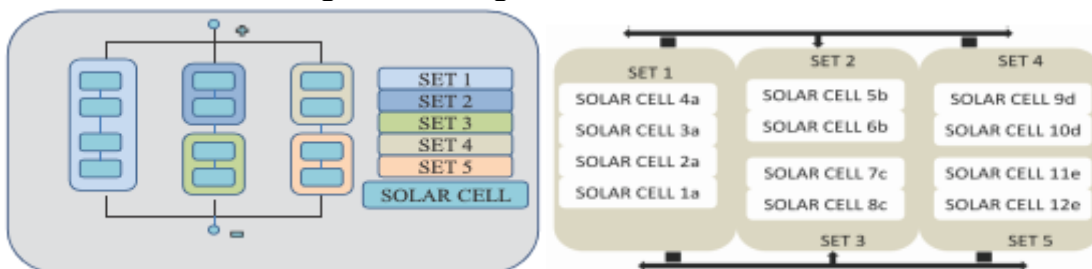
Figura 73 Modelo en simulink para el cálculo de pérdida por sombreado.



(Fuente: Anand, Priyan, & Pesala, 2014)

Las células se organizan en grupos conectados como se muestra en la Figura 74.

Figura 74 Arreglo de células simulado.



(Fuente: Anand, Priyan, & Pesala, 2014)

Las estrategias utilizadas y los resultados en cuestión de eficiencia se evidencian en la Tabla 9 y la Tabla 10.

Tabla 9 Estrategias de irradiación para la simulación del sombreado.

S/n	Shading Type	Irradiation Strategy
1	No Shading	All solar cell sets at 1000 W/m <sup>2</sup>

ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:  
Soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACIÓN:

2	Shading type1	Solar cell set 5 at 100 W/m <sup>2</sup> and other solar cell sets at 1000 W/m <sup>2</sup>
3	Shading type2	Solar cell sets 5, 2 and 4 at 100 W/m <sup>2</sup> and other solar cell sets at 1000 W/m <sup>2</sup>
4	Shading type3	Solar cell sets 5, 4 and 2 at 100 W/m <sup>2</sup> , solar cell set 3 at 500 W/m <sup>2</sup> and solar cell set at 1000 W/m <sup>2</sup>
5	Shading type4	solar cell sets 5, 4 and 2 at 100 W/m <sup>2</sup> and solar cell sets 3 and 1 at 500 W/m <sup>2</sup>

(Fuente: Anand, Priyan, & Pesala, 2014)

**Tabla 10 Eficiencia del panel con cada estrategia.**

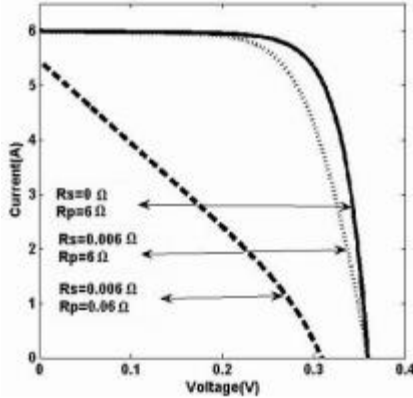
Shading Type	Efficiency of solar panel (%)
<b>No shading</b>	14.07
<b>Shading type1</b>	09.30
<b>Shading type2</b>	09.10
<b>Shading type3</b>	07.90
<b>Shading type4</b>	06.13

(Fuente: Anand, Priyan, & Pesala, 2014)

El efecto del sombreado es además analizado para una planta de 64 paneles fotovoltaicos. Pueden formularse diferentes estrategias de sombreado con este modelo según la zona geográfica en donde se planea instalar un sistema fotovoltaico (Anand, Priyan, & Pesala, 2014).

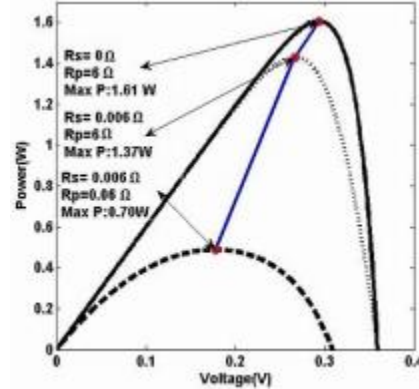
En relación con la eficiencia, se analizan los efectos de las variables internas, como la resistencia serie y paralela, y las variables externas, como el sombreado, la temperatura, la irradiancia y los diodos bypass, sobre el cambio en el punto de máxima potencia de un sistema fotovoltaico. Los resultados para los cambios en las resistencias serie y paralelo, mostrados en la Figura 75 y la Figura 76, evidencian que, mientras estas variables aumentan, la corriente de cortocircuito aumenta, pero la potencia disminuye.

**Figura 75 Influencia de las resistencias serie y paralelo en curva I-V.**



(Fuente: Ahmed, Nowaz, Tasnim & Afroze, 2015)

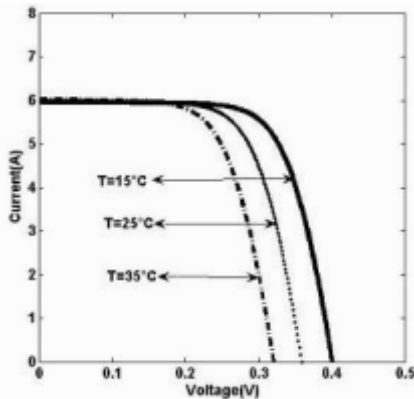
**Figura 76 Influencia de resistencias serie y paralelo en curva P-V.**



(Fuente: Ahmed, Nowaz, Tasnim & Afroze, 2015)

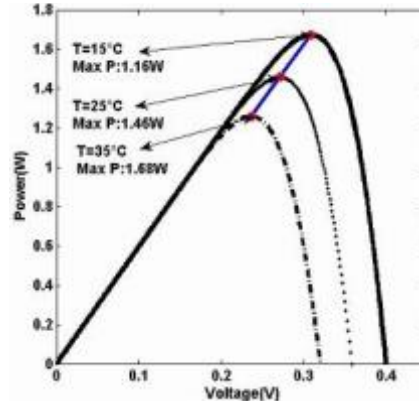
Según la Figura 77 y la Figura 78, mientras la temperatura aumenta, la corriente descende, pero el voltaje de circuito abierto también descende; como resultado, el punto de máxima potencia descende, por lo que es mejor mantener la temperatura baja.

**Figura 77 Influencia de la temperatura en curva I-V.**



(Fuente: Ahmed, Nowaz, Tasnim & Afroze, 2015)

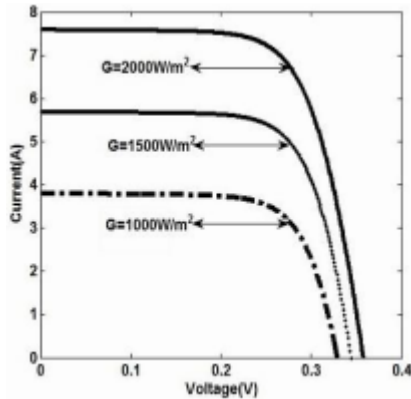
**Figura 78 Influencia de la temperatura en curva P-V.**



(Fuente: Ahmed, Nowaz, Tasnim & Afroze, 2015)

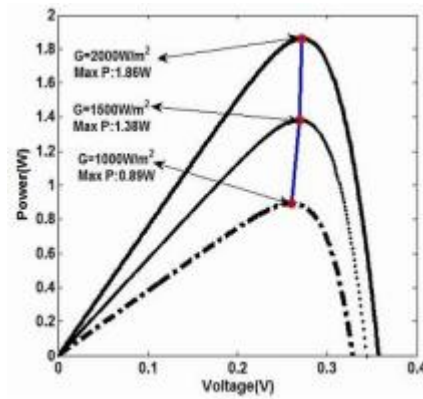
Según la Figura 79 y la Figura 80, mientras la irradiancia aumenta, todas las variables aumentan.

Figura 79 Influencia de la irradiancia en curva I-V.



(Fuente: Ahmed, Nowaz, Tasnim & Afroze, 2015)

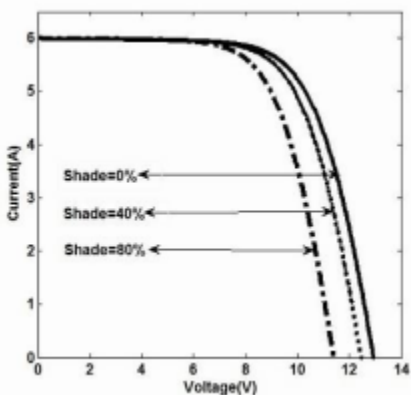
Figura 80 Influencia de la irradiancia en curva P-V.



(Fuente: Ahmed, Nowaz, Tasnim & Afroze, 2015)

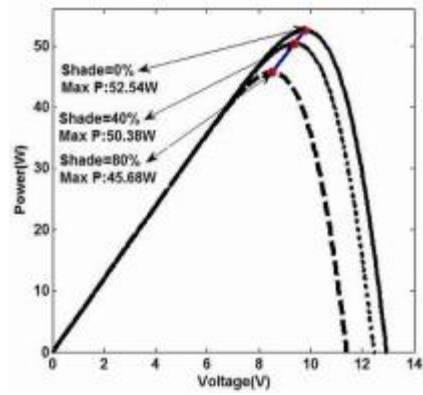
Según la Figura 81 y la Figura 82, a efectos del sombreado las curvas cambian porque el calor producido por el efecto de sombreado afecta a los módulos y las células sombreadas actúan como una carga. El voltaje es consumido al hacer fluir los electrones a través de las células sombreadas, pero la corriente de corto circuito permanece constante (Ahmed, Nowaz, Tasnim & Afroze, 2015).

Figura 81 Influencia del sombreado en curva I-V.



(Fuente: Ahmed, Nowaz, Tasnim & Afroze, 2015)

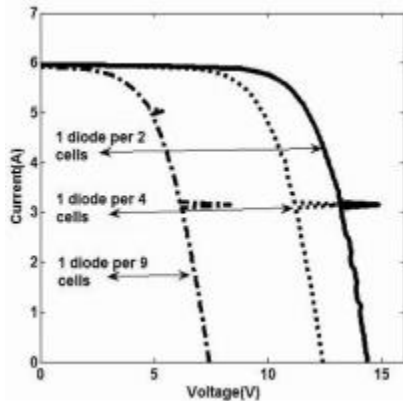
Figura 82 Influencia del sombreado en curva P-V.



(Fuente: Ahmed, Nowaz, Tasnim & Afroze, 2015)

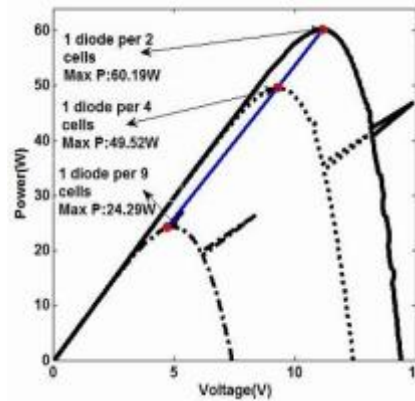
Según la Figura 83 y la Figura 84, el voltaje de circuito abierto aumenta con la potencia máxima mientras menos células se coloquen bajo un diodo bypass.

Figura 83 Influencia de los diodos bypass en curva I-V.



(Fuente: Ahmed, Nowaz, Tasnim & Afroze, 2015)

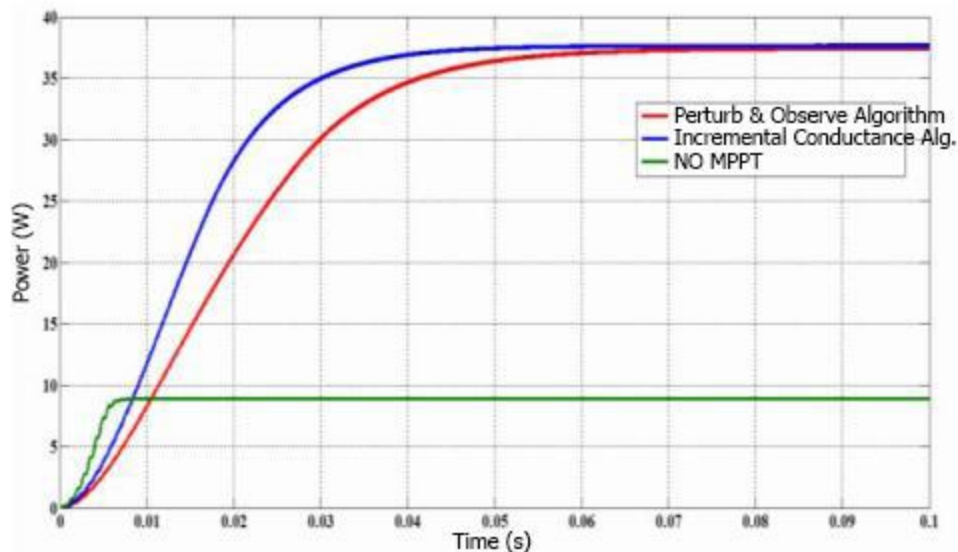
Figura 84 Influencia de los diodos bypass en curva P-V



(Fuente: Ahmed, Nowaz, Tasnim & Afroze, 2015)

En la investigación se encuentra una comparación entre los dos métodos más comunes de rastreo de punto de máxima potencia: Perturbar y observar (P&O) y conductancia incremental (IncCond). Los resultados en la Figura 85 son claros y muestran la necesidad de un rastreador de máxima potencia para aumentar la eficiencia del sistema.

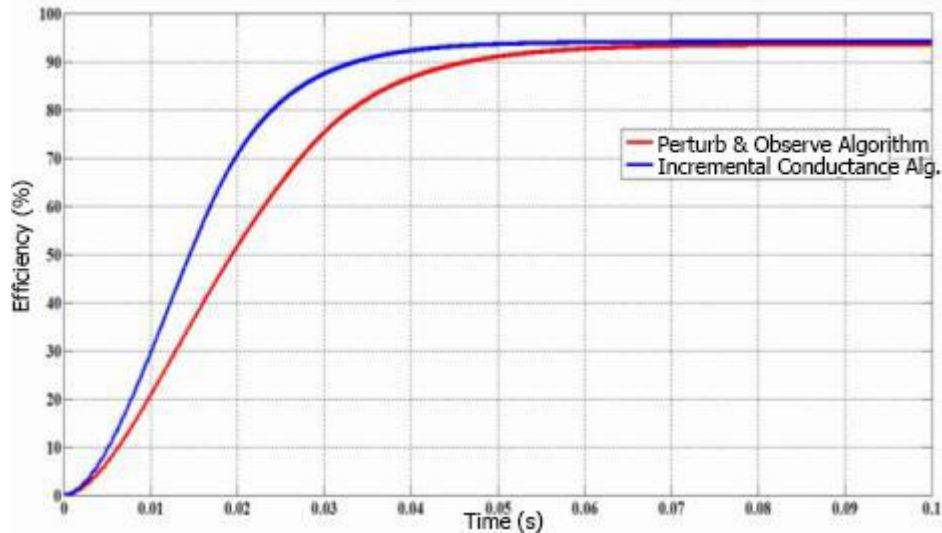
Figura 85 Potencia de salida sin rastreo, con IncCond y con P&O.



(Fuente: Jazayeri, Uysal & Jazayeri, 2014)



Figura 86 Comparación de eficiencia entre IncCond y P&O.

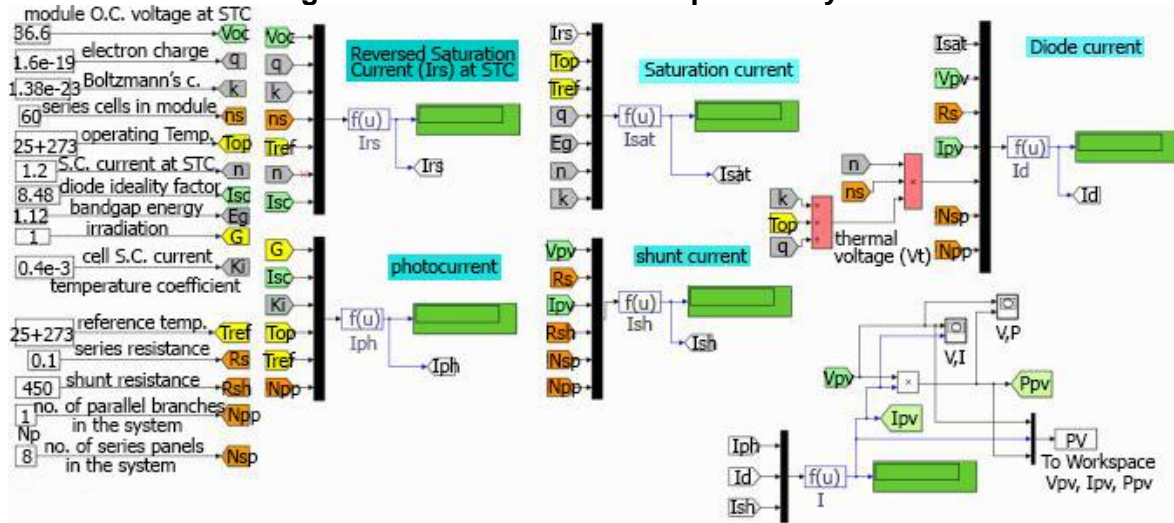


(Fuente: Jazayeri, Uysal & Jazayeri, 2014)

En la Figura 86 se evidencia que, a pesar de que tienen casi la misma eficiencia, el método de conductancia incremental llega antes al punto de más potencia. Sin embargo, ambos métodos muestran casi la misma eficiencia, 90%, es importante recalcar que la implementación de rastreador de punto de máxima potencia aumenta la eficiencia del sistema por encima del 70% (Jazayeri, Uysal & Jazayeri, 2014).

La simulación de las células fotovoltaicas puede ser implementada en el software de matlab con diferentes métodos. Se comparan cuatro modelos diferentes en matlab basados en el modelo de circuito equivalente de un diodo. El modelo en la Figura 87 se basa en el uso de bloques FNC (bloques de funciones) y MUX (bloques multiplexer).

Figura 87 Modelo usando bloques FNX y MUX.



(Fuente: Mahmood & Selman, 2016)

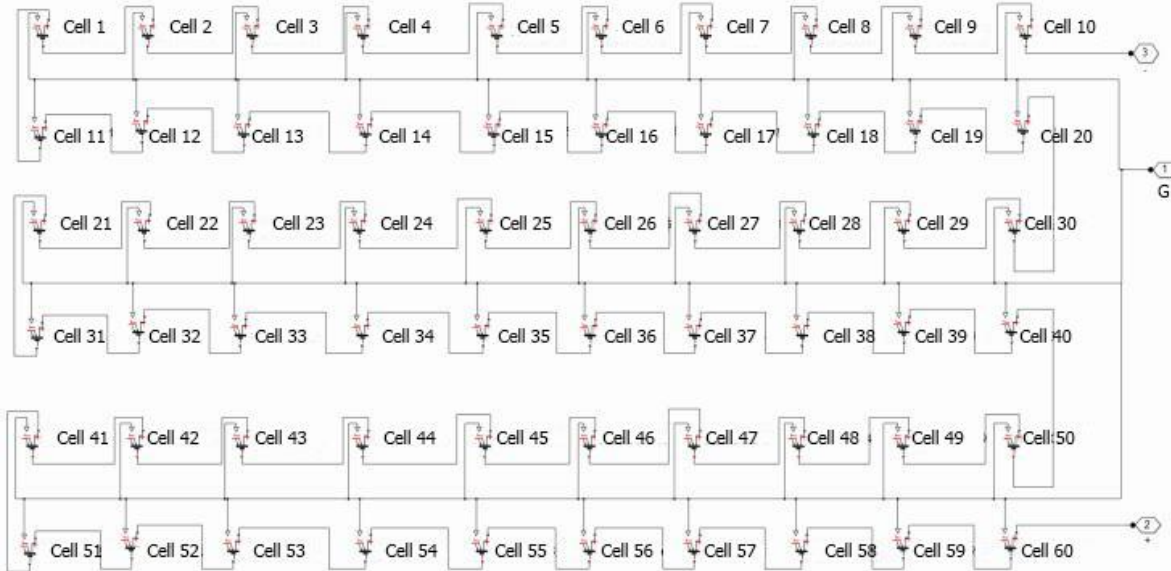
ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:  
Soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACIÓN:

El modelo en la Figura 88 usa la librería SimElectronics para usar bloques que representan las células fotovoltaicas.

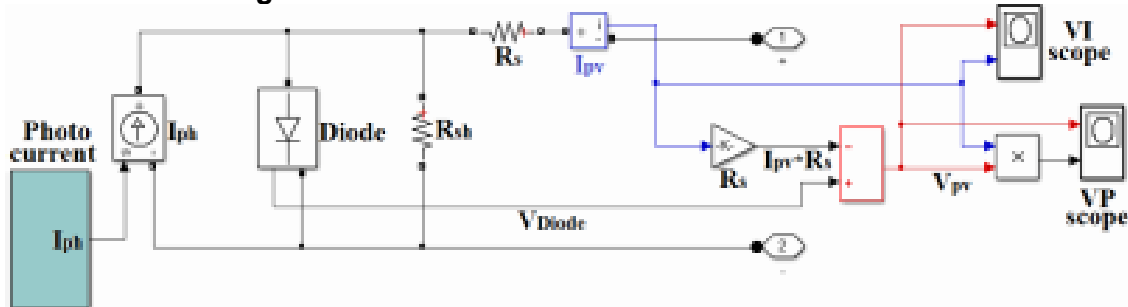
**Figura 88 Modelo usando SimElectronics.**



(Fuente: Mahmood & Selman, 2016)

El modelo en la Figura 89 consiste en el modelaje matemático de cada componente del circuito equivalente de la célula fotovoltaica.

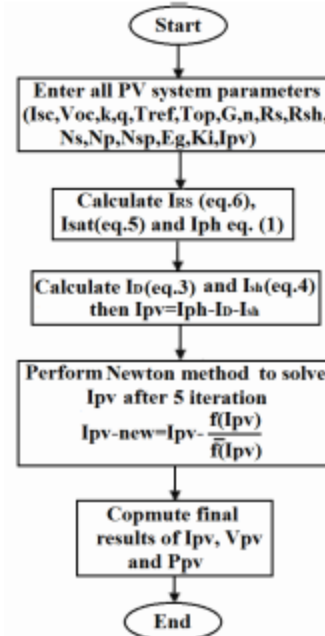
**Figura 89 Modelo físico de una célula fotovoltaica.**



(Fuente: Mahmood & Selman, 2016)

El último modelo, en la Figura 90, es un diagrama sobre cómo usar el bloque S-function para modelar un sistema fotovoltaico.

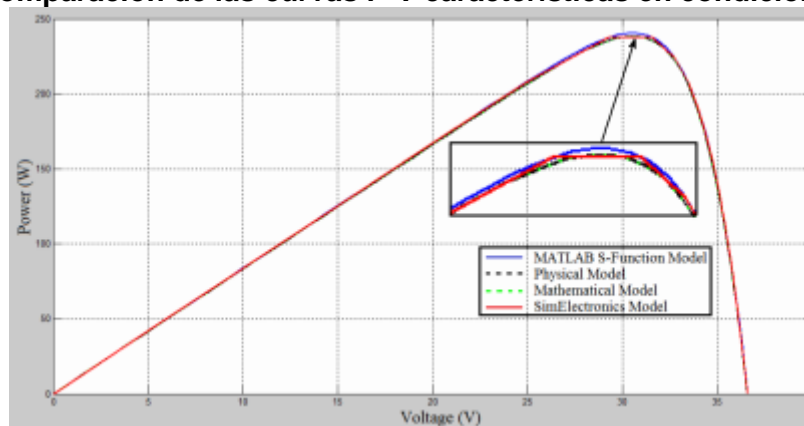
Figura 90 Diagrama de flujo de modelo con bloque S-function.



(Fuente: Mahmood & Selman, 2016)

Los resultados se grafican y se comparan en condiciones estándar, como en la Figura 91, mostrando la similitud de precisión entre los modelos (Mahmood & Selman, 2016).

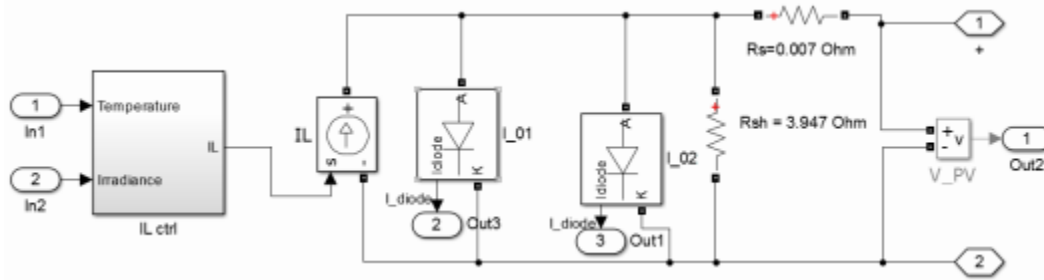
Figura 91 Comparación de las curvas P-V características en condiciones estándar.



(Fuente: Mahmood & Selman, 2016)

En la búsqueda se encuentra desarrollado un modelo preciso en matlab basado en el modelo de doble diodo, como se muestra en la Figura 92. El modelo es propuesto para simular las características de un sistema fotovoltaico y generar su comportamiento frente a diferentes condiciones de irradiancia y temperatura. Es además construido basado en la hoja de datos del módulo CS6X-310P.

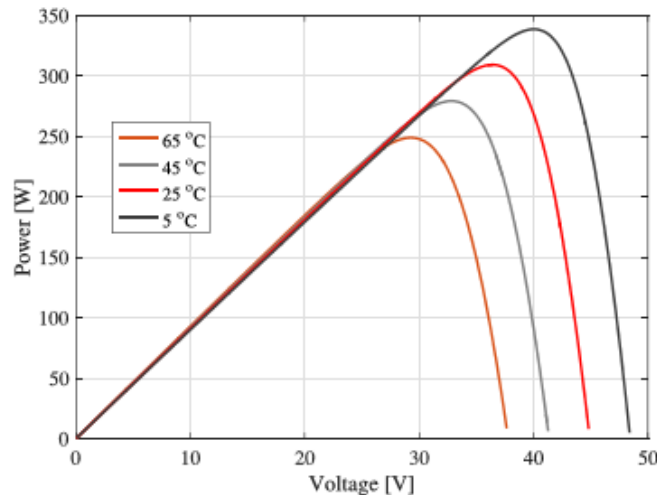
Figura 92 Implementación en simulink del modelo de doble diodo.



(Fuente: Nguyen & Duong, 2016)

Las gráficas resultantes, como en la Figura 93, evidencian que la variación en temperatura afecta ampliamente el voltaje y la corriente generados por el módulo fotovoltaico (Nguyen & Duong, 2016).

Figura 93 Curvas P-V del CS6X-310P para diferentes niveles de temperatura.



(Fuente: Nguyen & Duong, 2016)

En la indagación se encuentra una técnica híbrida de rastreo de máxima potencia esencial para los escenarios de condición de sombreado parcial que consiste en el rastreo de puntos de máxima potencia locales para encontrar el punto de máxima potencia global y aplicar en él un método de perturbar y observar modificado. La primera parte de la técnica contempla dos condiciones:

- Cuando el sombreado parcial ocurre antes de obtener el punto de máxima potencia; el punto de máxima potencia es determinado para buscar puntos de máxima potencia locales a la derecha del primero y determinar el punto de máxima potencia global para aplicar en él el método de perturbar y observar modificado.

- Cuando el sombreado parcial ocurre después de obtener el punto de máxima potencia; el punto de máxima potencia de referencia es computado con una función lineal modificada, como la Ecuación 11, para buscar a su derecha puntos de máxima potencia locales, hallar el punto de máxima potencia global y aplicar en él el método de perturbar y observar modificado.

$$V_{ref\_mod} = \left( \frac{V_{OCA}}{I_{SCA}} \times I_{PV} \right) + \left( \alpha \times \frac{V_{OCA}}{N_{SM}} \right)$$

**Ecuación 11**

Siendo;

$V_{ref\_mod}$ : El voltaje de referencia.

$V_{OCA}$ : El voltaje de circuito abierto de la matriz fotovoltaica.

$I_{SCA}$ : La corriente de corto circuito de la matriz fotovoltaica.

$I_{PV}$ : Es la corriente de la matriz fotovoltaica cuando ocurre el sombreado parcial.

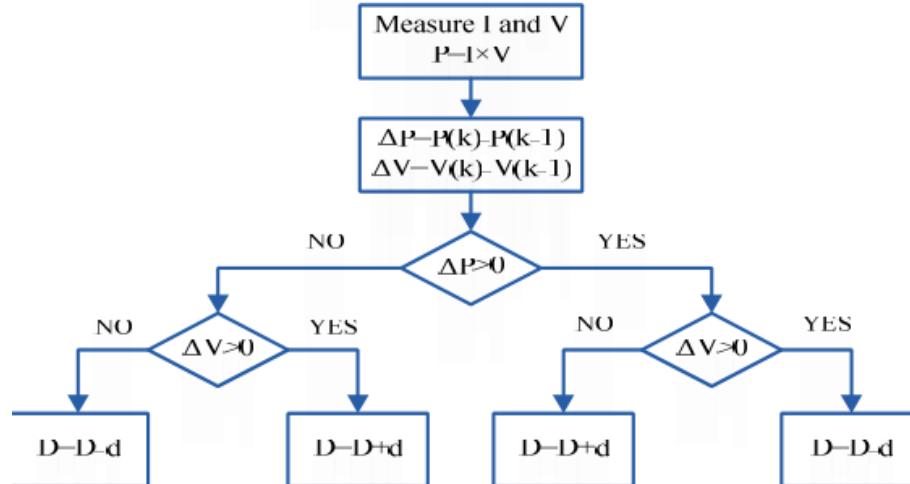
$\alpha$ : Es una constante ( $\leq 0.8$ ).

$N_{SM}$ : El número de módulos conectados en serie en una línea.

Como se muestra en la Figura 94, el método perturbar y observar modificado consiste en la alteración del ciclo de trabajo (D) con una variable de tamaño de paso (d) en cuatro situaciones diferentes:

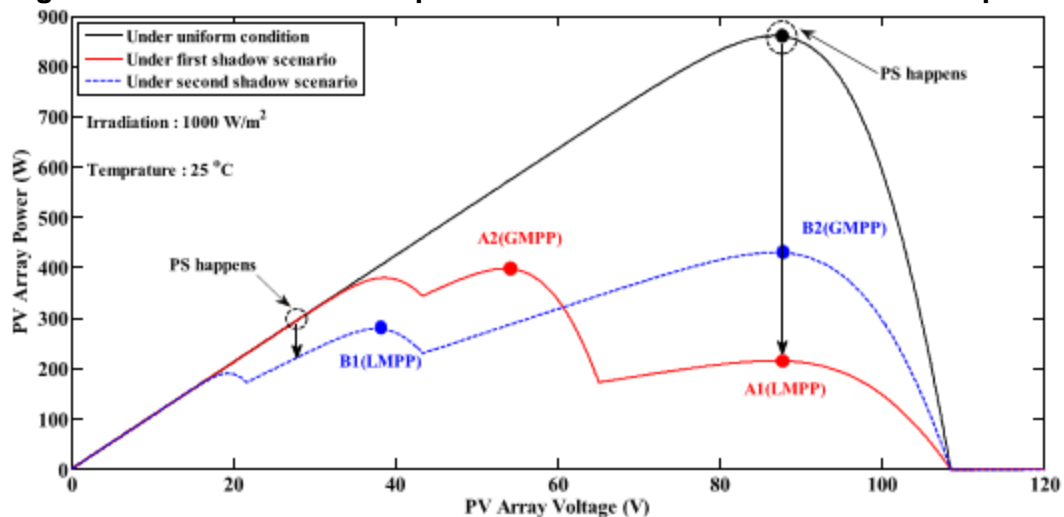
- Si la potencia y el voltaje son crecientes, el ciclo de trabajo debe disminuir.
- Si la potencia es creciente y el voltaje es decreciente, el ciclo de trabajo debe aumentar.
- Si la potencia y el voltaje son decrecientes, el ciclo de trabajo debe disminuir.
- Si la potencia es decreciente y el voltaje es creciente, el ciclo de trabajo debe aumentar.

Figura 94 Diagrama de flujo del método perturbar y observar modificado.



(Fuente: Hajighorbani, Radzi, Kadir, Shafie & Zainuri, 2016)

Figura 95 Puntos de máxima potencia en condiciones de sombreado parcial

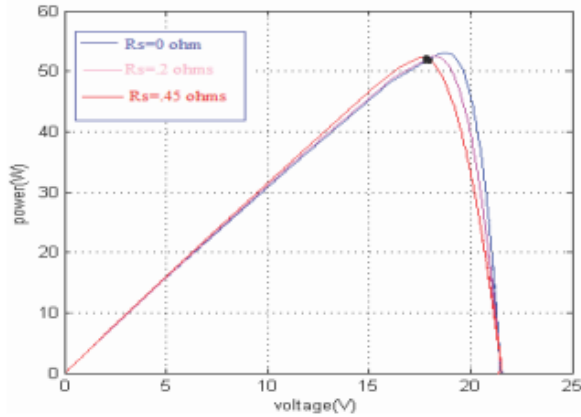


(Fuente: Hajighorbani, Radzi, Kadir, Shafie & Zainuri, 2016)

Un ejemplo de los resultados se muestra en la Figura 95 (Hajighorbani, Radzi, Kadir, Shafie & Zainuri, 2016).

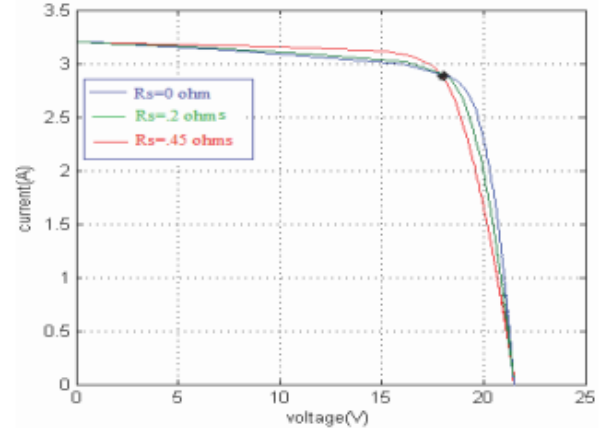
Para analizar el efecto de variables internas de las células fotovoltaicas sobre el desempeño y punto de máxima potencia del mismo; en primera instancia se muestra la variación de las curvas características en función de la resistencia serie ( $R_s$ ) del circuito equivalente de la célula, como en la Figura 96 y la Figura 97.

**Figura 96 Curvas P-V para diferentes valores de  $R_s$ .**



(Fuente: Sahoo & Singh, 2016)

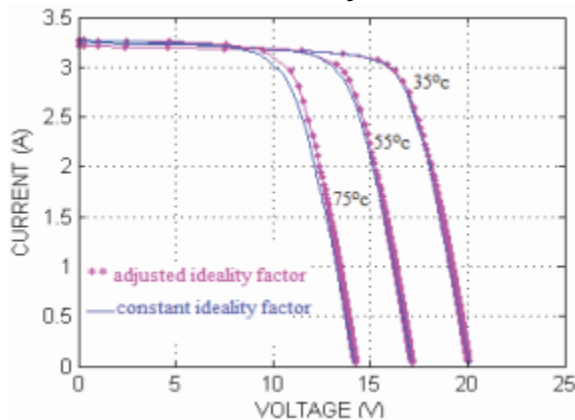
**Figura 97 Curvas I-V para diferentes valores de  $R_s$ .**



(Fuente: Sahoo & Singh, 2016)

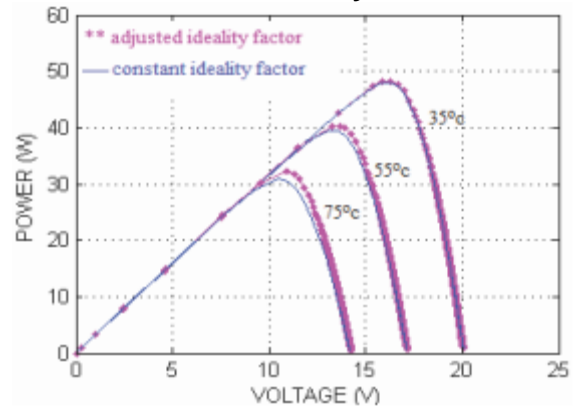
Además se evidencia, en la Figura 98 y la Figura 99, cómo la temperatura varía el rendimiento al afectar el factor de idealidad de los diodos de forma directamente proporcional.

**Figura 98 Curvas I-V con la variación de temperatura para factor de idealidad constante y variable.**



(Fuente: Sahoo & Singh, 2016)

**Figura 99 Curvas P-V con la variación de temperatura para factor de idealidad constante y variable.**



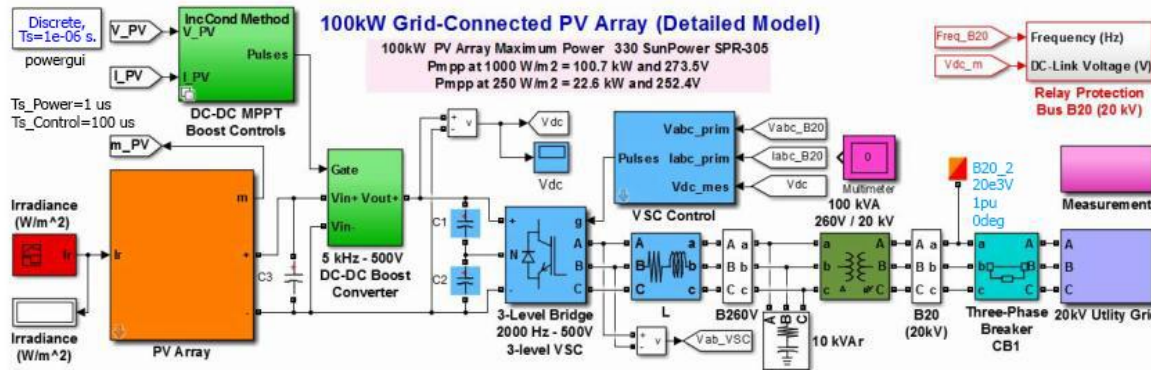
(Fuente: Sahoo & Singh, 2016)

La causa principal de la modificación de las características de salida fotovoltaicas son la variación en irradiancia y temperatura (Sahoo & Singh, 2016).

Se describe el fenómeno de isla en arreglos fotovoltaicos conectados a la red y presenta un método novedoso para su prevención basado en el monitoreo de la tensión de enlace del inversor, comparándolo en varios escenarios con la técnica de taza de cambio de

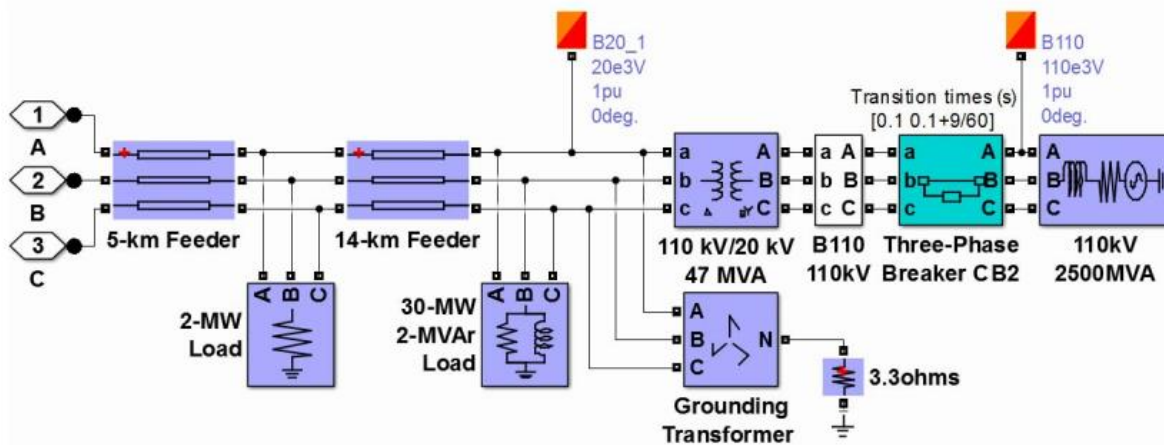
frecuencia (ROCOF). La isla (también conocida como pérdida de red) es una condición en la que una porción del sistema de potencia que contiene ambas, carga y recursos de energía distribuida, permanece energizada mientras se aísla del resto del sistema de potencia. El sistema fotovoltaico conectado a la red es descrito en la Figura 100.

**Figura 100 Modelo en simulink del sistema fotovoltaico de 100 kW conectado a la red.**



Las señales de disparo de los relés anti isla son desconectados del disyuntor trifásico CB1 en orden de activar todos los relés y comparar los tiempos de detección de las técnicas. Las técnicas son los relés de baja y sobre frecuencia, el relé ROCOF y el relé de tensión de enlace propuesto.

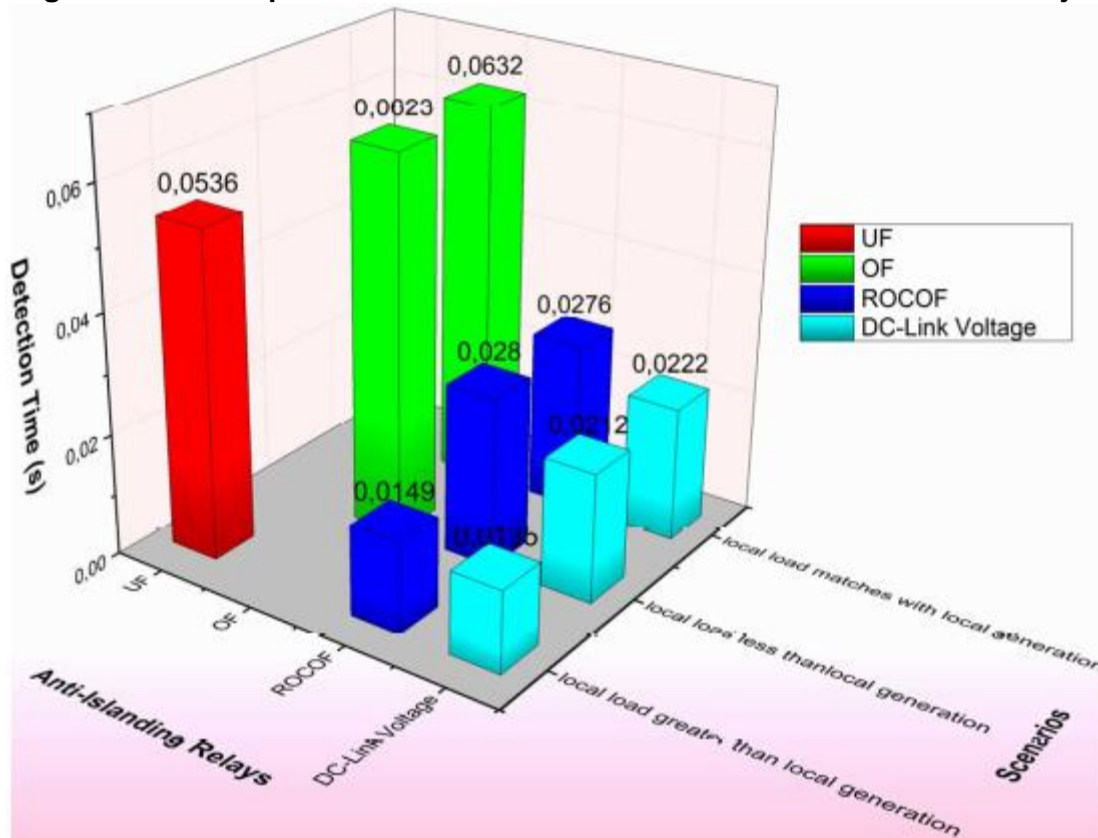
**Figura 101 Modelo en simulink de la red de suministro eléctrico de 20 kV.**



La condición de isla ocurre cuando el disyuntor trifásico CB2, mostrado en la Figura 101, es abierto. La red de suministro es desconectada del resto durante 150 mS, los resultados son los mostrados en la Figura 102.



Figura 102 Desempeño de las técnicas de anti isla analizadas en este trabajo.



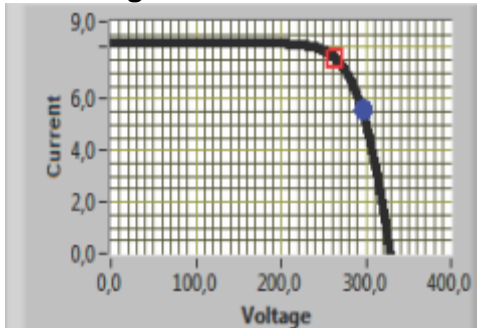
(Fuente: Banu & Istrate, 2014)

(Banu & Istrate, 2014).

En el estudio de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red, se diseña una simulación usando los programas de diseño matlab/simulink y labview. El sistema se compone de tres partes: el módulo pv, el convertor dc/dc y el inversor dc/ac. El flujo de datos entre los programas es realizado mediante el kit de herramientas de interfaz de simulación (SIT). El sistema ha sido probado con 10 módulos de 200W conectados en serie fabricados por kyocera. Los resultados muestran que el sistema propuesto es capaz de realizar el seguimiento de punto de máxima potencia para diferentes irradiaciones, temperaturas, condiciones de carga y operaciones interactivas de red.

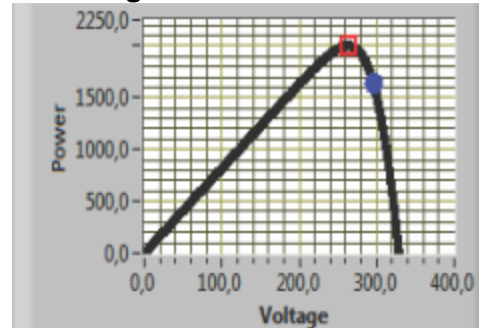
Los resultados para un panel de 1665W son los mostrados desde la Figura 103 a la Figura 108.

**Figura 103 Curva I-V.**



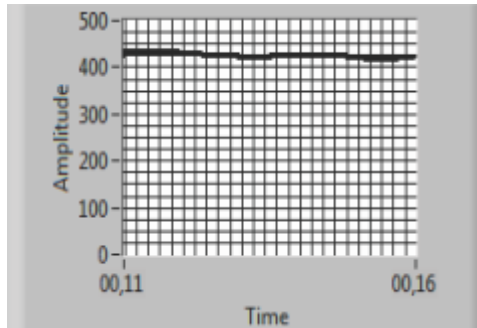
(Fuente: Altin & Yildirimoglu, 2013)

**Figura 104 Curva P-V.**



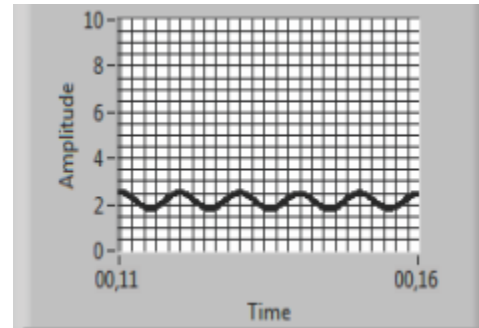
(Fuente: Altin & Yildirimoglu, 2013)

**Figura 105 Salida de voltaje del  
convertor dc/dc.**



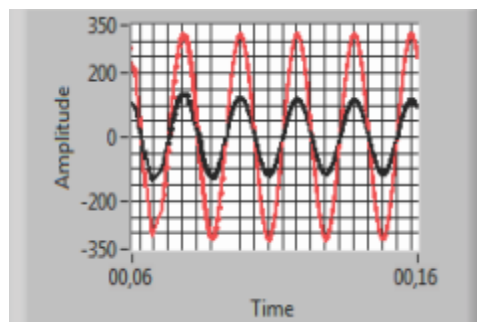
(Fuente: Altin & Yildirimoglu, 2013)

**Figura 106 Salida de corriente del  
convertor dc/dc.**



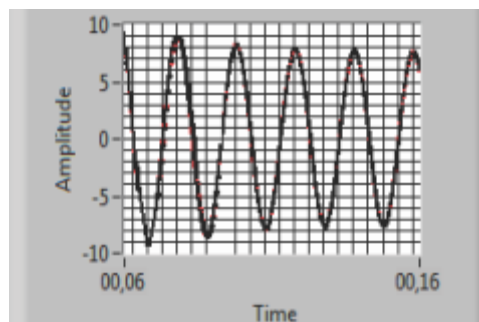
(Fuente: Altin & Yildirimoglu, 2013)

**Figura 107 Voltaje de la red y salida de  
corriente del inversor.**



(Fuente: Altin & Yildirimoglu, 2013)

**Figura 108 Salida de corriente de la  
referencia y el inversor.**



(Fuente: Altin & Yildirimoglu, 2013)

El simulador propuesto puede ser usado tanto para propósitos educativos como para la investigación de la confiabilidad, cualquiera área de inversión en energía y la evaluación preliminar de las propiedades (Altin & Yildirimoglu, 2013).

En la búsqueda, se compara el rendimiento de algunas de las técnicas de rastreo de punto de máxima potencia (MPPT) existentes y se aboga por una nueva con mejor rendimiento que las técnicas existentes. El modelo, mostrado en la Figura 109, consiste

ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

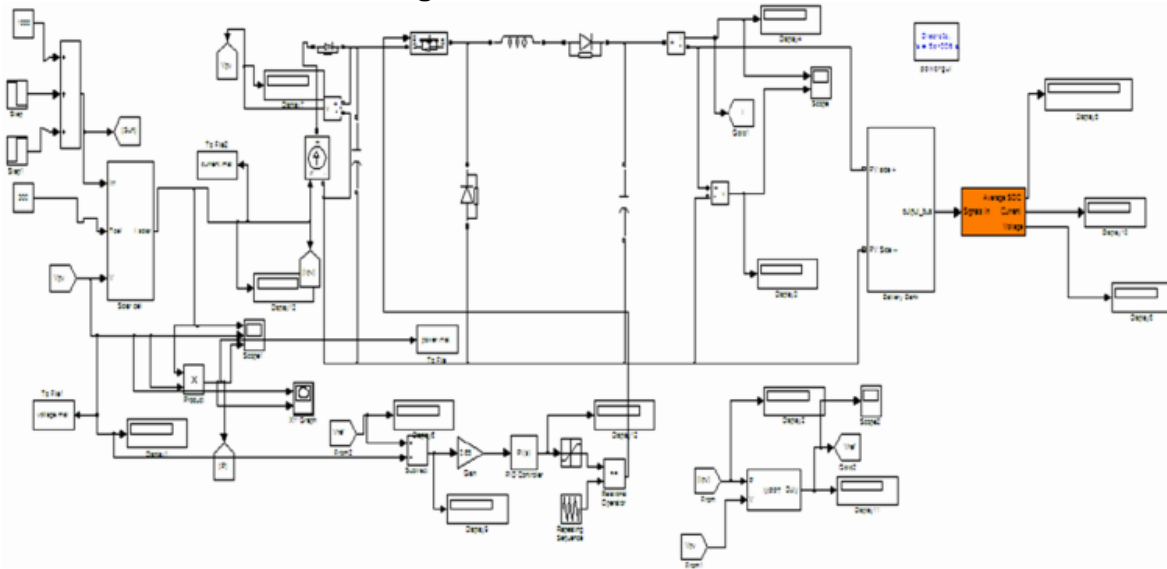
REVISADO POR:  
Soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACIÓN:

en un arreglo solar fotovoltaico de 16 kWp (kilo vatios pico) compuesto de 4 cadenas en paralelo con 8 paneles de 50 Wp en serie cada una, y un banco de baterías de 48 V y 300 Ah con 2 cadenas en paralelo y 4 baterías de 12 V y 150 Ah en serie cada una.

A modo de pequeño resumen, el método de perturbar y observar consiste en perturbar el voltaje para observar los aumentos en la potencia, el método de conductancia incremental consiste en medir los cambios en la potencia con respecto a los cambios en el voltaje para predecir su comportamiento, el método de perturbar y observa de paso variable consiste en generar oscilaciones alrededor de punto de máxima potencia para llegar más rápido a él, y el método de voltaje constante consiste en usar un porcentaje fijo de voltaje de circuito abierto del sistema esperando que el punto de máxima potencia se encuentre lo más cerca posible.

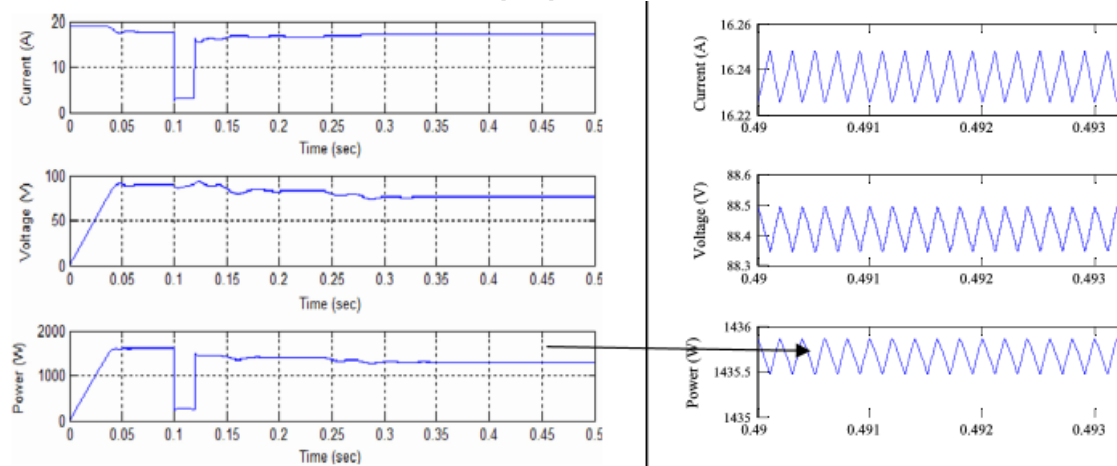
**Figura 109 Modelo simulado.**



(Fuente: Mohanty, Bhuvaneshwari, Balasubramanian & Dhaliwal, 2014)

La técnica propuesta consiste en usar el método de voltaje constante (CV) cuando la corriente de corto circuito ( $I_{sc}$ ) es menor al 30% de la nominal del arreglo y, en caso contrario, usar el método de perturbar y observar (P&O) con paso variable, obteniendo señales como las mostradas en la Figura 110.

**Figura 110 Perfil de potencia, voltaje y corriente del sistema con la técnica propuesta.**



(Fuente: Mohanty, Bhuvanewari, Balasubramanian & Dhaliwal, 2014)

El objetivo es usar cada técnica en el rango en el que mejor se desempeña, obteniendo resultados evidentes al comparar con las técnicas existentes.

**Tabla 11 Rendimiento de diferentes técnicas bajo condiciones de operación similares.**

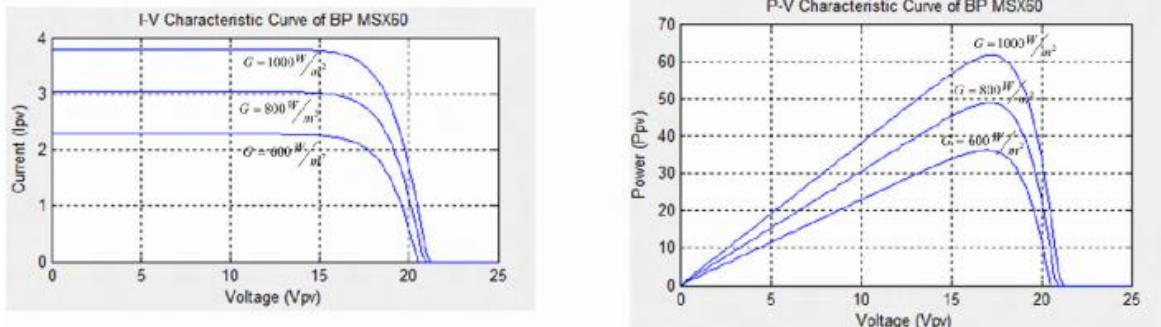
Algorithms	Energy (Wh)	Oscillation around MPP (W)	Response time (s)
<b>Perturb and observe</b>	700	60	0.087
<b>Inc Conductance</b>	720	0.9	0.07
<b>Variable step size P and O</b>	725	0.015	0.21
<b>Constant voltage</b>	680	0.5	0.05
<b>Two model modified P&amp;O</b>	715	0.9	0.054

(Fuente: Mohanty, Bhuvanewari, Balasubramanian & Dhaliwal, 2014)

En la Tabla 11 se observa la mejora en la energía extraída en tanto que la técnica CV trabaja mejor bajo radiación uniforme, y la técnica P&O con paso variable trabaja mejor con radiación variable (Mohanty, Bhuvanewari, Balasubramanian & Dhaliwal, 2014).

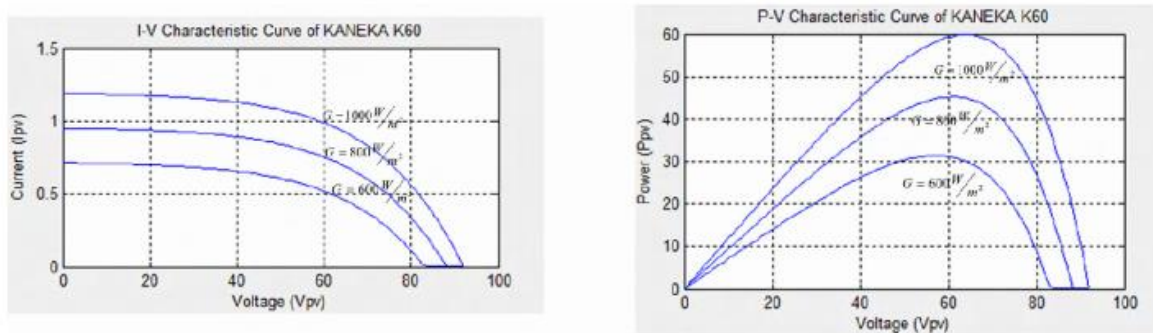
Con el objetivo de modelar módulos fotovoltaicos usando la interfaz matlab/gui, se toman los módulos BP MSX 60 y KANEKA K60 y se evalúan sus parámetros bajo diferentes condiciones de operación, como en la Figura 111 y la Figura 112.

**Figura 111 Curvas I-V y P-V del módulo BP MSX 60 para diferentes valores de irradiación.**



(Fuente: Bayindir, Colak, Kaplan & Can, 2011)

**Figura 112 Curvas I-V y P-V del módulo KANEKA K60 para diferentes valores de irradiación.**



(Fuente: Bayindir, Colak, Kaplan & Can, 2011)

Luego, en la Tabla 12 las características eléctricas obtenidas son comparadas con los valores en los catálogos promocionales.

**Tabla 12 Comparación de valores simulados y de catálogo de los módulos PB MSX 60 y KANEKA K60 bajo condiciones de prueba estándar.**

Standard Test Conditions	BP MSX 60 Catalogue Values	Acquired Values	KANEKA K60 Catalogue Values	Acquired Values
$P_{max}$	60W	61.5W	60W	59.8W
$V_{mp}$	21.1V	21.2V	92V	92V
$I_{mp}$	3.8A	3.8A	1.19A	1.19A

(Fuente: Bayindir, Colak, Kaplan & Can, 2011)

Se provee un entorno nuevo para evaluar los parámetros de los módulos (Bayindir, Colak, Kaplan & Can, 2011).

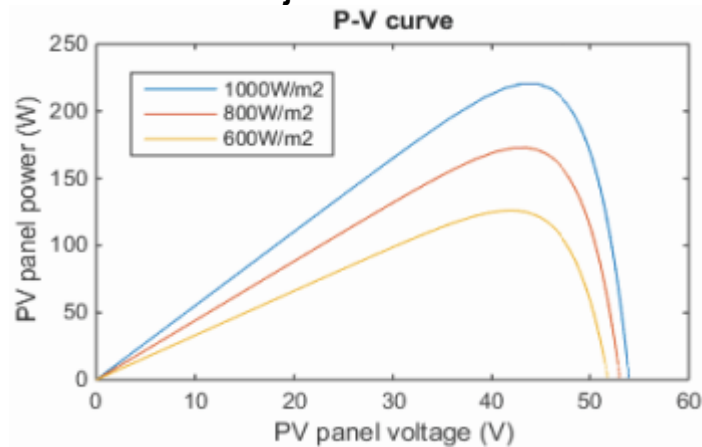
Con el propósito de estudiar el modelado de un panel fotovoltaico bajo diferentes condiciones climáticas y con rastreo de máxima potencia (MPPT) incorporado; primero se modelan las curvas características del panel para identificar el punto ideal de máxima potencia bajo diferentes condiciones climáticas, como por ejemplo en la Figura 113.

ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:  
Soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACIÓN:

Figura 113 Curva P-V bajo diferentes valores de irradiación.



(Fuente: Ibrahim & Yahaya, 2015)

Luego se modela el sistema fotovoltaico independiente con MPPT para determinar el porcentaje de desviación del punto de máxima potencia, como se muestra en la Tabla 13.

Tabla 13 Comparación de salida de potencia.

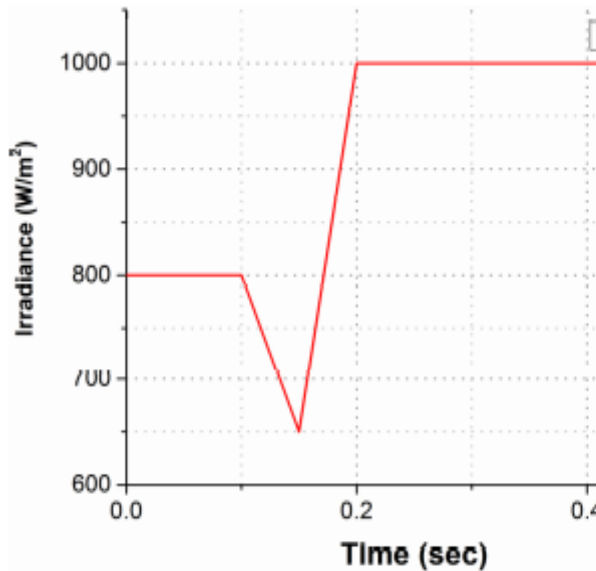
Constant cell temperature of 25°C			
Solar Irradiance (W/m <sup>2</sup> )	PV maximum power (watt)	PV with P%O output power P <sub>PV</sub> (watt)	% deviation
<b>1000</b>	220.47	213.31	3.25
<b>800</b>	172.87	154.11	10.85
<b>600</b>	125.82	113.67	9.66
Constant solar irradiance of 1000 W/m <sup>2</sup>			
Cell temperature (°C)	PV maximum power (watt)	PV with P&O output power P <sub>PV</sub> (watt)	% deviation
<b>25</b>	220.47	213.31	3.25
<b>50</b>	185.34	174.32	5.96
<b>75</b>	151.46	139.95	8.22

(Fuente: Ibrahim & Yahaya, 2015)

Con esta técnica de MPPT se obtiene alrededor de un 10% de desviación de la potencia ideal (Ibrahim & Yahaya, 2015).

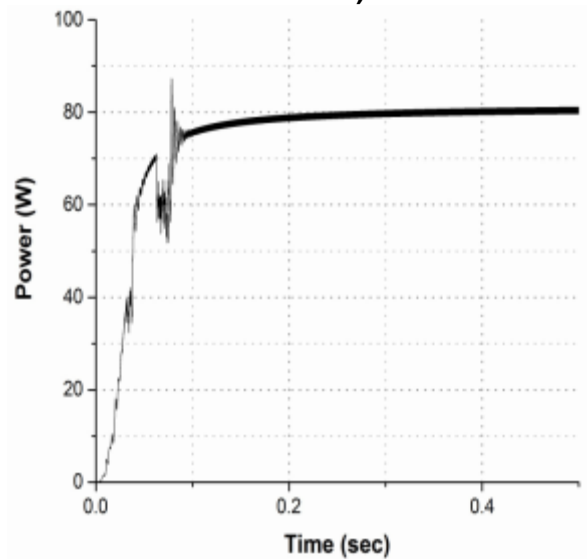
El propósito es modelar un sistema solar fotovoltaico independiente de 800 W<sub>P</sub> (vatios pico) con el algoritmo de perturbar y observar (P&O) para el rastreo del punto de máxima potencia (MPPT).

**Figura 114 Perfil de irradiancia para la simulación.**



(Fuente: Paul, Dey, Mandal & Bhattacharjee, 2016)

**Figura 115 MPPT con variación en los parámetros ambientales (temperatura e irradiancia).**

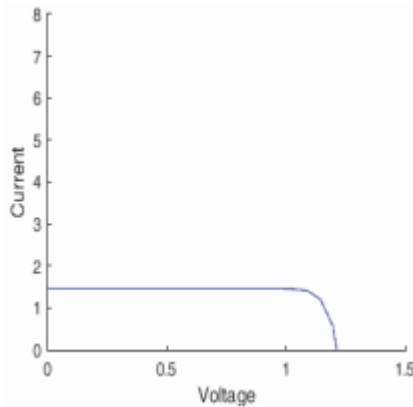


(Fuente: Paul, Dey, Mandal & Bhattacharjee, 2016)

El convertidor dc-dc es diseñado como una unidad de condicionamiento de potencia para mejorar el flujo de esta. Además, el MPPT es alcanzado aplicando un ajuste electrónico al punto de operación I-V de la salida fotovoltaica para obtener la máxima potencia en un nivel de irradiación particular. En la simulación se puede observar que, como evidencian la Figura 114 y la Figura 115, ante cambios ambientales súbitos, el algoritmo P&O puede perder su habilidad de rastreo hasta volver a alcanzar el estado estable (Paul, Dey, Mandal & Bhattacharjee, 2016).

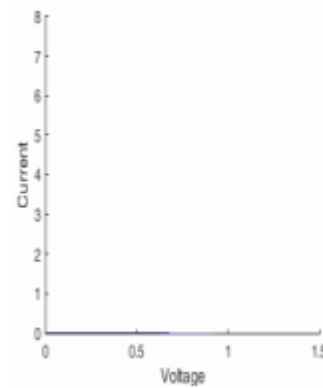
Un modelo muy simple basado en simulink es diseñado para ilustrar el efecto del sombreado en células fotovoltaicas, tanto en serie como en paralelo, como se muestra desde la Figura 116 a la Figura 119, de una manera entendible para cualquier persona.

**Figura 116 Conexión serie. Una célula con 200 W/m<sup>2</sup> de irradiación.**



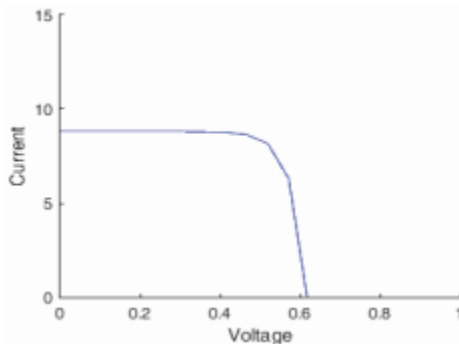
(Fuente: Rashel, Albino, Tlemcani, Goncalves, Rifath & Hasan, 2016)

**Figura 117 Conexión serie. Una célula con 0 W/m<sup>2</sup> de irradiación.**



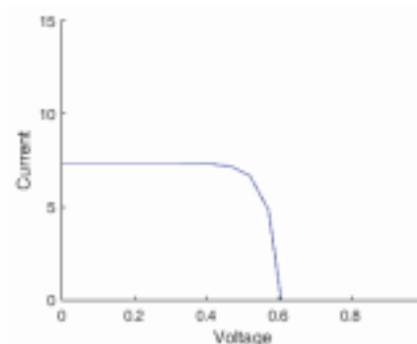
(Fuente: Rashel, Albino, Tlemcani, Goncalves, Rifath & Hasan, 2016)

**Figura 118 Conexión paralelo. Una célula con 200 W/m<sup>2</sup> de irradiación.**



(Fuente: Rashel, Albino, Tlemcani, Goncalves, Rifath & Hasan, 2016)

**Figura 119 Conexión paralelo. Una célula con 0 W/m<sup>2</sup> de irradiación.**



(Fuente: Rashel, Albino, Tlemcani, Goncalves, Rifath & Hasan, 2016)

En los ejemplos, se conectan un par de células; una se mantiene con irradiación constante y la otra es variada. Es observable que en la conexión en serie la potencia de salida de potencia del sistema disminuye exponencialmente, mientras que en la conexión en paralelo la reducción es lineal. Además en la conexión en serie, cuando el sombreado es total, la salida del sistema se vuelve cero, mientras que en la conexión en paralelo solo la salida de la célula afectada se vuelve cero y no afecta la salida de las otras células (Rashel, Albino, Tlemcani, Goncalves, Rifath & Hasan, 2016).

Con el objetivo de determinar de forma precisa las características de una célula/panel fotovoltaico, se usan únicamente los datos provenientes de la hoja de datos mediante un método de dos pasos; la computación de los parámetros, y la elaboración de un bloque en simulink.

**Tabla 14 Características eléctricas en el datasheet del módulo C-SI M60 marca BOSH.**

P* <sub>mpp</sub> [Wp]	V* <sub>mpp</sub> [V]	I* <sub>mpp</sub> [A]	V* <sub>oc</sub> [V]	I* <sub>sc</sub> [A]	NOCT [°C]
255	29.94	8.52	37.29	9.12	48.4

ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:  
Soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACIÓN:



260	30.25	8.60	37.60	9.19	48.4
265	30.55	8.68	37.91	9.26	48.4
270	30.85	8.76	38.22	9.33	48.4

(Fuente: Stefan, 2014)

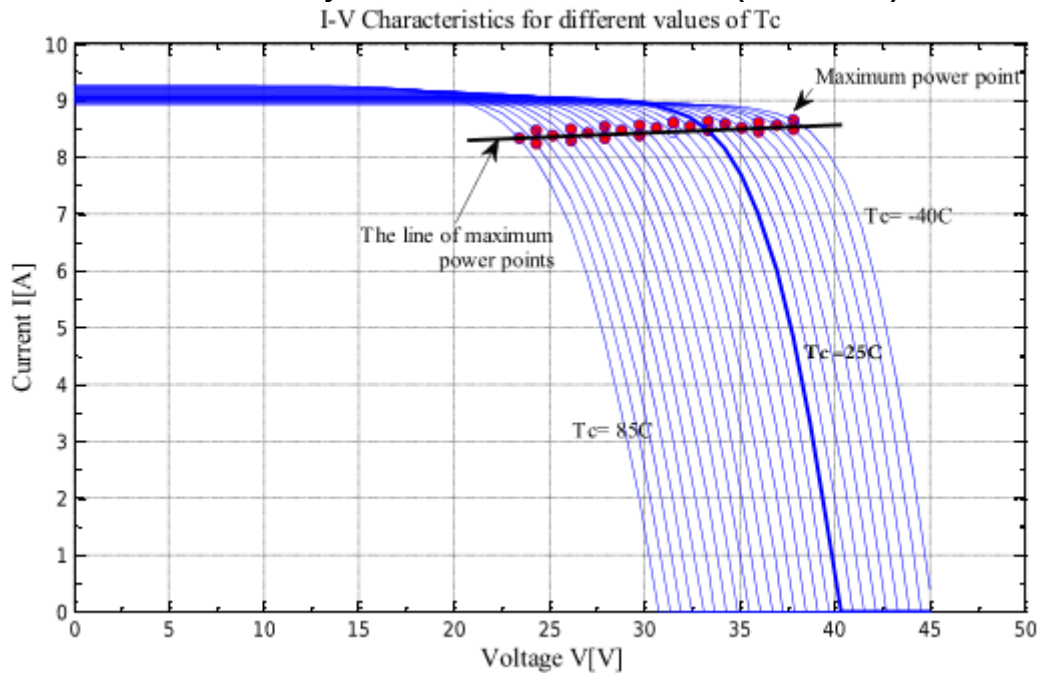
Las características mostradas en la Tabla 14 son usadas para resolver un sistema de cinco ecuaciones implícitas en matlab mediante el algoritmo de Levenberg-Marquardt de modo que se obtienen cinco parámetros, mostrados en la Tabla 15, para usar en la simulación.

**Tabla 15 Resultados computados para el módulo C-SI M60 marca BOSH.**

Type	$I_L^*$ [A]	$I_{RS}^*$ [nA]	$R^*$ [mΩ]	A	$R_{sh}^*$ [Ω]
255 Wp	9.1208	0.037865	4	1.2541	271.27
260 Wp	9.1901	0.031722	4	1.2524	271.27
265 Wp	9.2601	0.019109	4	1.2303	271.27
270 Wp	9.3301	0.001129	4.1	1.2081	271.287

(Fuente: Stefan, 2014)

**Figura 120 Curva I-V con línea de puntos de máxima potencia para temperaturas entre -40 °C y 80°C a irradiación estándar (1000 W/m²).**



(Fuente: Stefan, 2014)

En la Figura 120 se observa que el punto de máxima potencia decrece de forma aproximadamente lineal mientras la temperatura crece. Además los resultados concuerdan con la hoja de datos del proveedor del panel en las condiciones referidas (Stefan, 2014).

Se diseña un modelo de emulación de un panel PV (fotovoltaico) usando el conjunto de bloques de sistemas de potencia de matlab-simulink. El modelo propuesto permite la simulación de diferentes tipos de módulos PV y sus configuraciones, siendo flexible a los cambios en los valores de irradiación y temperatura. El ejemplo usado se muestra en la Tabla 16.

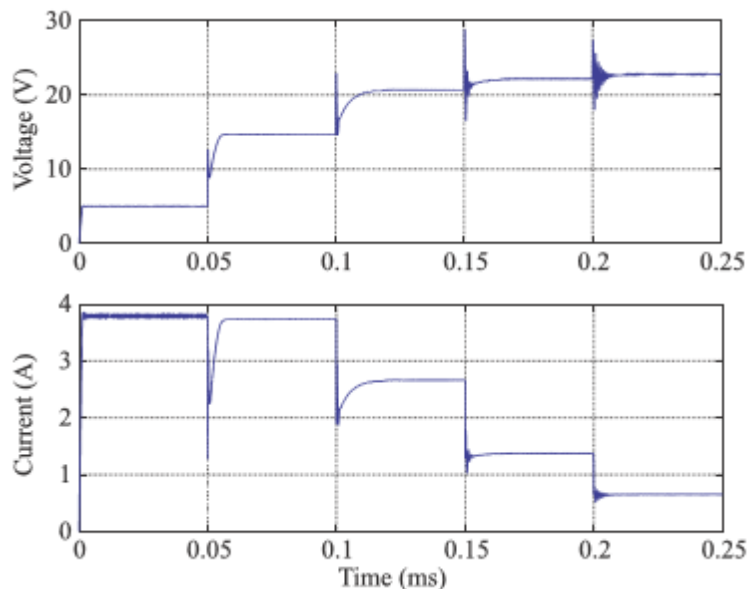
**Tabla 16 Parámetros especificados y simulados de un panel.**

The PV panel specifications (1 kW/m <sup>2</sup> , 25 °C)		Simulation circuit parameters	
Typical peak power	55 W	Switching frequency	50 kHz
Voltage at peak power	18.5 V	Filter inductance	1.5 mH
Current at peak power	3.5 A	Filter capacitance	25 µF
Short-circuit current	3.85 A	Integral coefficient	240
Open-circuit voltage	23.3 V	Proportional coefficient	0.21

(Fuente: Can, 2013)

El desempeño se puede analizar además para cambios en la carga, como en la Figura 121, mostrando que la peor amortiguación mostrada es de 10 mS, siendo resultados muy satisfactorios.

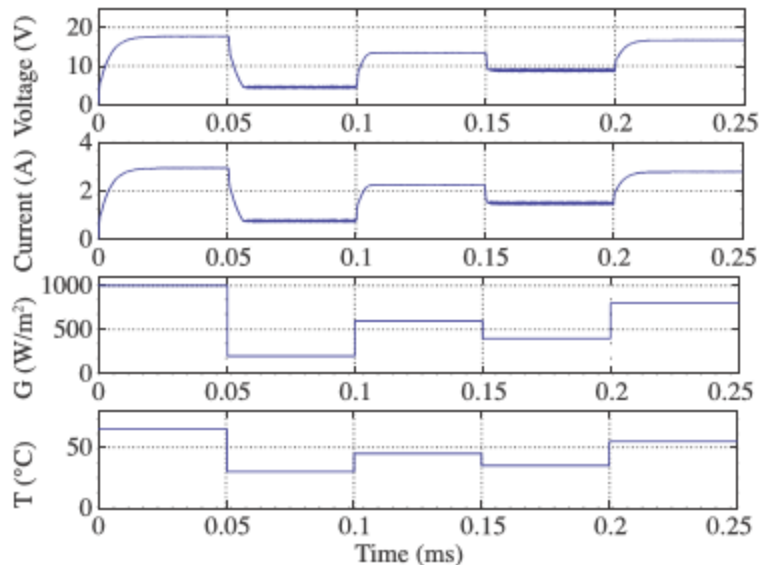
**Figura 121 Características de salida de un panel solar bajo carga variable.**



(Fuente: Can, 2013)

En el análisis del cambio de temperatura e irradiancia, permaneciendo la carga constante ( $6 \Omega$ ), mostrado en la Figura 122, se puede observar que el tiempo de respuesta es de menos de 10 ms y el rizado de las señales permanece en un porcentaje muy pequeño.

**Figura 122 Características de salida de un panel solar bajo temperatura e irradiancia variables.**

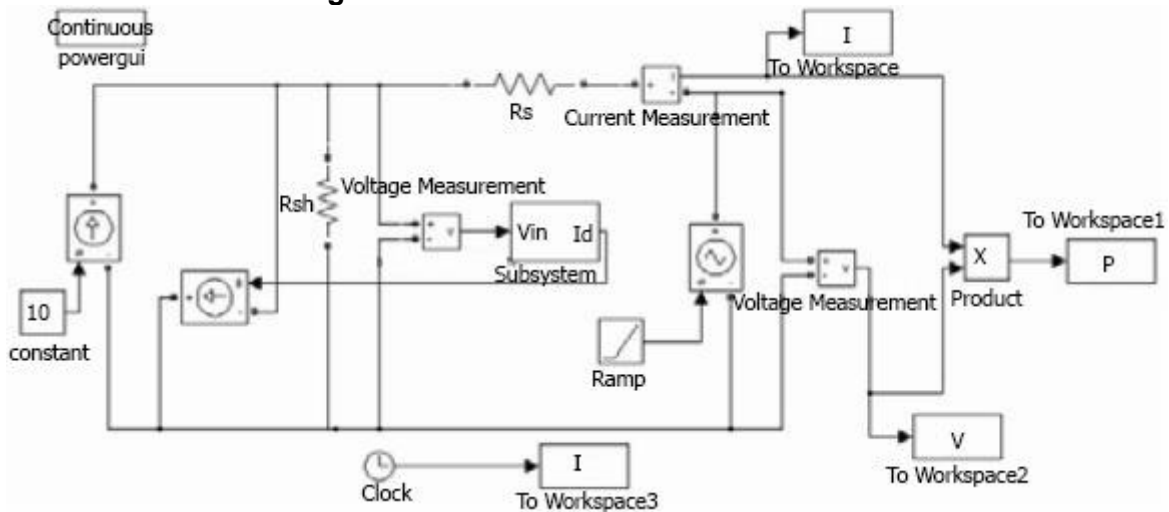


(Fuente: Can, 2013)

El hardware del emulador es el convertidor DC-DC y el software es un modelo de cinco parámetros y su controlador PID (Controlador proporcional integral y derivativo) (Can, 2013).

La utilidad de modelos distintos es verificada por medio del análisis de la simulación. El primer modelo, mostrado en la Figura 123, es basado en el análisis teórico. Debido a que requiere parámetros como  $I_{ph}$  (fotocorriente),  $I_o$  (corriente de saturación inversa del diodo),  $R_s$  (resistencia serie) y  $R_{sh}$  (resistencia paralelo), no proveídos por los fabricantes del panel, su análisis no es conveniente para aplicaciones en la ingeniería.

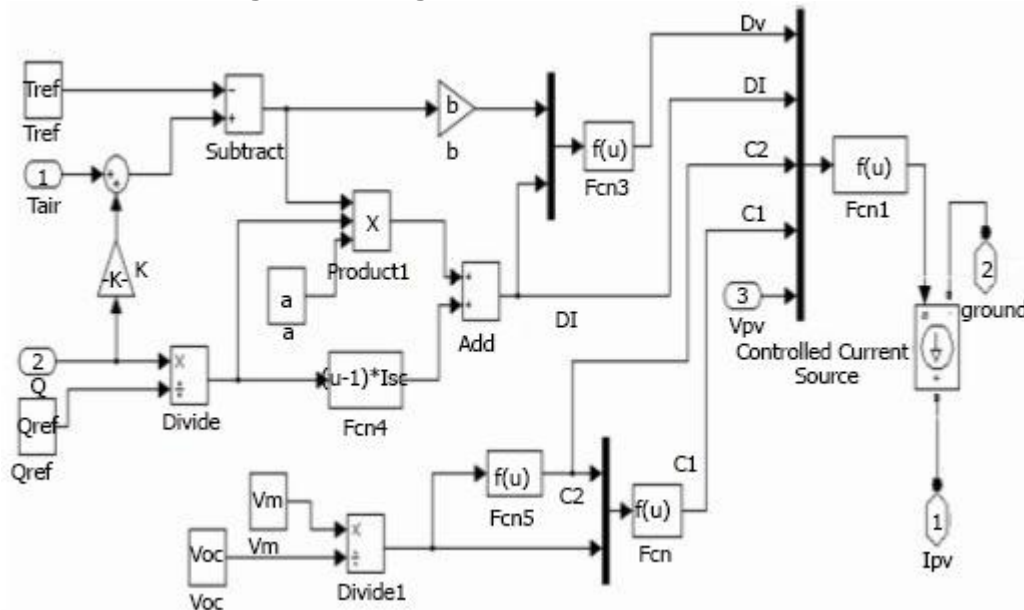
Figura 123 Primer modelo de simulación.



(Fuente: Zhu, Yang, Wang & Luo, 2011)

Los siguientes modelos, en la Figura 124 y la Figura 125, son dirigidos a la ingeniería, por lo tanto se enfocan en la combinación de practicidad y precisión. Las ecuaciones en las que se basan son similares, sin embargo este segundo modelo usa los coeficientes  $\alpha$  (coeficiente de corriente de temperatura ( $I_{sc}$ )) y  $\beta$  (coeficiente de voltaje de temperatura ( $V_{oc}$ )); teniendo valores, en este caso, de 0.00121 y 0.005, respectivamente.

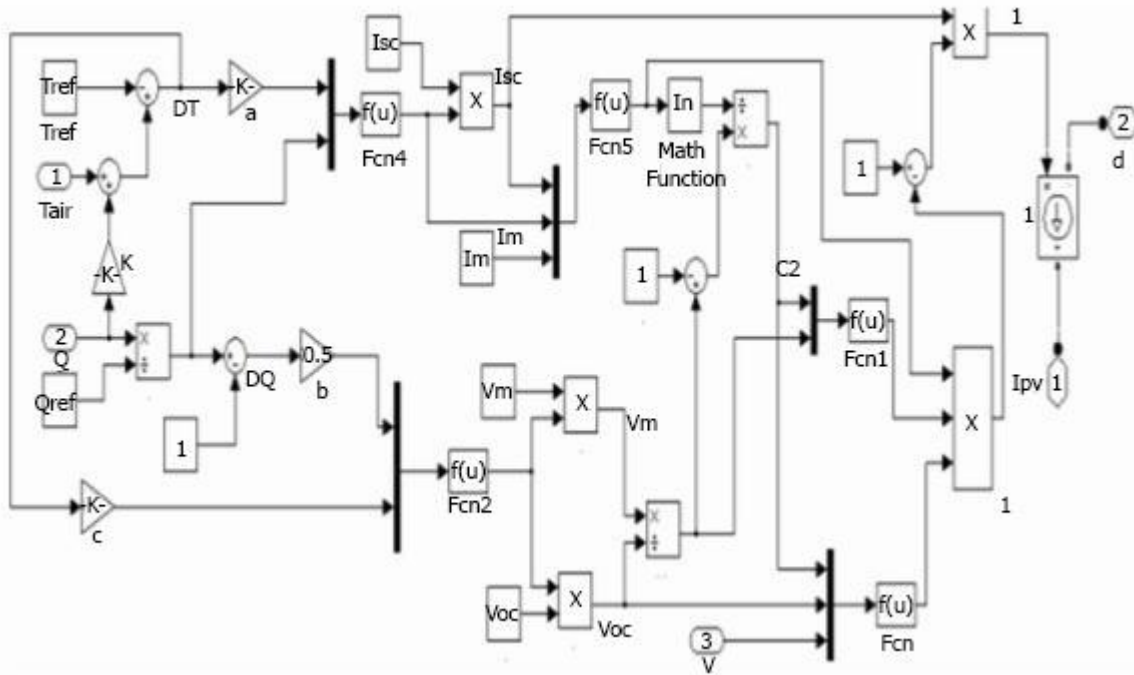
Figura 124 Segundo modelo de simulación.



(Fuente: Zhu, Yang, Wang & Luo, 2011)

El tercer modelo usa los coeficientes  $a$  ( $^{\circ}\text{C}$ ),  $b$  y  $c$  ( $^{\circ}\text{C}$ ); teniendo valores, típicamente, de 0.0025, 0.5 y 0.00288, respectivamente.

Figura 125 Tercer modelo de simulación.



(Fuente: Zhu, Yang, Wang & Luo, 2011)

Se opta por usar el segundo modelo, ya que es más usual para aplicaciones en la ingeniería debido a que no usa variables como la resistencia serie que, generalmente, no es un parámetro técnico suministrado por los fabricantes. El módulo de ejemplo es el Siemens SP70, y se usa su hoja de datos, en la Tabla 17, para determinar el porcentaje de error de la simulación, en la Tabla 18 (Zhu, Yang, Wang & Luo, 2011).

Tabla 17 Parámetros de referencia a condiciones estándar del Siemens SP70.

Electric characteristic	Specifications
Maximum power $P_{max}$	70(W)
Maximum current $I_{mpp}$	4.25(A)
Maximum voltage $V_{mpp}$	16.5(V)
Short circuit current $I_{sc}$	4.7(A)
Open circuit voltage $V_{oc}$	21.4(V)
Temperature coefficient of $I_{sc}$ $K_i$	2.06(mA/°C)
Temperature coefficient of $V_{oc}$ $K_t$	-0.077(V/°C)
NOCT (Normal Operation Cell Temperature)	45±2(°C)

(Fuente: Zhu, Yang, Wang & Luo, 2011)

Tabla 18 Porcentajes de error en la simulación.

condition	references	Simulation results	Relation error (%)
50 °C 1000 W/m <sup>2</sup>	$P_{mpp}=62.13W$	$P_{mpp}=61.45W$	$P_{mpp}:1.09\%$
	$V_{mpp}=14.60V$	$V_{mpp}=14.20V$	$V_{mpp}:2.70\%$
25 °C 1000 W/m <sup>2</sup>	$P_{mpp}=70.00W$	$P_{mpp}=70.00W$	$P_{mpp}:0.00\%$
	$V_{mpp}=16.50V$	$V_{mpp}=16.20V$	$V_{mpp}:1.80\%$
0 °C	$P_{mpp}=77.88W$	$P_{mpp}=78.50W$	$P_{mpp}:0.79\%$

ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:  
Soporte al sistema integrado de gestión

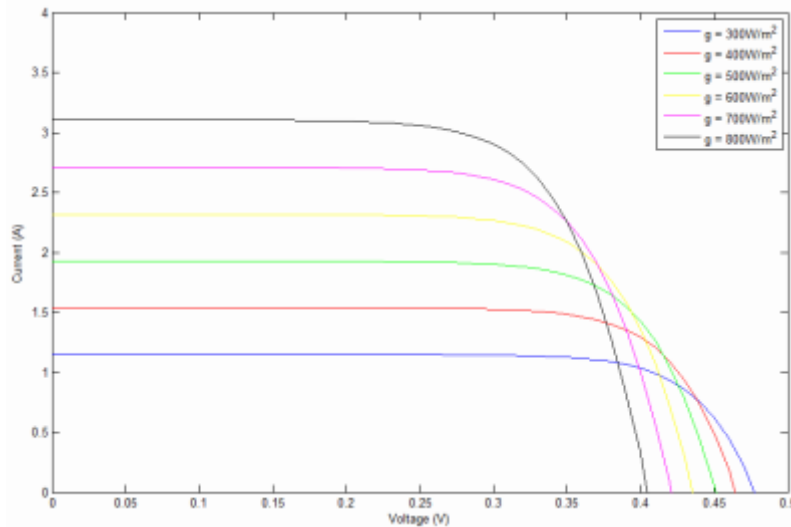
APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACIÓN:

<b>1000 W/m<sup>2</sup></b>	$V_{mpp}=18.40V$	$V_{mpp}=18.80V$	$V_{mpp}:2.17\%$
<b>-25 °C</b>	$P_{mpp}=85.75W$	$P_{mpp}=87.00W$	$P_{mpp}:1.45\%$
<b>1000 W/m<sup>2</sup></b>	$V_{mpp}=20.30V$	$V_{mpp}=20.80V$	$V_{mpp}:2.46\%$

(Fuente: Zhu, Yang, Wang & Luo, 2011)

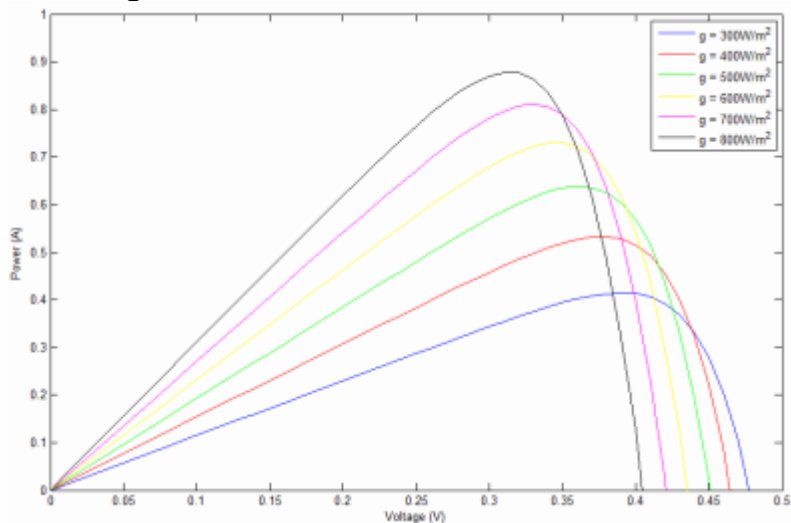
Se construye un modelo de células solares en matlab que puede simular el efecto de cambios en temperatura e irradiancia en una célula simultáneamente como se muestra en la Figura 126 y la Figura 127. Los resultados son simples, concisos y comparados con mediciones experimentales en una célula policristalina MSX 60, como se muestra en la Figura 128, para su demostración.

**Figura 126 Curva I-V del efecto combinado.**



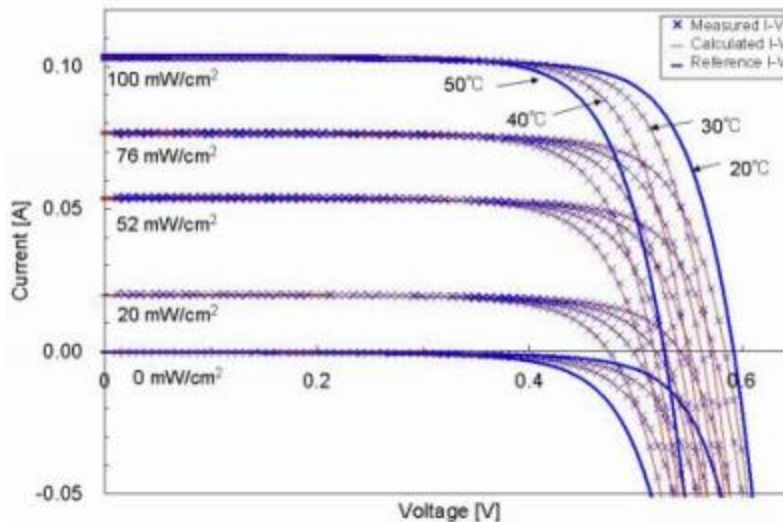
(Fuente: Paul, Mondal, Akter & Mominuzzaman, 2014)

**Figura 127 Curva P-V del efecto combinado.**



(Fuente: Paul, Mondal, Akter & Mominuzzaman, 2014)

Figura 128 Curvas I-V simuladas (líneas) y medidas (cruces) en una célula policristalina.

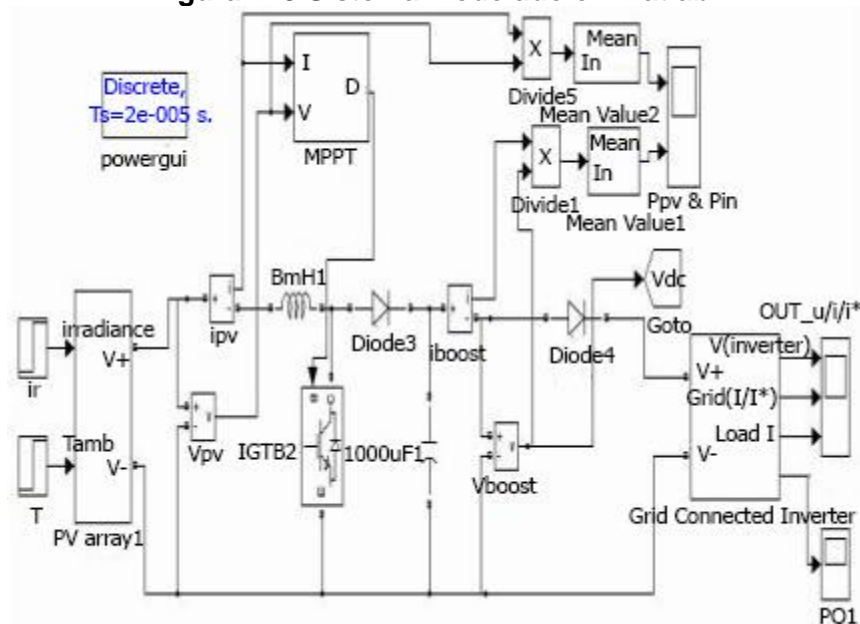


(Fuente: Paul, Mondal, Akter & Mominuzzaman, 2014)

Es observable que cuando la temperatura y la irradiancia alcanzan valores muy altos simultáneamente, el voltaje de circuito abierto debe caer más que la irradiancia más baja (Paul, Mondal, Akter & Mominuzzaman, 2014).

Se establece un modelo completo de un sistema fotovoltaico (PV) conectado a una red eléctrica monofásica usando matlab/simulink como el mostrado en la Figura 129.

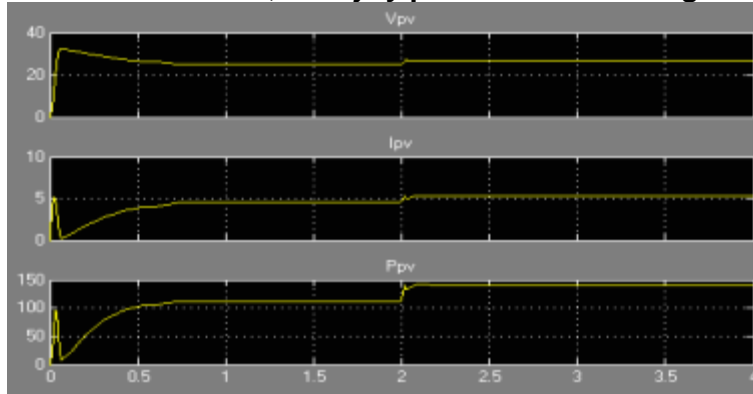
Figura 129 Sistema modelado en matlab.



(Fuente: Raghuwanshi & Gupta, 2015)

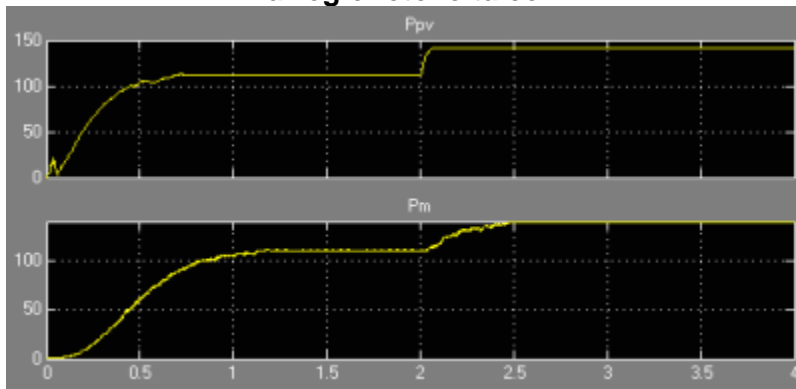
Los resultados son perfiles de las salidas de corriente, voltaje y potencia activa y reactiva, como los de la Figura 130 a la Figura 132.

**Figura 130 Perfil de corriente, voltaje y potencia de un arreglo fotovoltaico.**



(Fuente: Raghuwanshi & Gupta, 2015)

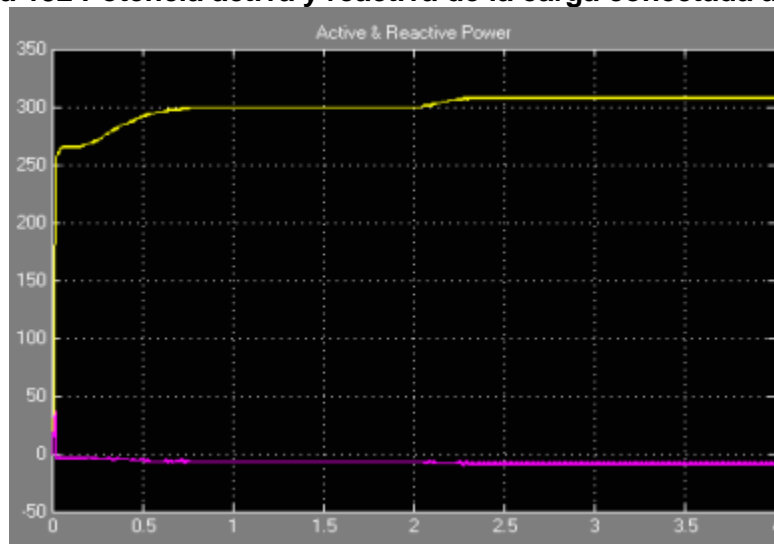
**Figura 131 Perfil de potencia y rastreo de punto de máxima potencia (MPPT) de un arreglo fotovoltaico.**



(Fuente: Raghuwanshi & Gupta, 2015)



**Figura 132 Potencia activa y reactiva de la carga conectada a la red.**

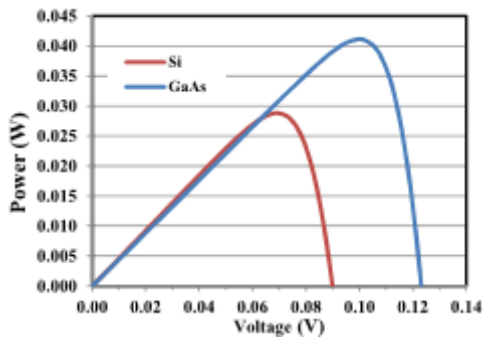


(Fuente: Raghuwanshi & Gupta, 2015)

Se puede observar que la conversión de la energía se realiza con pérdidas limitadas. Además, la irradiancia del sol se traduce en incremento de potencia activa (Raghuwanshi & Gupta, 2015).

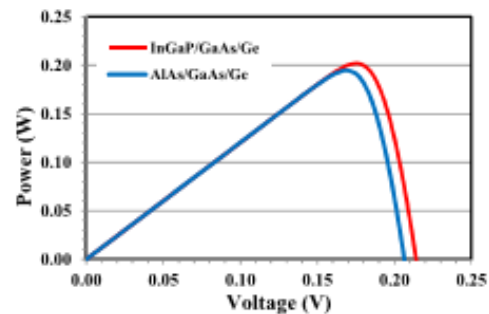
Con el enfoque de modelar una célula solar fotovoltaica multiunión y compararla en rendimiento con la célula convencional de silicón, como en la Figura 133 y la Figura 134, se muestra que la primera puede proveer hasta tres veces la potencia de la segunda.

**Figura 133 Desempeño de una célula sencilla para diferentes materiales.**



(Fuente: Das, Wongsodihardjo & Islam, 2014)

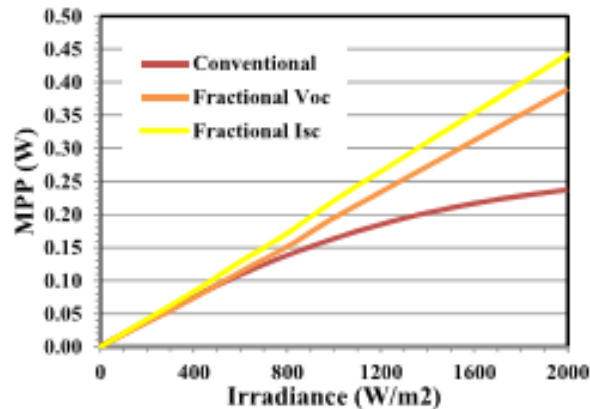
**Figura 134 Desempeño de una célula de triple unión para diferentes combinaciones de materiales.**



(Fuente: Das, Wongsodihardjo & Islam, 2014)

Es incluida además una comparación de dos métodos de rastreo de máxima potencia (MPPT) con el sistema convencional como se muestra en la Figura 135. Estos métodos son voltaje fraccional de circuito abierto y corriente fraccional de corto circuito; ambos se basan en una constante que relaciona el punto de máxima potencia con el punto de voltaje de circuito abierto o corriente de corto circuito respectivamente.

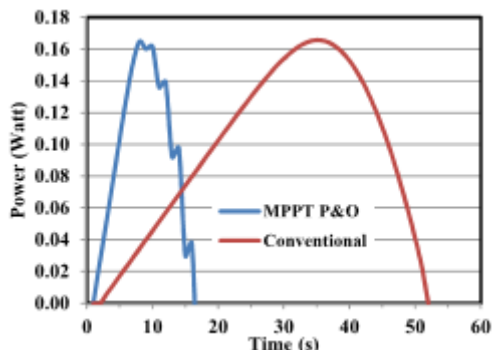
**Figura 135 Comparación del desempeño de métodos de MPPT basados en irradiancia.**



(Fuente: Das, Wongsodihardjo & Islam, 2014)

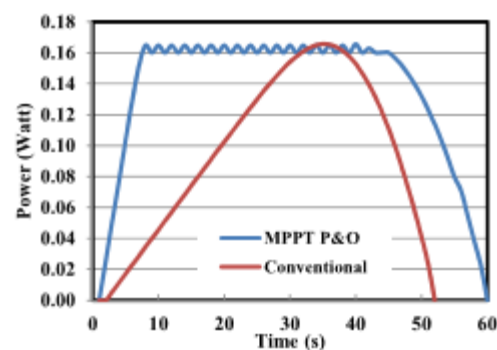
Por último, en la Figura 136 y la Figura 137, se estudia el desempeño del MPPT perturbar y observar (P&O) con respecto a la longitud de sus pasos.

**Figura 136 Desempeño de sistema PV independiente con P&O con pasos de 0.01 s.**



(Fuente: Das, Wongsodihardjo & Islam, 2014)

**Figura 137 Desempeño de sistema PV independiente con P&O con pasos de 0.005 s.**

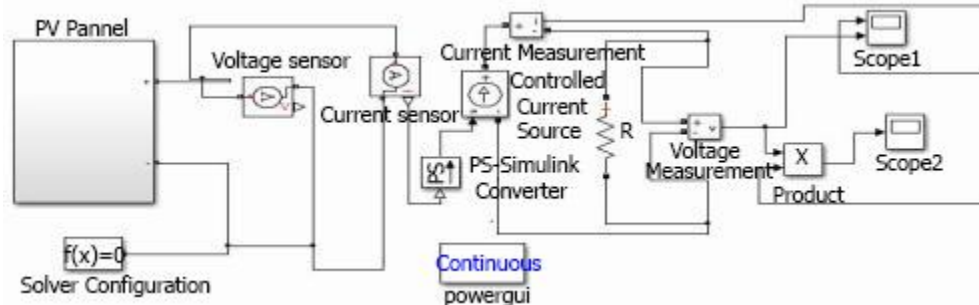


(Fuente: Das, Wongsodihardjo & Islam, 2014)

Es observable que con pasos muy amplios la potencia puede caer, sin embargo, con pasos muy pequeños el tiempo para hallar el MPP es mayor (Das, Wongsodihardjo & Islam, 2014).

Se muestran las combinaciones básicas de arreglos fotovoltaicos, como en la Figura 138, y se analizan las características de salida en varias condiciones de irradiancia, temperatura y resistencias internas.

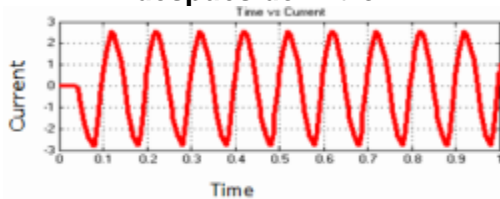
**Figura 138 Modelo de conexión serie-paralelo de células fotovoltaicas.**



(Fuente: Hossain, Roy & Ali, 2016)

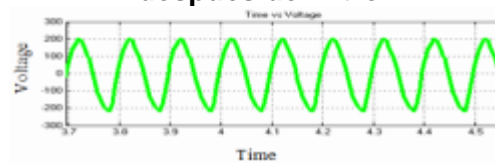
Para el análisis del efecto de las conexiones serie paralelo en los parámetros de salida se usa como ejemplo un arreglo de seis por seis.

**Figura 139 Corriente contra tiempo después del filtro.**



(Fuente: Hossain, Roy & Ali, 2016)

**Figura 140 Voltaje contra tiempo después del filtro.**

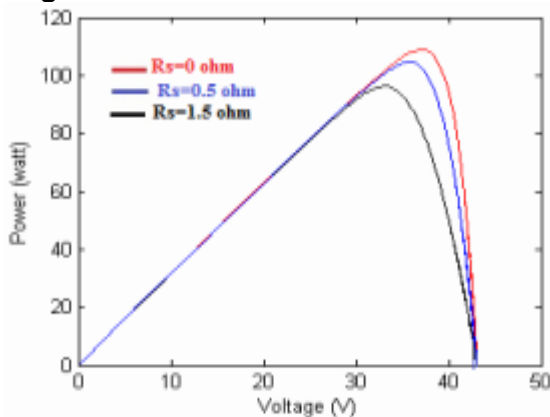


(Fuente: Hossain, Roy & Ali, 2016)

En el proceso de inversión de la señal se crean armónicos, por lo tanto es necesario un filtro pasa bajos en el sistema para obtener señales como las mostradas en la Figura 139 y la Figura 140 (Hossain, Roy & Ali, 2016).

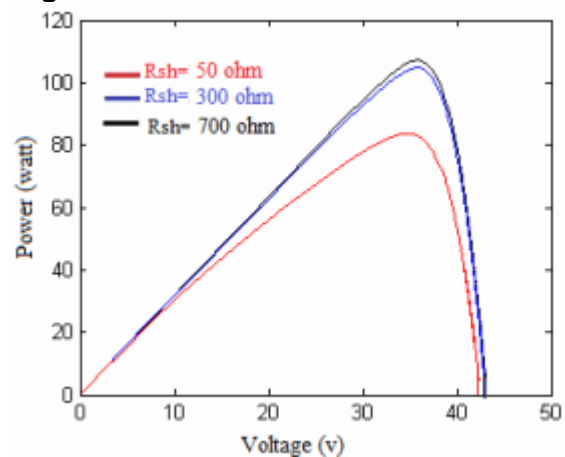
Es presentado un modelo matemático de un módulo solar fotovoltaico de diodo sencillo analizando los parámetros de salida al variar la temperatura, la irradiancia y las resistencias serie ( $R_s$ ) y paralelo ( $R_{sh}$ ).

**Figura 141 Curva P-V con  $R_s$  variable.**



(Fuente: Anand & Akella, 2016)

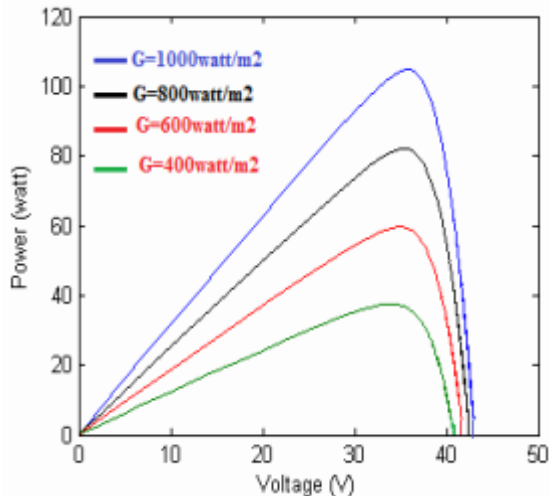
**Figura 142 Curva P-V con  $R_{sh}$  variable.**



(Fuente: Anand & Akella, 2016)

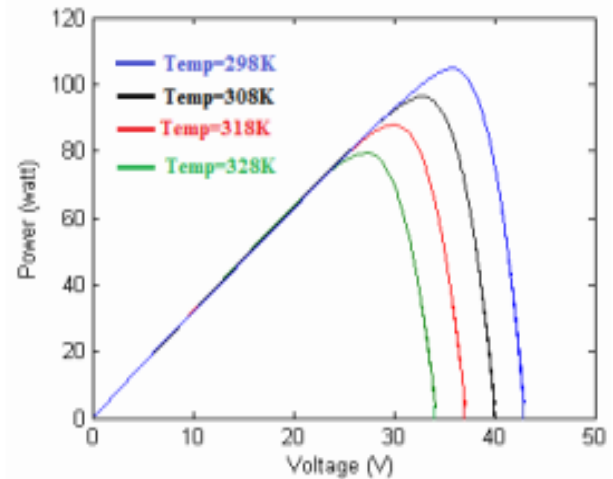
En la Figura 141 y la Figura 142 es observable que las  $R_s$  y  $R_{sh}$  deben tener valores para los cuales el desempeño de la célula es mejor; la  $R_s$  debe ser pequeña mientras que la  $R_{sh}$  debe ser grande.

**Figura 143 Curva P-V para irradiancia variable.**



(Fuente: Anand & Akella, 2016)

**Figura 144 Curva P-V para temperatura variable.**



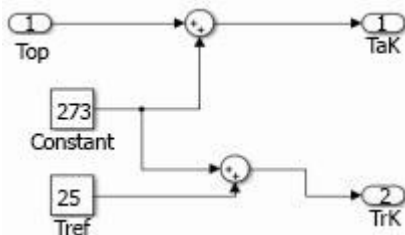
(Fuente: Anand & Akella, 2016)

La fuente principal de la célula solar son la temperatura y la irradiancia, y, según la Figura 143 y la Figura 144, es evidente que los parámetros de salida de esta son mejores con menor temperatura y mayor irradiancia (Anand & Akella, 2016).

En aras del desarrollo del modelado de una célula solar fotovoltaica, con el modelo de diodo sencillo, paso por paso, como se muestra desde la Figura 145 a la

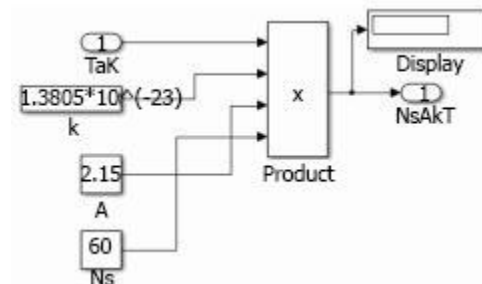
Figura 151, se usa matlab/simulink y se verifica mediante los cálculos teóricos basados en las ecuaciones implicadas en los paneles fotovoltaicos.

**Figura 145 Conversión de temperatura de celsius a kelvin.**



(Fuente: Zainal, Ajisman & Yusoff, 2015).

**Figura 146 Cálculo de  $N_s kAT$ .**



(Fuente: Zainal, Ajisman & Yusoff, 2015)

Los parámetros del modelo son basados en las ecuaciones mencionadas enseguida:

$$I_{ph} = [I_{SCR} + K_i(T - T_r)] * \frac{S}{1000}$$

**Ecuación 12**

Donde;

$I_{ph}$ : Fotocorriente.

$I_{SCR}$ : Corriente de cortocircuito de referencia.

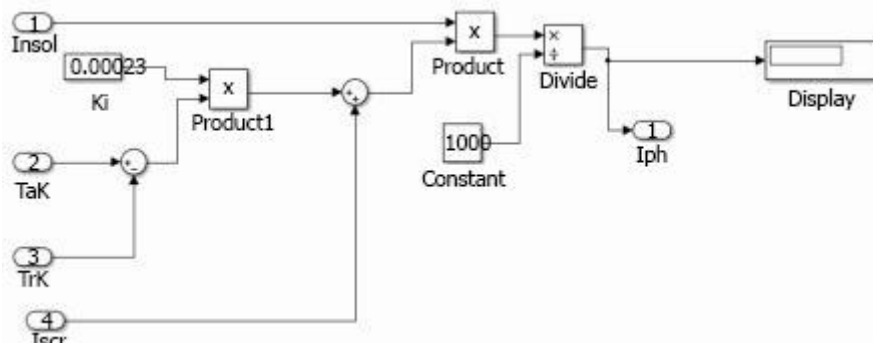
$K_i$ : Coeficiente de temperatura.

$T$ : Temperatura de la célula.

$T_r$ : Temperatura de referencia.

$S$ : Radiación solar.

**Figura 147 Cálculo de la fotocorriente ( $I_{ph}$ ) con la Ecuación 12.**



(Fuente: Zainal, Ajisman & Yusoff, 2015)

$$I_{rs} = I_{SCR} / \left[ \exp\left(\frac{qV_{oc}}{N_s k A T}\right) - 1 \right]$$

**Ecuación 13**

Donde;

$I_{rs}$ : Corriente de saturación inversa.

$q$ : Valor de carga del electrón.

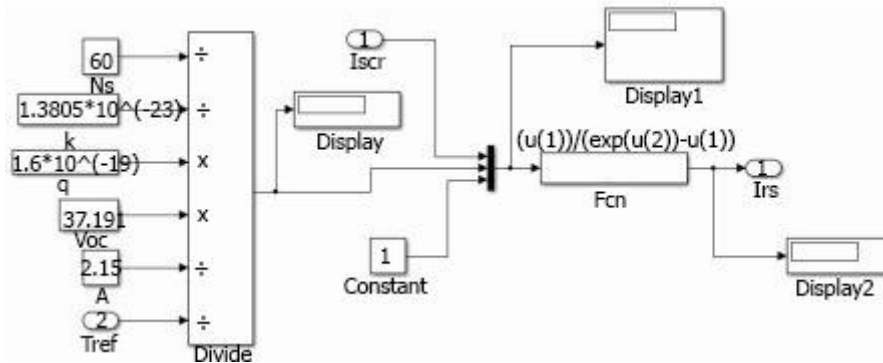
$V_{oc}$ : Voltaje de circuito abierto.

$N_s$ : Células en serie.

$k$ : Constante de boltzmann.

$A$ : Factor de idealidad.

Figura 148 Cálculo de la corriente de saturación inversa ( $I_{rs}$ ) con la Ecuación 13.



(Fuente: Zainal, Ajisman & Yusoff, 2015)

$$I_s = I_{rs} \left[ \frac{T}{T_r} \right]^3 \exp \left[ qE_g / Ak \left( \frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right]$$

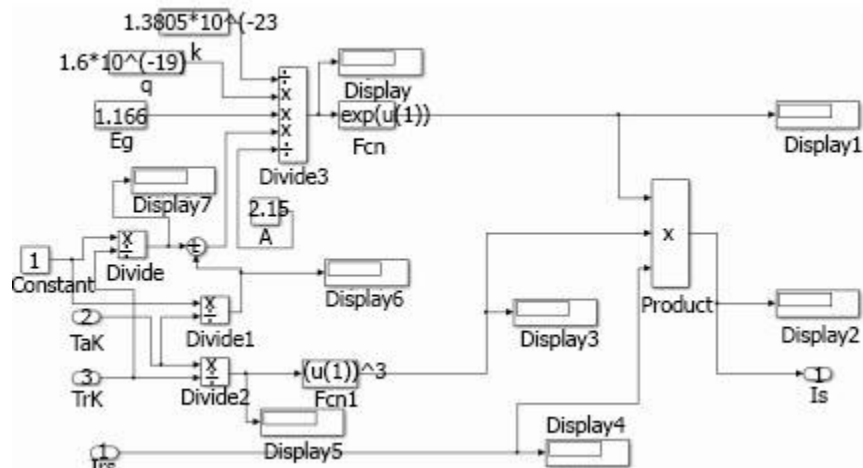
**Ecuación 14**

Donde;

$I_s$ : Corriente de saturación directa.

$E_g$ : Tamaño de la brecha entre la conductividad y las bandas de valencia.

Figura 149 Cálculo de la corriente de saturación directa ( $I_s$ ) con la Ecuación 14.



(Fuente: Zainal, Ajisman & Yusoff, 2015)

$$I_{pv} = N_p * I_{ph} - N_p * I_{ph} \left[ \exp \left\{ \frac{q * V_{pv} + I_{pv} R_s}{N_s k A T} \right\} - 1 \right]$$

**Ecuación 15**

Donde;

$I_{pv}$ : Corriente de salida.

ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

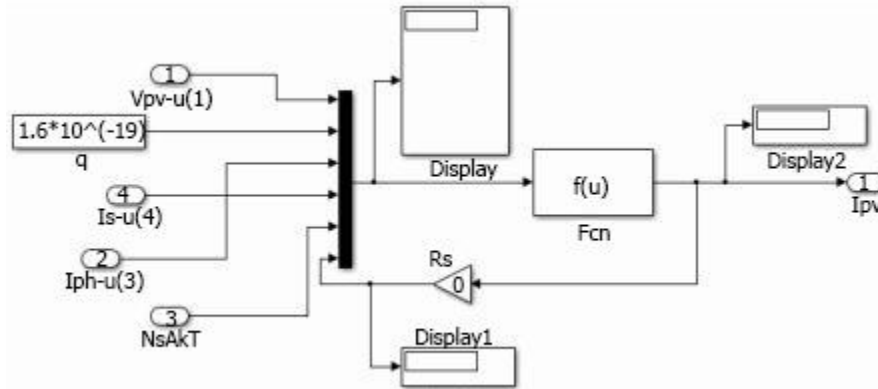
REVISADO POR:  
Soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACIÓN:

$N_p$ : Células en paralelo.

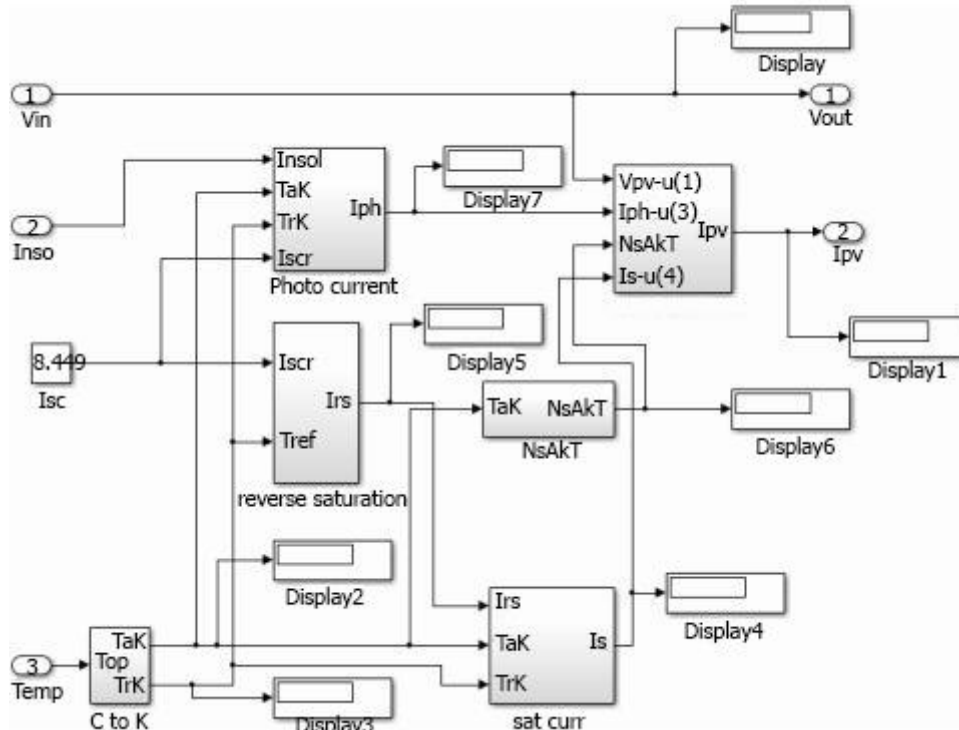
$R_s$ : Resistencia serie.

Figura 150 Cálculo de la corriente de salida ( $I_{pv}$ ) con la Ecuación 15.



(Fuente: Zainal, Ajisman & Yusoff, 2015)

Figura 151 Modelo conectado de los subsistemas de cálculos anteriores.



(Fuente: Zainal, Ajisman & Yusoff, 2015)

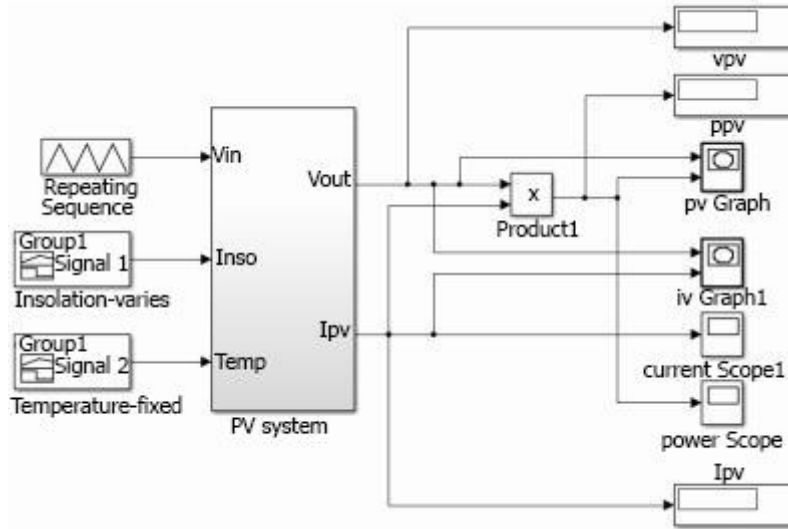
Por último es desarrollada la integración de todos los submodelos (máscara), para la cual se incluirán la irradiancia y la temperatura como entradas y las salidas de voltaje y corriente como salidas, como se muestra en la Figura 152 (Zainal, Ajisman & Yusoff, 2015).

ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:  
Soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACIÓN:

Figura 152 Modelo de módulo fotovoltaico en simulink.



(Fuente: Zainal, Ajisman & Yusoff, 2015)

En la búsqueda de desarrollar un modelo que produzca de forma eficaz y precisa unos valores de salida de una célula fotovoltaica similares a los de las hojas de datos, como se muestra en la Tabla 19, se usa el modelo de dos diodos y dos entornos de programación diferentes; simulink y Simscape.

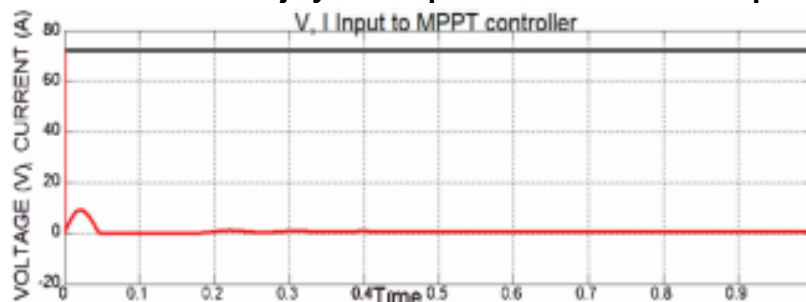
Tabla 19 Comparación de los modelos con el datasheet a condiciones estándar.

Electrical Parameters	Manufacturer Data-sheet	Two-diode model of PV cell in Simulink	Two-diode model of PV cell in Simulink, Simscape
<b>Voc</b>	37.5 V	37.5 V	36.0 V
<b>Isc</b>	8.73 A	8.729 A	8.73 A
<b>Pmax</b>	245 W	245.06 W	245.09 W
<b>Vmpp</b>	30.5 V	30.75 V	30.05 V
<b>Impp</b>	8.04 A	7.97 A	8.15 A

(Fuente: Kumar, Parimi & Rao, 2014)

Luego, el método perturbar y observar (P&O) para rastreo de punto de máxima potencia (MPPT) es implementado y analizado para los dos modelos.

Figura 153 Muestras de voltaje y salida para modelo en Simscape con MPPT.



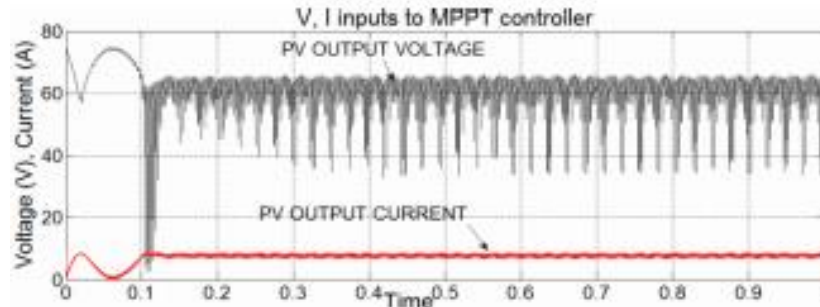


(Fuente: Kumar, Parimi & Rao, 2014)

Según la

Figura 153 es evidente que la célula actúa con una fuente de voltaje fija, en vez de mostrar características no lineales como debería, por lo que la señal de voltaje se queda alrededor de los 72.05 V en vez de los 220v para los cuales está proyectada la carga.

**Figura 154 Muestras de voltaje y salida para modelo en simulink con MPPT.**

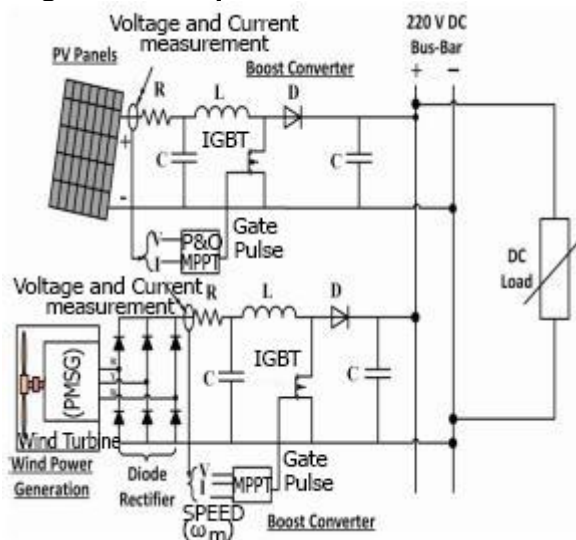


(Fuente: Kumar, Parimi & Rao, 2014)

En la Figura 154 las salidas de voltaje y corriente operan en el punto de máxima potencia y mostrando el comportamiento no lineal de una célula fotovoltaica (Kumar, Parimi & Rao, 2014).

Se busca crear una simulación de un sistema de potencia híbrido (fotovoltaico y eólico), como el mostrado en la Figura 155, con los datos ambientales recogidos en el lugar de prueba. El rastreo de punto de máxima potencia (MPPT) es realizado aplicando el método de control lógico difuso a las técnicas perturbar y observar (P&O) y búsqueda de escalada (HCS) a las partes fotovoltaica y eólica respectivamente, para mantener un nivel de voltaje constante sin importar los cambios en la carga.

**Figura 155 Esquema del sistema híbrido.**



ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

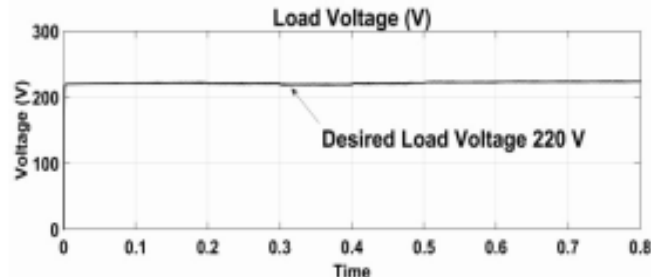
REVISADO POR:  
Soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACIÓN:

(Fuente: Kumar, Alivelu & Uma, 2017)

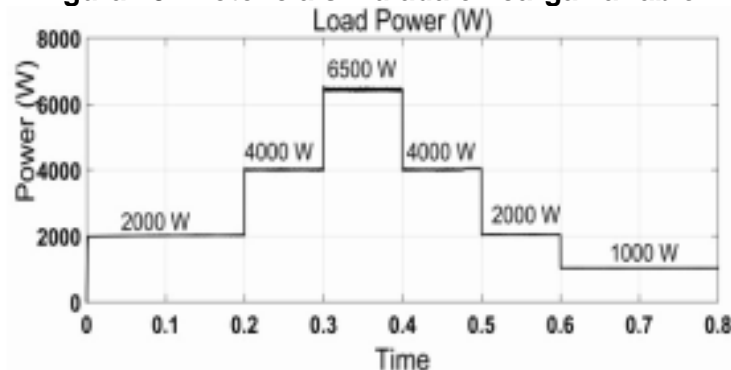
Para la simulación son considerados un sistema fotovoltaico de 4 kW y un sistema eólico de 3 kW en un entorno con velocidades de viento medias de 3 m/s y máximas de 12 m/s, y radiación solar media de 600 W/m<sup>2</sup> y máxima de 1200 W/m<sup>2</sup> bajo condiciones de carga variable, obteniendo señales como las mostradas en la Figura 156 y la Figura 157.

**Figura 156 Voltaje simulado en carga variable.**



(Fuente: Kumar, Alivelu & Uma, 2017)

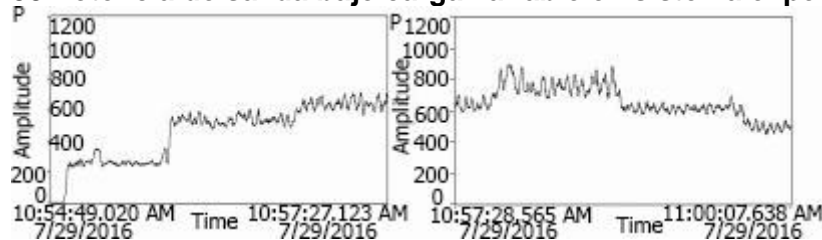
**Figura 157 Potencia simulada en carga variable.**



(Fuente: Kumar, Alivelu & Uma, 2017)

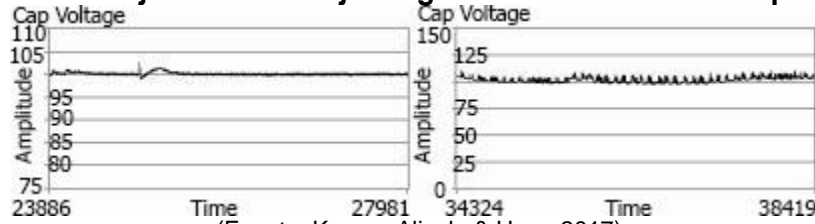
Los resultados son comparados con un sistema híbrido experimental de 800 W fotovoltaicos y 1.2 kW eólicos con señales como las mostradas en la Figura 158 y la Figura 159.

**Figura 158 Potencia de salida bajo carga variable en sistema experimental.**



(Fuente: Kumar, Alivelu & Uma, 2017)

**Figura 159 Voltaje de salida bajo carga variable en sistema experimental.**

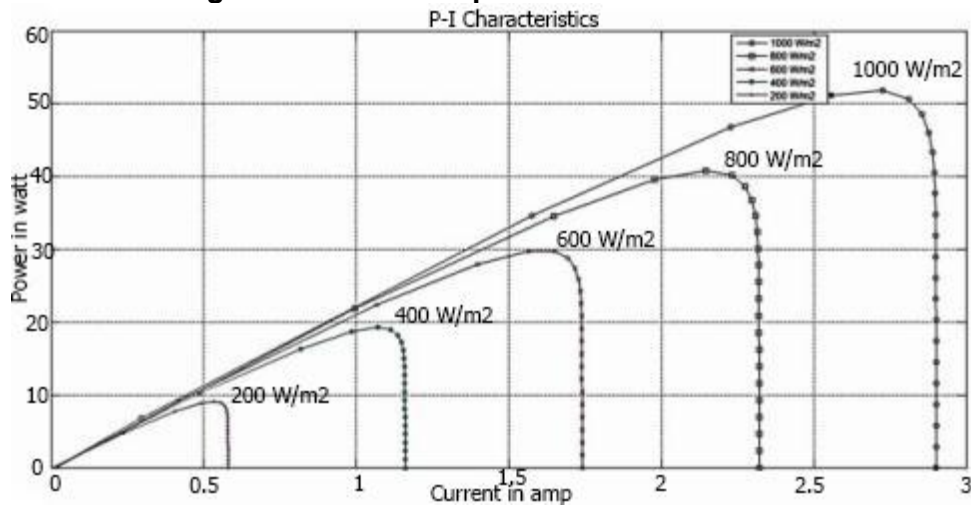


(Fuente: Kumar, Alivelu & Uma, 2017)

Los resultados son satisfactorios en tanto que la carga se mantiene a un nivel de voltaje constante gracias al control lógico difuso (Kumar, Alivelu & Uma, 2017).

Se desarrolla modelo matemático en matlab para estudiar los cambios en las características de un panel fotovoltaico bajo la variación de diferentes factores.

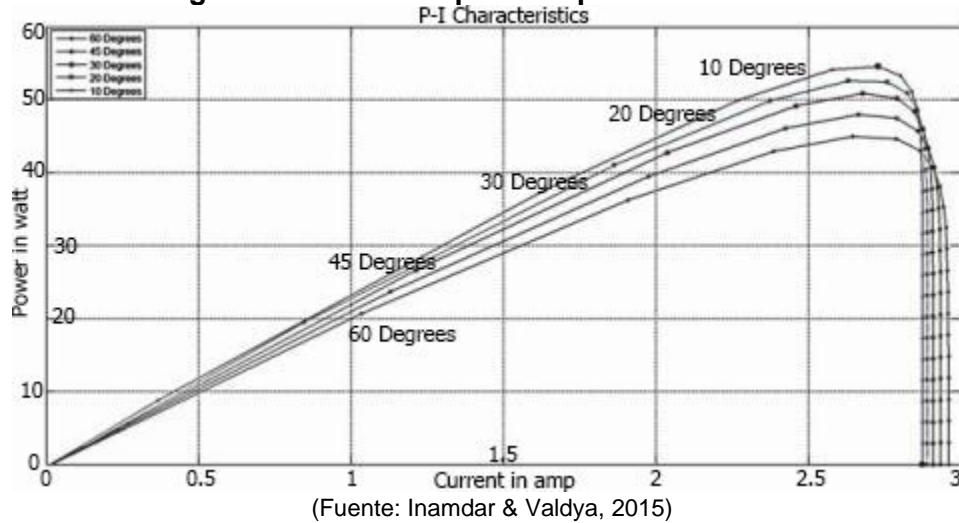
**Figura 160 Curva P-I para irradiancia variable.**



(Fuente: Inamdar & Valdya, 2015)

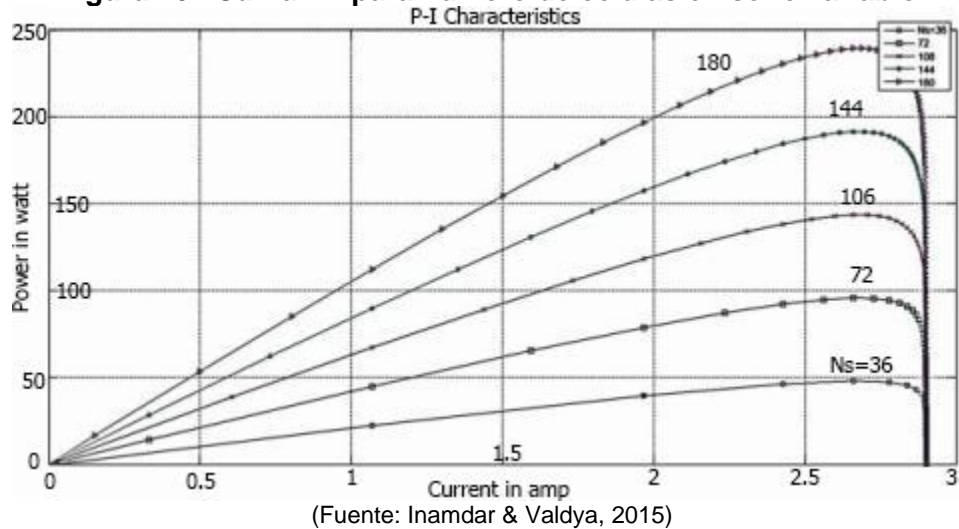
Según la Figura 160, la corriente varía de forma directamente proporcional con la irradiancia, por lo que el punto de máxima potencia también varía ampliamente y de forma directa con esta.

Figura 161 Curva P-I para temperatura variable.



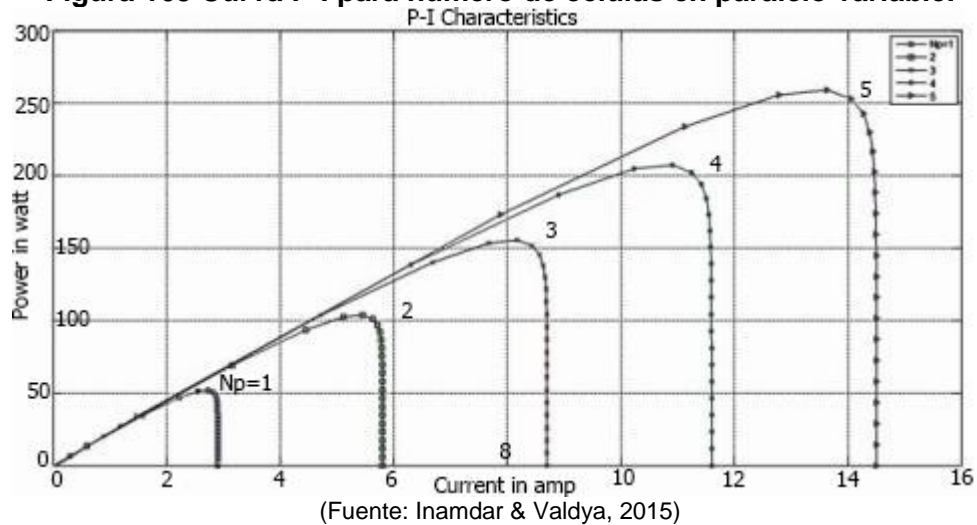
Según la Figura 161, el voltaje de circuito abierto varía directamente con la temperatura, por lo que la corriente de saturación inversa varía inversamente con esta.

Figura 162 Curva P-I para número de células en serie variable.



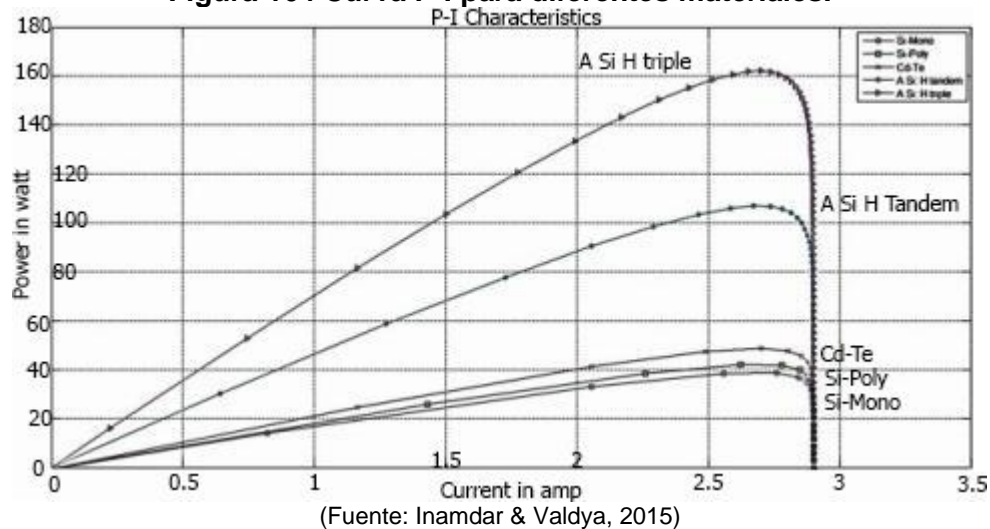
Según la Figura 162, el voltaje aumenta directamente con el número de células en serie.

Figura 163 Curva P-I para número de células en paralelo variable.



Según la Figura 163, la corriente aumenta directamente con el número de células en paralelo.

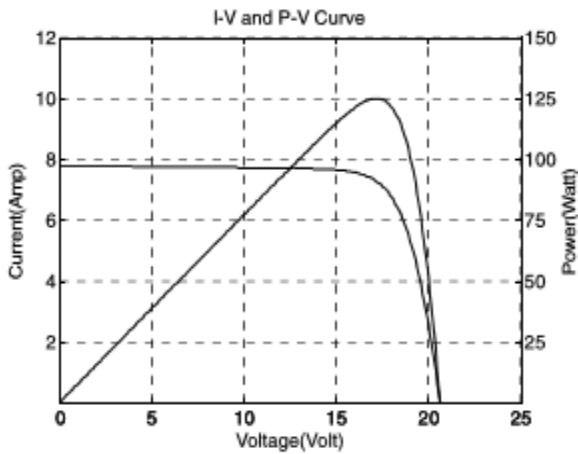
Figura 164 Curva P-I para diferentes materiales.



Según la Figura 164, es evidente que los materiales más avanzados, como el silicio amorfo hidrogenado triple (a – Si: H triple), obtienen mucho mejor desempeño que los regulares, como el silicio monocristalino (Si Mono) (Inamdar & Valdya, 2015).

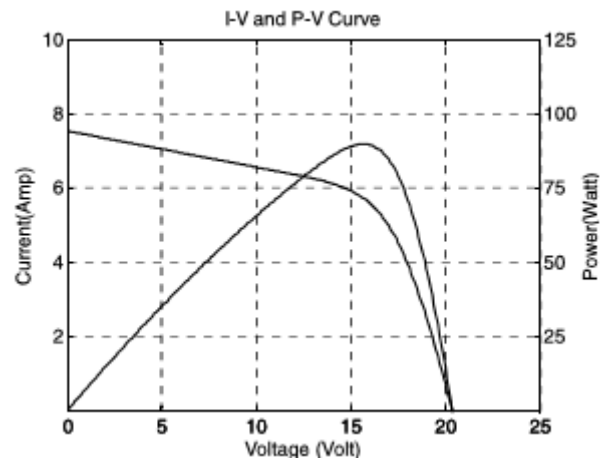
Se predice el comportamiento de un módulo fotovoltaico por medio de la simulación en matlab. Es recalable el análisis del efecto de las resistencias parásito sobre el desempeño del módulo, como se muestra en la Figura 165 y la Figura 166.

**Figura 165 Curvas I-V y P-V para resistencia serie ( $R_s$ ) baja.**



(Fuente: Pagrut, Lachure, Sindekar & Lachure, 2017)

**Figura 166 Curvas I-V y P-V para resistencia paralelo ( $R_{sh}$ ) baja.**



(Fuente: Pagrut, Lachure, Sindekar & Lachure, 2017)

**Tabla 20 Efecto de la resistencia parásito.**

Parameter	Std Rsh & Std Rs	Std Rsh & Low Rs	Low Rsh & Std Rs
<b>Rsh (<math>\Omega</math>)</b>	164.58	164.58	10
<b>Rs (<math>\Omega</math>)</b>	0.34	0.1	0.34
<b>Isc (Amp)</b>	7.766	7.77	7.517
<b>Voc (Volt)</b>	20.6	20.6	20.3
<b>P (Watt)</b>	123	125	90

(Fuente: Pagrut, Lachure, Sindekar & Lachure, 2017)

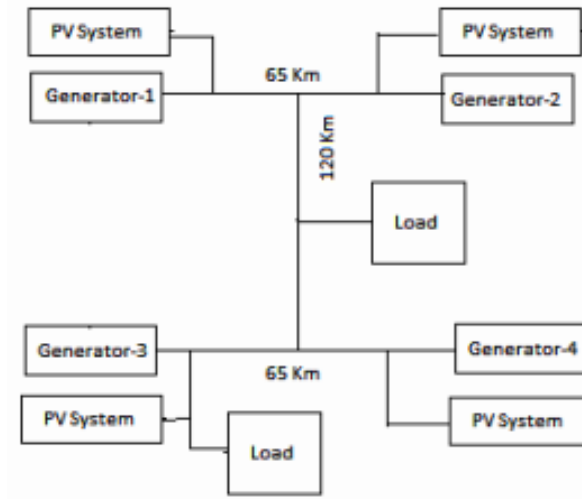
En la

Tabla 20 se observa que el impacto de la resistencia serie es reducir el factor de llenado y la corriente de cortocircuito, mientras que la resistencia paralelo provoca pérdidas de potencia (Pagrut, Lachure, Sindekar & Lachure, 2017).

Se pretende modelar el comportamiento de las características de un sistema fotovoltaico interconectado a la red bajo diferentes condiciones de red. El primer modelo, mostrado en la Figura 167, simula sistemas fotovoltaicos conectados junto a los centros de generación convencionales en condiciones estándar y de falla, como se muestra en la

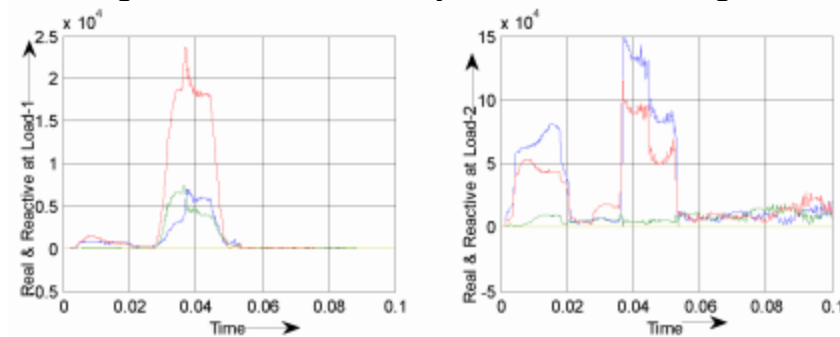
Figura 168 y la Figura 169.

Figura 167 Sistemas fotovoltaicos conectados junto a los generadores.



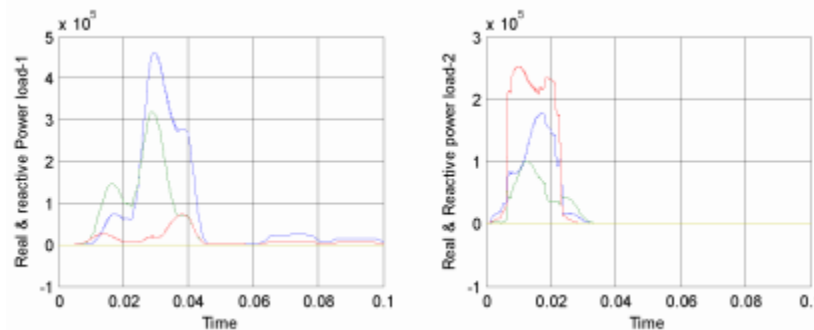
(Fuente: Dash & Swain, 2016)

Figura 168 Potencia real y reactiva en las cargas.



(Fuente: Dash & Swain, 2016)

Figura 169 Potencia real y reactiva en las cargas en condición de falla.

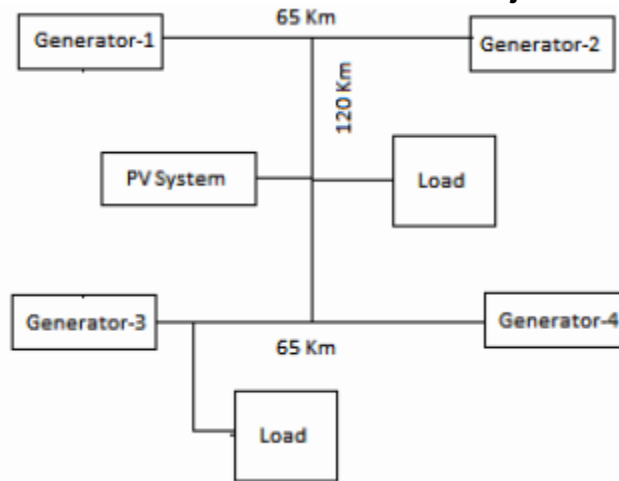


(Fuente: Dash & Swain, 2016)

El segundo, mostrado desde la Figura 170 a la

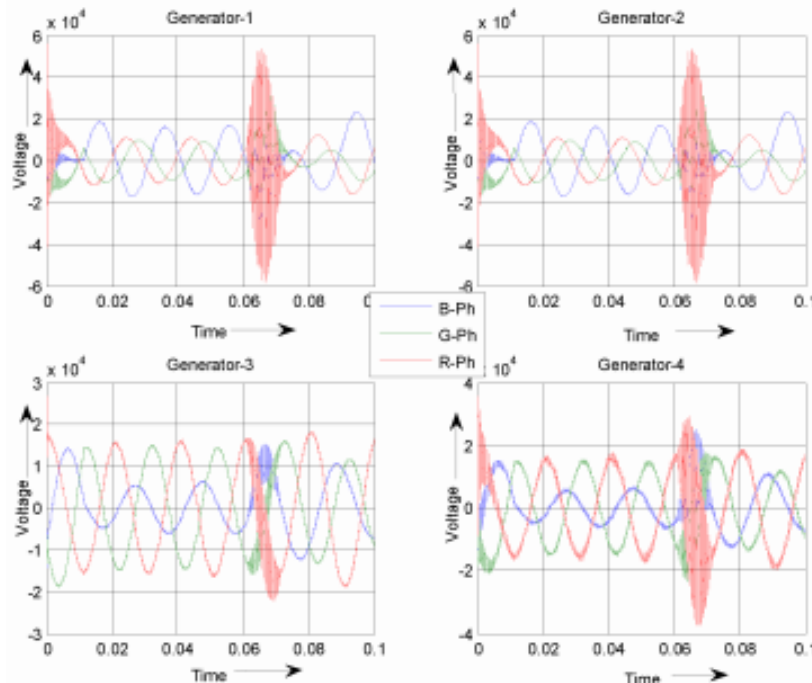
Figura 172, simula el comportamiento cuando el sistema fotovoltaico está conectado junto a la carga.

Figura 170 Sistema fotovoltaico conectado junto a la carga.



(Fuente: Dash & Swain, 2016)

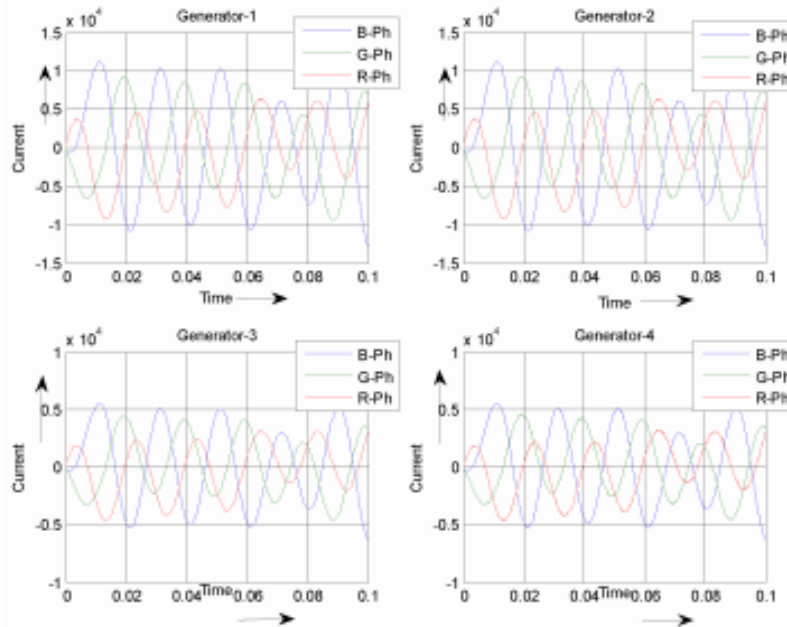
Figura 171 Forma de onda del voltaje en los generadores.





(Fuente: Dash & Swain, 2016)

**Figura 172 Forma de onda de la corriente en los generadores.**



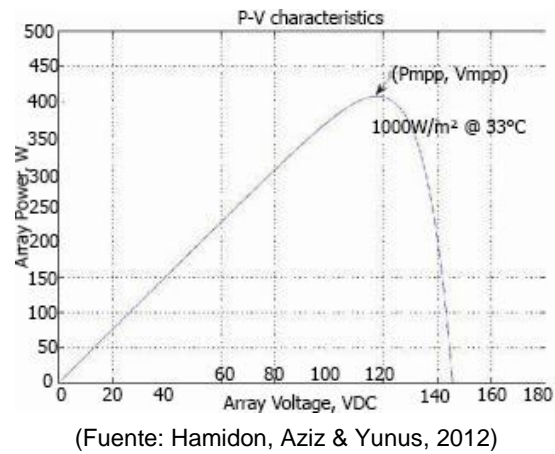
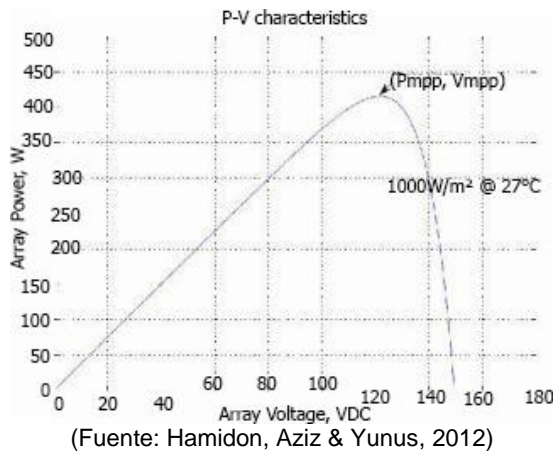
(Fuente: Dash & Swain, 2016)

La simulación muestra el comportamiento en el sistema balanceado o desbalanceado. Es propósito de trabajos futuros el análisis bajo diferentes tipos de falla (Dash & Swain, 2016).

Es desarrollada una simulación de un arreglo fotovoltaico usando el algoritmo de rastreo de punto de máxima potencia (MPPT) de perturbar y observar (P&O) teniendo como parámetros variables la temperatura y la irradiancia, y tomando los demás parámetros necesarios desde la hoja de datos del fabricante del módulo MSX-10Lite. Es destacable el análisis del modelo bajo las condiciones climáticas de malasia.

**Figura 173 Curva P-V amaneciendo.**

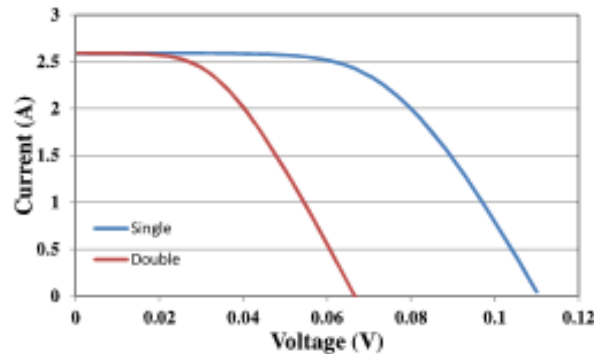
**Figura 174 Curva P-V al mediodía.**



Es observable el impacto que tiene la temperatura sobre las características de salida del arreglo fotovoltaico, cayendo la potencia máxima alrededor de un 1.11% en el transcurso de la mañana al mediodía debido al aumento de esta, como se observa en la Figura 173 y la Figura 174 (Hamidon, Aziz & Yunus, 2012).

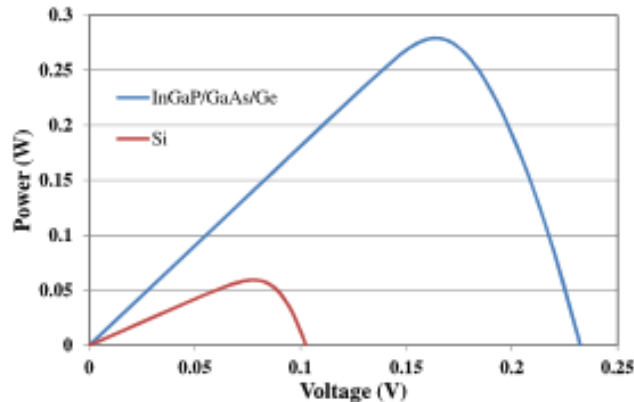
Con el objetivo de analizar el comportamiento del punto de máxima potencia con el fin de mejorar la eficiencia de las células fotovoltaicas, se encuentra lo siguiente.

**Figura 175 Comparación de curvas I-V de los modelos de diodo sencillo y doble.**



En la Figura 175 es observable que con el modelo de diodo sencillo se obtienen mejores características, sin embargo, el modelo de diodo doble es mucho más preciso con las condiciones de desempeño reales.

**Figura 176 Comparación de curvas P-V de las células de multi-unión y mono-cristalinas.**

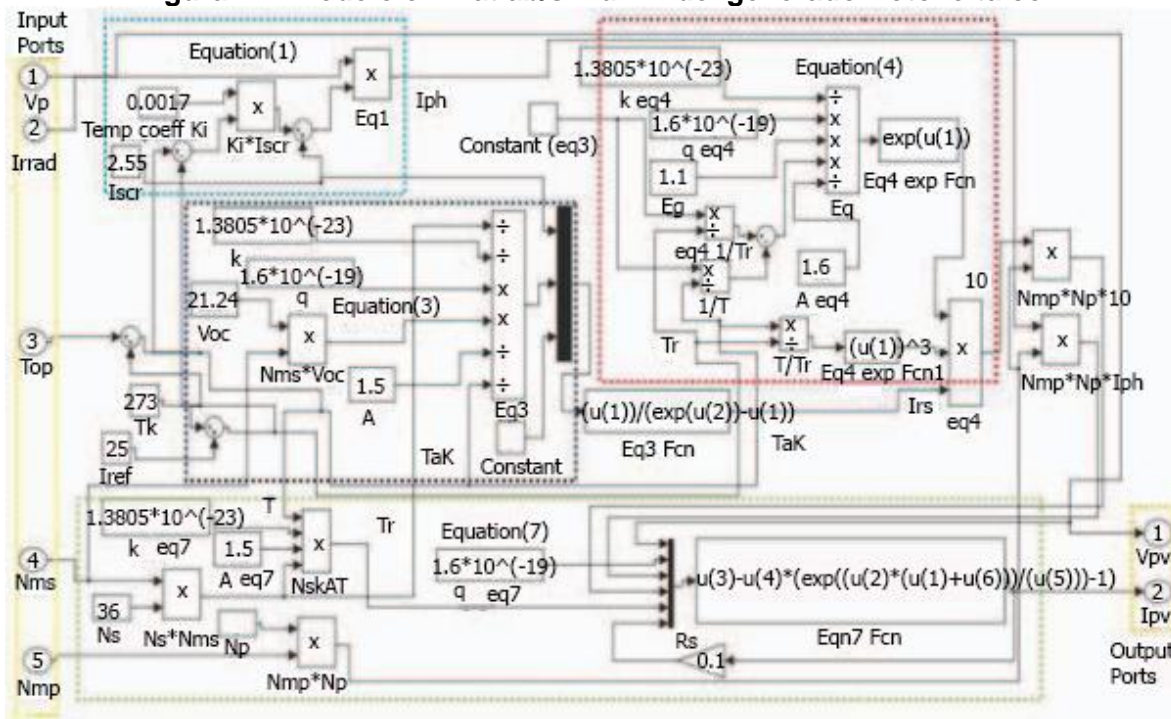


(Fuente: Das, Wongsodihardjo & Islam, 2013)

Además, como se observa en la Figura 176, las células multi-unión pueden obtener hasta tres veces la máxima potencia que se puede obtener con las mono-cristalinas (Das, Wongsodihardjo & Islam, 2013).

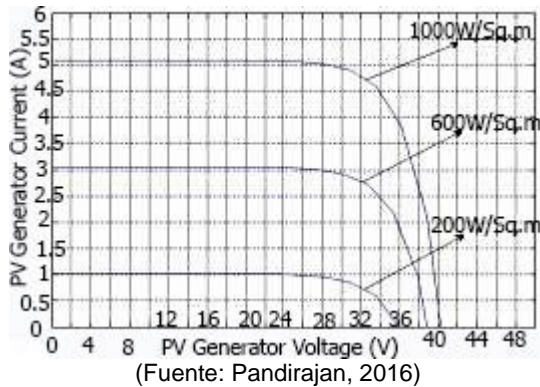
Se propone un modelo en matlab/simulink de un generador fotovoltaico simple, como el mostrado en la Figura 177. El modelo usa como variables de entrada el voltaje del módulo, la irradiancia, la temperatura, el número de módulos en serie ( $N_{ms}$ ) y el número de módulos en paralelo ( $N_{mp}$ ). El sistema es validado mediante las curvas características con los parámetros de salida, como las mostradas en la Figura 178 y la Figura 179.

Figura 177 Modelo en matlab/simulink del generador fotovoltaico.

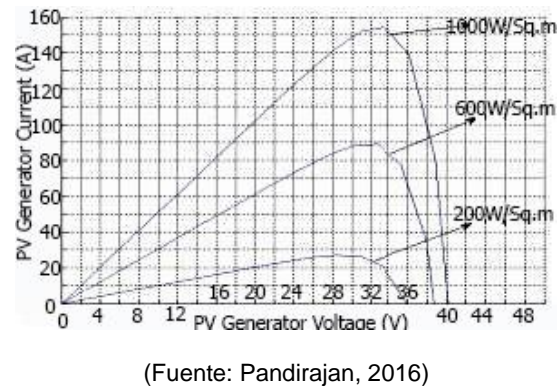


(Fuente: Pandirajan, 2016)

**Figura 178** Curvas I-V para irradiancia variable. Temperatura=25°C,  $N_{ms}=2$ ,  $N_{mp}=2$ .



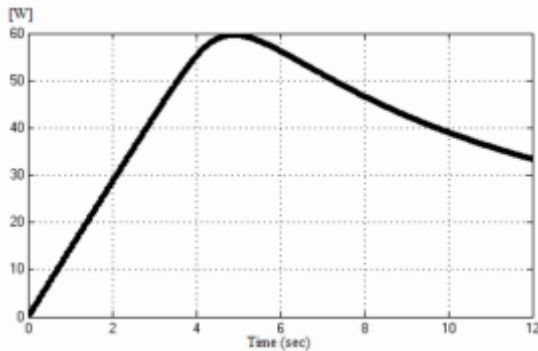
**Figura 179** Curvas P-V para irradiancia variable. Temperatura=25°C,  $N_{ms}=2$ ,  $N_{mp}=2$ .



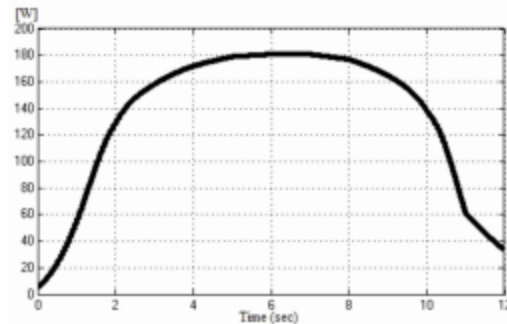
En comparación con los datos del fabricante se observa que hay un porcentaje de error por debajo del 5%, lo cual representa un resultado satisfactorio (Pandirajan, 2016).

Se presenta un modelado del comportamiento de paneles fotovoltaicos bajo cuatro casos diferentes de condiciones climáticas.

**Figura 180** Salida de potencia del primer escenario.

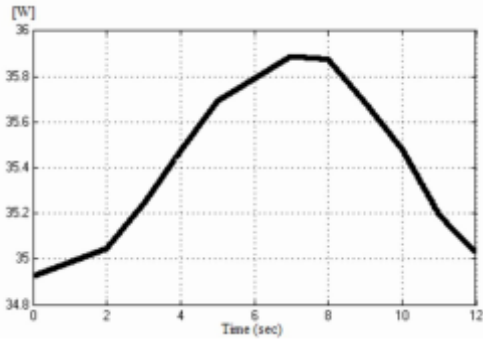


**Figura 181** Salida de potencia del segundo escenario.

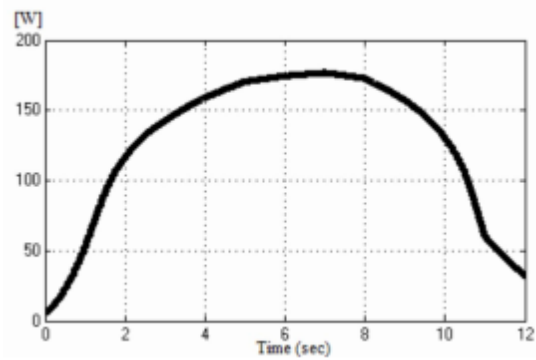


**Figura 182** Salida de potencia del tercer escenario

**Figura 183** Salida de potencia del cuarto escenario.



(Fuente: Grama, Dan & Lázár, 2016)



(Fuente: Grama, Dan & Lázár, 2016)

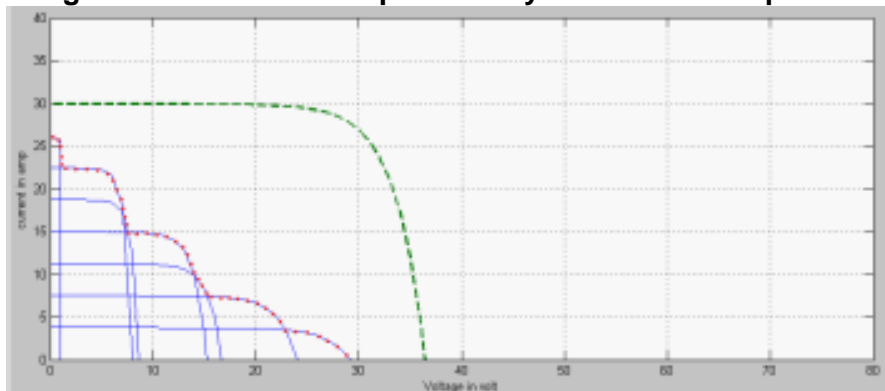
La Figura 180 asume temperatura e irradiancia constantes. La Figura 181 asume la temperatura constante mientras la irradiancia varía, caso que solo es posible de forma teórica con el fin de validar el modelo. La

Figura 182 asume una irradiancia constante con una temperatura variable, demostrando que el desempeño de los paneles es dependiente de la temperatura. La

Figura 183 es la más realista y simulada con datos históricos de la locación de Harghita, Romania (Grama, Dan & Lázár, 2016).

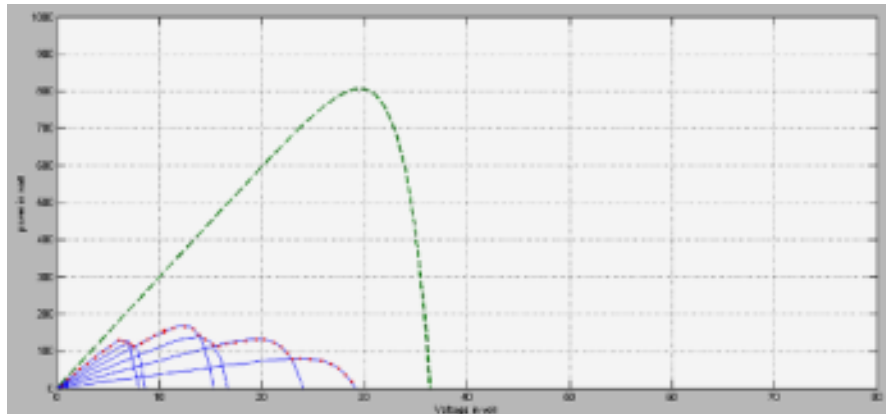
Son analizadas las características de un panel fotovoltaico bajo condiciones de sombreado y aplicacion de rastreo de punto de máxima potencia (MPPT).

**Figura 184 Curva I-V del panel con y sin sombreado parcial.**



(Fuente: Joseph & Kamala, 2013)

**Figura 185 Curva P-V del panel con y sin sombreado parcial.**



(Fuente: Joseph & Kamala, 2013)

Es observable, en la Figura 184 y la Figura 185, que bajo sombreado parcial, además de decrecer notablemente las características de salida del panel, estas obtienen formas más complejas y con picos múltiples.

**Figura 186 Señal en el osciloscopio sin MPPT.**



(Fuente: Joseph & Kamala, 2013)

**Figura 187 Señal en el osciloscopio con MPPT.**

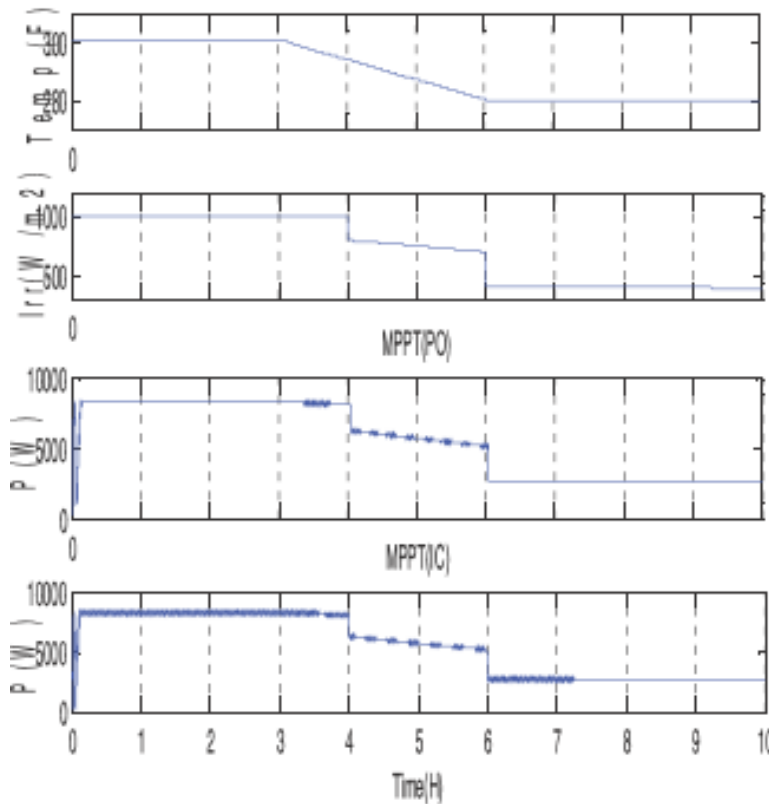


(Fuente: Joseph & Kamala, 2013)

Es notable, en la Figura 186 y la Figura 187, que las características de salida del panel tienen un rizado mucho menor y una mejora en la eficiencia considerable (Joseph & Kamala, 2013).

Son comparados dos modelos de células fotovoltaicas existentes (diodo sencillo y diodo doble) con una nueva propuesta matemática simple. Se comparan además dos de los más usados algoritmos de rastreo de máxima potencia (MPPT) y se implementan en el modelo para su verificación, como se muestra en la Figura 188.

**Figura 188 Cambios en la temperatura y la irradiancia y la respuesta de los MPPT perturbar y observar (PO) y conductancia incremental (IC).**



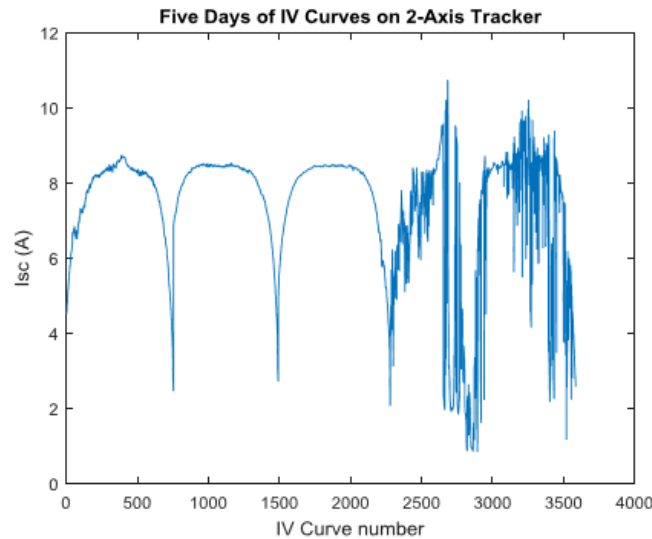
(Fuente: Garg, Singh & Gupta, 2014)

Es evidente que evidente que el método IC es más rápido y dinámico frente a cambios ambientales, sin embargo el método PO es más fácil de implementar (Garg, Singh & Gupta, 2014).

El objetivo es repasar las características más nuevas de la librería de funciones PVLIB disponible para matlab y python en el sitio web [pvpmc.sandia.gov](http://pvpmc.sandia.gov) con la intención de estandarizar el modelado del desempeño de sistemas fotovoltaicos. Uno de los ejemplos, la Figura 189, muestra un conjunto de datos tomados experimentalmente para luego compararlo con los resultados obtenidos mediante la simulación.

**Figura 189 Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) medida desde 3585 curvas I-V de un módulo mitsubishi de silicio cristalino en albuquerque, nuevo méxico.**

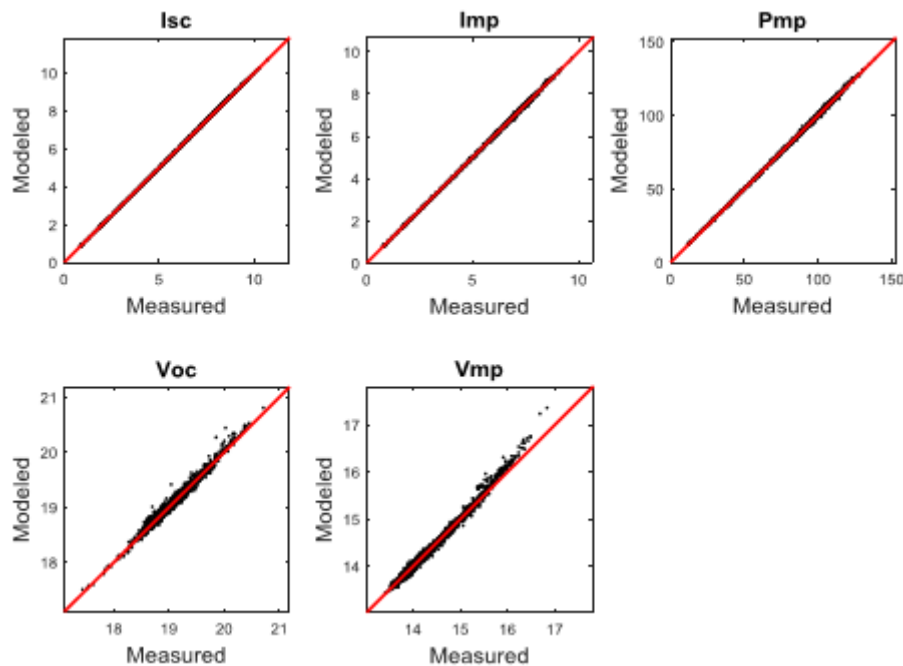




(Fuente: Stein, Holmgren, Forbess & Hansen, 2016)

A partir de estos datos se simula y se compara con relación a los cinco parámetros de salida que ofrece la librería, mostrados en la Figura 190.

**Figura 190 Comparación entre los parámetros medidos y simulados.**

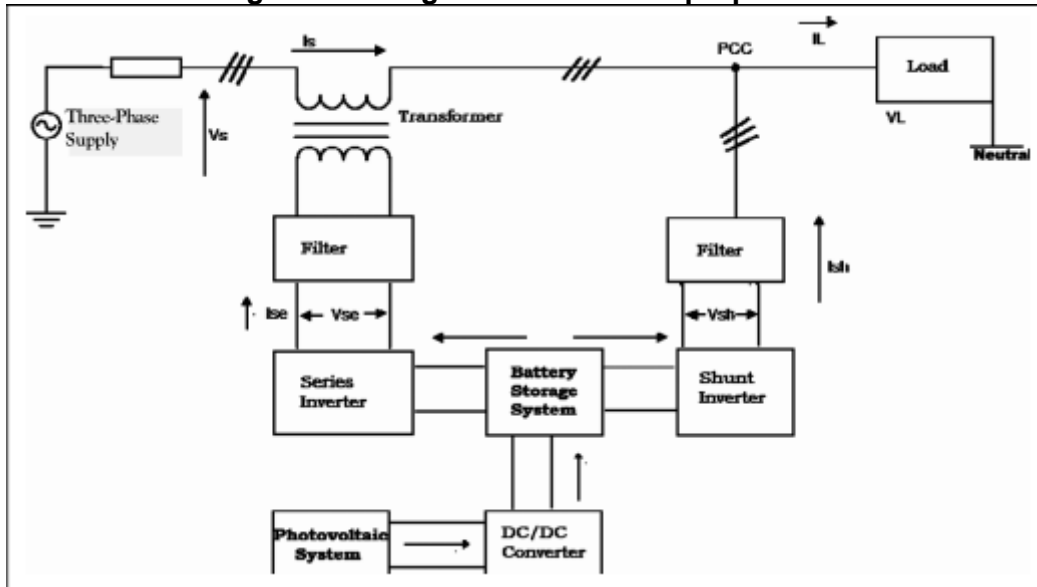


(Fuente: Stein, Holmgren, Forbess & Hansen, 2016)

Los parámetros se pueden incluso comparar en situaciones de nublado parcial o con diferentes condiciones ambientales, incluida la velocidad del viento, como se explica en la página web (Stein, Holmgren, Forbess & Hansen, 2016).

Con el objetivo de mejorar la calidad de la potencia de una red conectada con un sistema fotovoltaico se usan controladores que mantienen las características en el punto de acoplamiento común, como el mostrado en la Figura 191.

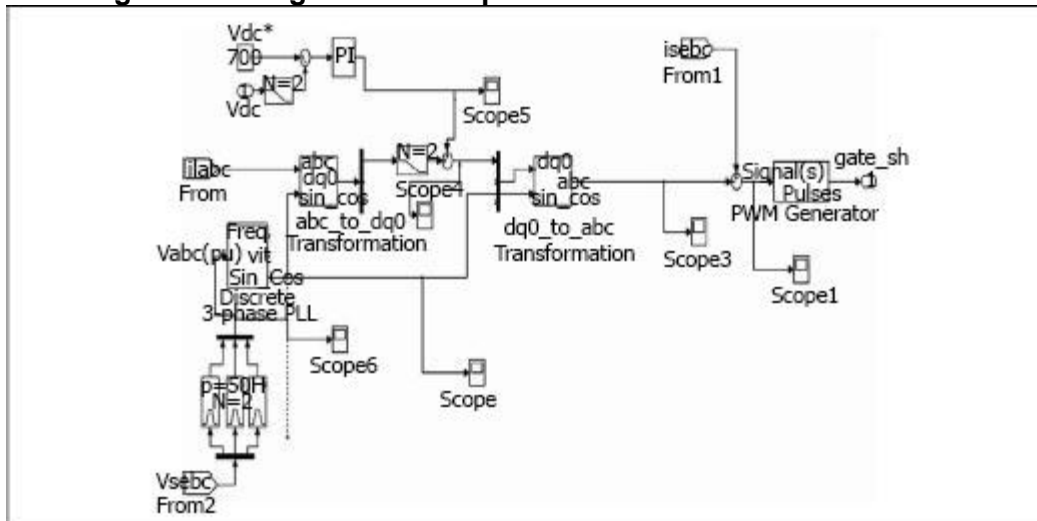
Figura 191 Diagrama del sistema propuesto.



(Fuente: Kumar, Murty & Kumar, 2014)

El inversor serie inyecta voltaje a la línea mediante el control de la potencia activa para disminuir cualquier perturbación de potencial o armónica, como se muestra en la Figura 192.

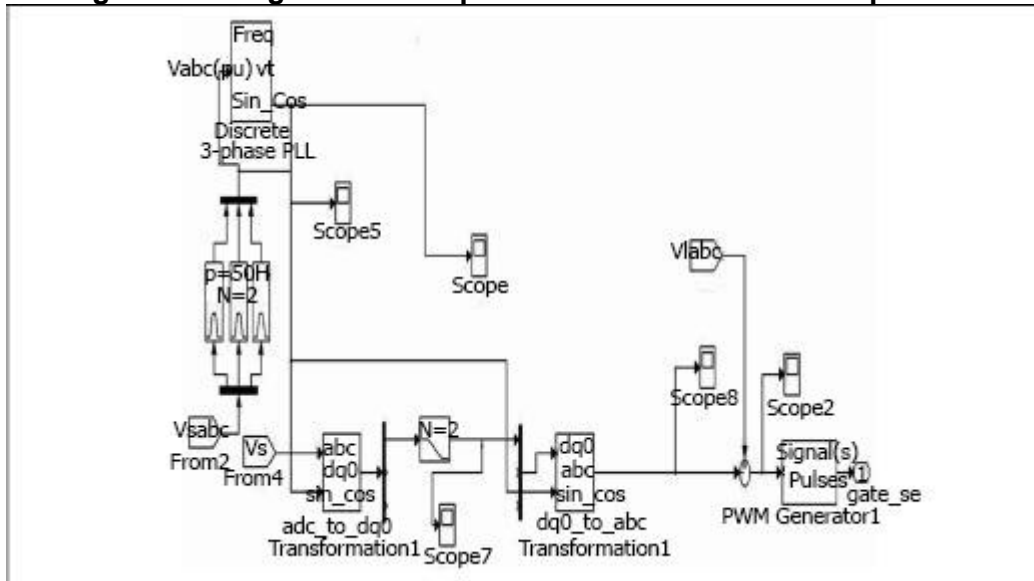
Figura 192 Diagrama de bloques en simulink del inversor serie.



(Fuente: Kumar, Murty & Kumar, 2014)

El inversor paralelo inyecta corriente a la línea mediante el control de la potencia reactiva para compensar características como el factor de potencia o el desbalance de las líneas, como se muestra en la Figura 193.

**Figura 193 Diagrama de bloques en simulink del inversor paralelo.**



(Fuente: Kumar, Murty & Kumar, 2014)

El sistema se puede analizar desde tres puntos diferentes dependiendo de la magnitud de la carga con respecto a la capacidad del sistema fotovoltaico, como es usual con cualquier sistema de generación alternativa (Kumar, Murty & Kumar, 2014).

Es propuesto un modelo matemático de células solares usando la programación visual del entorno matlab/simulink para su simulación. En el ejemplo para validar el modelo se usan los parámetros técnicos del módulo fotovoltaico LNSE-245p de luxen, además de usar, para aumentar y mantener el voltaje, un convertidor dc-dc controlado por un controlador PID (controlador proporcional, integral y derivativo).

Figura 194 Archivo .m para del panel pv en matlab.

```

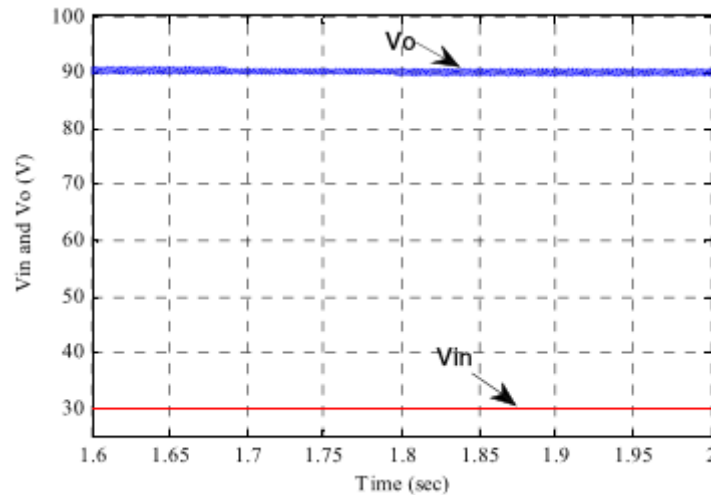
1 -      clc
2 -      clear all
3 -      K=1.38e-23;      %Boltzman constant
4 -      q=1.602e-19;    %electron charge
5 -      Iscn=8.74;      %nominal Sccurent;
6 -      Vocn=37.1;     %nominal OC voltage;
7 -      beta=-0.33;    %tempature voltage constant;
8 -      alpha=0.055;   %temperature current constant ;
9 -      Ns=60;         %series pv;
10 -     T=25+273;      %operation temperature
11 -     Tn=25+273;    %nominal tempature
12 -     Gn=1000;      %nominal irradiance
13 -     a=1.3;        %diode constant 1.3;
14 -     Eg=1.12;      %band gap of silicon ar 25 degree 1.12;
15 -     G=1000;       %actual irradiance
16
17 -     Ion=Iscn/((exp(Voc/(a*Vtn)))-1);
18 -     Io=Ion*((T/Tn)^3)*exp(((q*Eg/(a*K))*((1/Tn)-(1/T))));
19 -     Iph=(Ipcvn+alpha*(T-Tn))*(G/Gn);
20 -     Vt=Ns*(K*T/q);
21 -     I=zeros(372,1);
22 -     i=1;
23 -     I(1,1)=0;
24
25 -     for V=37.1:-0.1:0
26 -         I_ph=Io*(exp((V+(I(i,1)*Rs))/(Vt*n))-1)+((V+(Rs*I(i,1)))/Rp);
27 -         I(i,1)=Ipcv-I_ph;
28 -         Vn(i)=V;
29 -         P(i)=V*I(i);
30 -         i=i+1;
31 -     end
32 -     Vn(i)=Vn(i-1);
33 -     P(i)=P(i-1);
34 -     Vn=transpose(Vn);
35 -     plot(Vn,I);
36 -     hold on
37 -     plot(Vn,P);
38
39

```

(Fuente: Bilhan, Caliskan & Unal, 2016)

Todas las ecuaciones del modelo de diodo sencillo y los valores de entrada sacados del datasheet son escritos para la simulación en códigos de archivos .m, como el mostrado en la Figura 195.

Figura 195 Salida y entrada de voltaje del convertidor dc-dc.

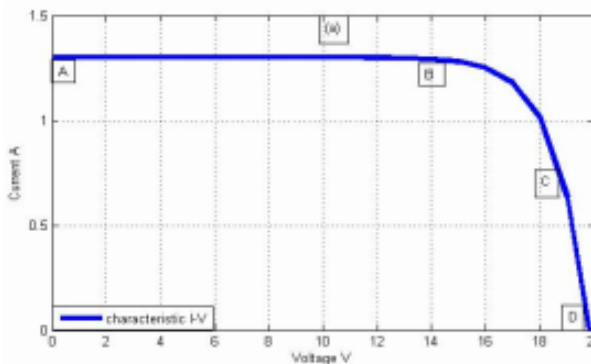


(Fuente: Bilhan, Caliskan & Unal, 2016)

Además el convertidor dc-dc es controlado mediante la retroalimentación del controlador PID para mantener el voltaje en el punto de potencia máxima deseado, como se muestra en la Figura 195 (Bilhan, Caliskan & Unal, 2016).

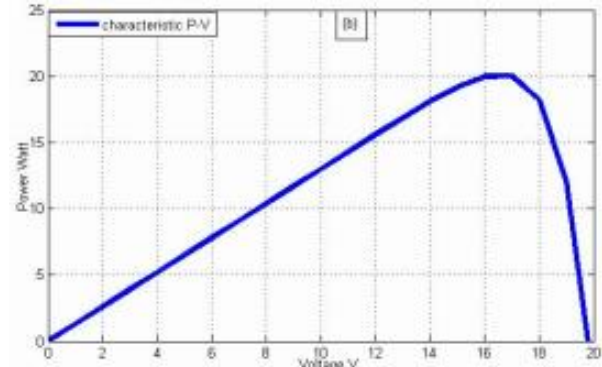
Se presenta una simulación en matlab/simulink basada en el modelo matemático de diodo sencillo para analizar el comportamiento de un sistema fotovoltaico a partir de cuatro parámetros; voltaje, temperatura e irradiancia como entradas, y corriente como salida.

Figura 196 Curva I-V característica.



(Fuente: Diaw, Ndiaye, Sambou, Ngom & MBaye, 2016)

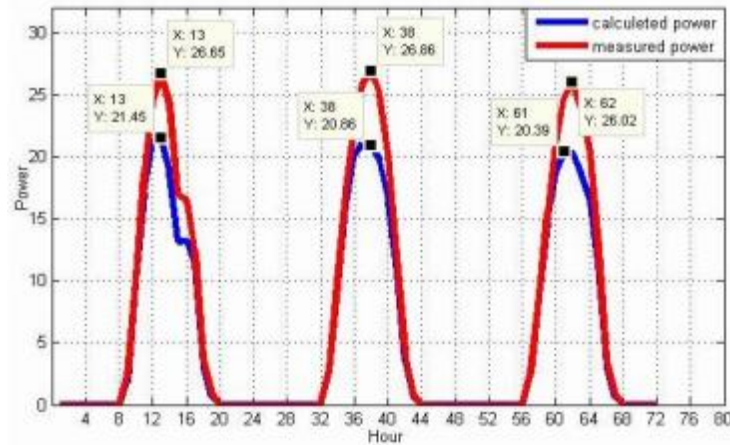
Figura 197 Curva P-V característica.



(Fuente: Diaw, Ndiaye, Sambou, Ngom & MBaye, 2016)

Tomando como referencia el módulo tipo HORONYA de 20 W para la validación del programa se obtienen sus curvas características, mostradas en la Figura 196 y la Figura 197, y una comparación entre datos tomados experimentalmente durante tres días y los resultados de la simulación, como la mostrada en la Figura 198.

Figura 198 Comparación entre datos calculados y medidos.

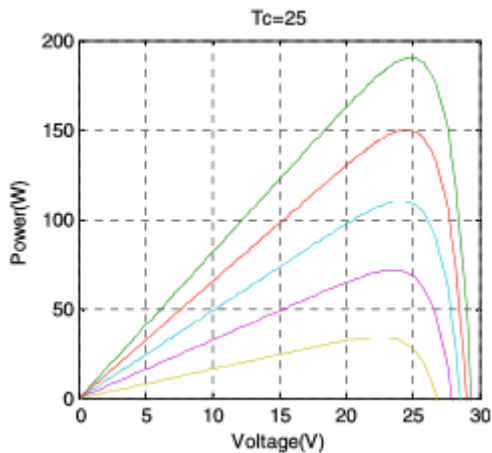


(Fuente: Diaw, Ndiaye, Sambou, Ngom & MBaye, 2016)

Es notable la diferencia entre los datos en los intervalos de máxima potencia obtenida; esto se debe a los altos valores de corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) y voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) tomados en los datos medidos (Diaw, Ndiaye, Sambou, Ngom & MBaye, 2016).

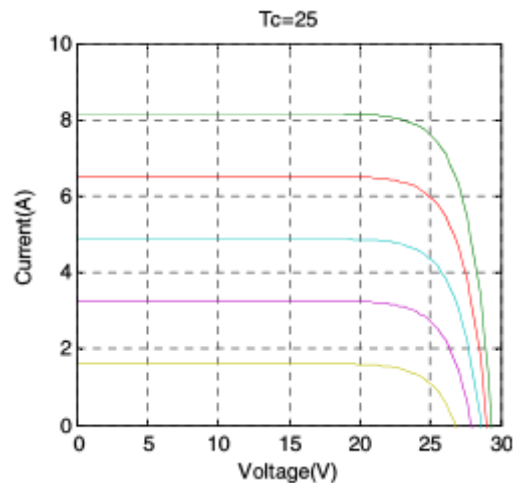
Es propuesto un modelo de diodo sencillo simulado en matlab/simulink basado en las propiedades físicas y matemáticas de los arreglos fotovoltaicos y en el método P&O (perturbar y observar) para el rastreo de punto de máxima potencia (MPPT) debido a su simpleza.

Figura 199 Curva P-V bajo diferentes niveles de irradiancia.



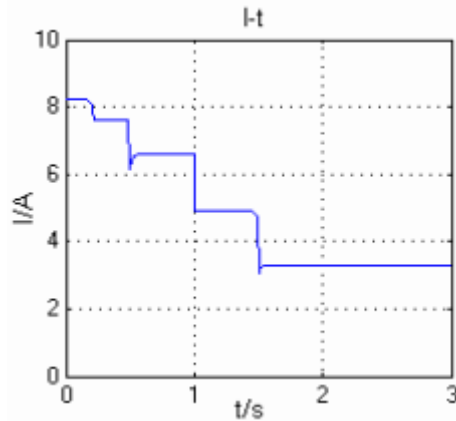
(Fuente: MeiYue & GuoSHeng, 2011)

Figura 200 Curva I-V bajo diferentes niveles de irradiancia.



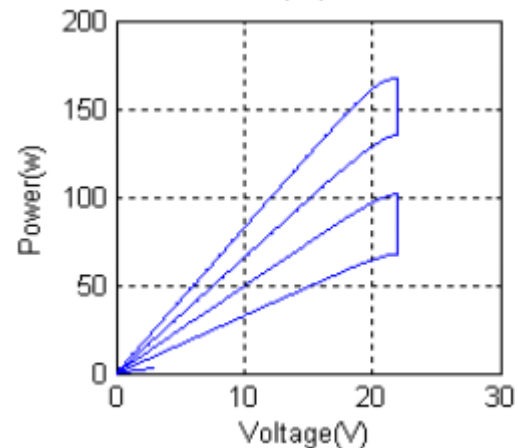
(Fuente: MeiYue & GuoSHeng, 2011)

Figura 201 Curva I-T con MPPT bajo diferentes niveles de irradiancia.



(Fuente: MeiYue & GuoSHeng, 2011)

Figura 202 Curva P-V con MPPT bajo diferentes niveles de irradiancia.



(Fuente: MeiYue & GuoSHeng, 2011)

Se comparan las curvas simuladas sin MPPT, como la Figura 199 y la Figura 200, y con MPPT, como la Figura 201 y la

Figura 202, y se evidencia que los puntos de trabajo de máxima potencia son alcanzados más rápidamente con la implementación de este algoritmo (MeiYue & GuoSHeng, 2011).

Se propone un modelo de células fotovoltaicas para graficar las curvas características de cualquier tipo de material y factor de idealidad. Para su validación se usa la hoja de datos de un módulo solar SunPower de 128 células, como el mostrado en la Tabla 21.

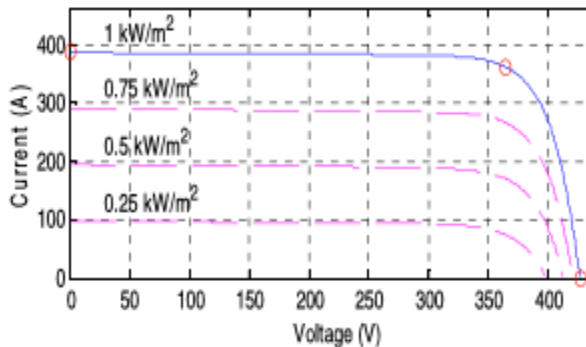
**Tabla 21 Parámetros del módulo PV de SunPower de 128 células.**

Parameter	values
<b>Short circuit current (<math>I_{sc}</math>)</b>	5.86 A
<b>Open circuit voltage (<math>V_{oc}</math>)</b>	85.29 V
<b>Maximum power (<math>P_{max}</math>)</b>	190 W
<b>NOCT</b>	42±2% °C
$I_o$	2.33e-9 A
$N_s$	5
$N_p$	66

(Fuente: Krishan, Sood & Kumar, 2013)

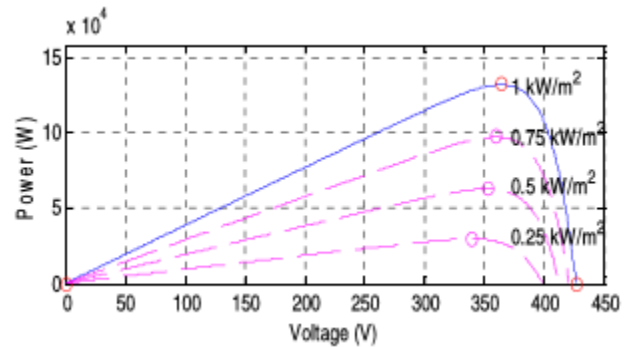
Las curvas I-V y P-V son graficadas para diferentes condiciones atmosféricas mostrando las características dinámicas de las células fotovoltaicas, como se muestra en la Figura 203 y la Figura 204.

**Figura 203 Curva I-V del módulo SunPower.**



(Fuente: Krishan, Sood & Kumar, 2013)

**Figura 204 Curva P-V del módulo SunPower.**



(Fuente: Krishan, Sood & Kumar, 2013)

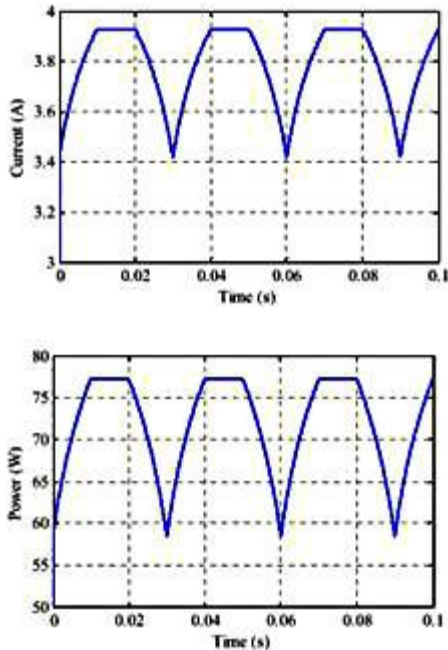
Las características de salida del modelo en simulink concuerdan con las características teóricas (Krishan, Sood & Kumar, 2013).

## 2.4 Estrategias para mejorar la eficiencia de los paneles

Debido a la continua reducción en el costo de los paneles fotovoltaicos, de mano con su producción en masa, la energía fotovoltaica está tomando más importancia en el área de las energías renovables. Aunque los sistemas fotovoltaicos son altamente confiables, el complejo entero del sistema, incluyendo los componentes electrónicos de potencia, lo hace menos confiable y tendente al fallo. Teniendo esto en cuenta, se presenta un modelo de confiabilidad basado en los parámetros simulados, pasando por un filtro los datos de salida del modelo y resultando en gráficas como las de la Figura 205 y la Figura 206.

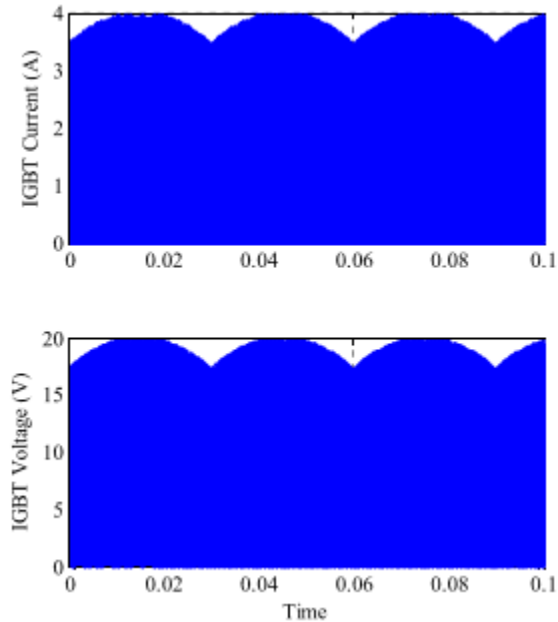


Figura 205 Variación de corriente y potencia del panel en el tiempo.



(Fuente: Kadwane, Kumbhare & Mohanta, 2015)

Figura 206 Variación de corriente y voltaje el inversor en el tiempo



(Fuente: Kadwane, Kumbhare & Mohanta, 2015)

Presentado el modelo en Simulink con cálculo de confiabilidad y MTBF (tiempo medio entre fallos), se concluye que la eficacia de la metodología propuesta para aplicaciones en tiempo real es realmente alta, además de que toma en cuenta la operación en tiempo real de los componentes electrónicos, teniendo más relevancia para aplicaciones prácticas (Kadwane, Kumbhare & Mohanta, 2015).

Siendo la demanda por energía de calidad alta y la eficiencia de los módulos fotovoltaicos baja, en el rango del 13%, se hace necesario operarlos en el punto de máxima potencia para que esta pueda ser entregada a la carga bajo condiciones cambiantes de temperatura e irradiancia. El algoritmo utilizado para alcanzar la máxima potencia es el de conductancia incremental, impulsado por un convertidor DC-DC modelado con las fórmulas de la Ecuación 16 a la Ecuación 18.

$$L = \frac{V_{pv}D}{2\Delta i_1 f_{sh}}$$

Ecuación 16

$$C = \frac{I_d D}{\Delta V f_{sh}}$$

Ecuación 17

$$D = 1 - \frac{V_{in}}{V_b}$$

Ecuación 18

Siendo;

L: Inductancia para el convertidor.

C: Conductancia para el convertidor.

D: Ciclo de trabajo del convertidor.

$V_{pv}$ : Salida de voltaje del arreglo fotovoltaico.

$V_{in}$ : Salida de voltaje desde el arreglo fotovoltaico.

$V_b$ : Salida de voltaje a la carga.

$\Delta i_1$ : Entrada de corriente de rizado desde el arreglo fotovoltaico (10% de la corriente).

$I_d$ : Salida de corriente a la carga.

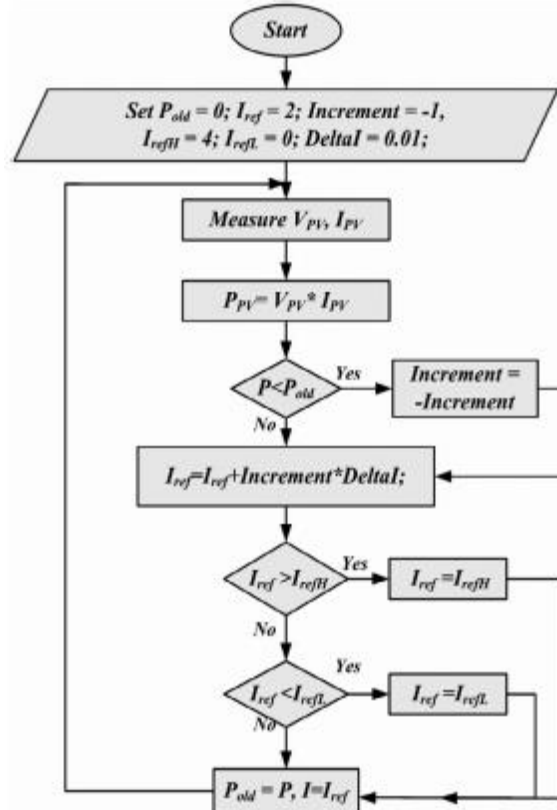
$\Delta V$ : Salida de voltaje de rizado a la carga (5% del voltaje).

$f_{sh}$ : Frecuencia de conmutación.

De esta manera se sigue el punto de máxima potencia del arreglo cambiando el ciclo de trabajo del convertidor, modificando el voltaje y la corriente para mantener la máxima potencia en la carga (Tripathi, Singh & Badoni, 2013).

Se presenta un modelo en matlab de un módulo fotovoltaico de triple unión, los cuales tienen una alta eficiencia de conversión con un record de más del 40%, y un seguidor de punto de máxima potencia (MPPT), comparando la técnica perturbar y observar (P&O) con el uso de redes neuronales artificiales (ANN), aumentando este último la eficiencia en un 11.28%. La técnica del P&O se ilustra en el diagrama de flujo de la Figura 207.

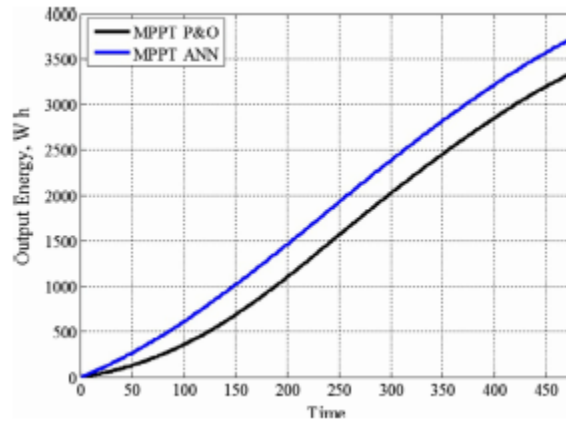
Figura 207 Diagrama de flujo del algoritmo P&O.



(Fuente: Rezk & Hasaneen, 2015)

Consiste en comparar la potencia en diferentes muestras y perturbar la corriente periódicamente; el proceso continúa hasta que el cambio en la potencia con respecto a la corriente es cero. La red neuronal propuesta en este trabajo se llama red neuronal prealimentada, y consiste en entregar datos de entrada, obtenidos de las mediciones de radiación solar y temperatura del ambiente, y datos de salida deseados, obtenidos con ayuda del modelo matemático de las características del módulo fotovoltaico, para que, con iteraciones de prueba y error, la red neuronal aprenda el camino más fácil para obtener los datos de salida deseados. Como resultado se muestran gráficas comparativas entre las técnicas de MPPT, como las mostradas en la Figura 208.

**Figura 208 Comparación de la salida de energía entre la técnica con ANN y la técnica con P&O.**



(Fuente: Rezk & Hasaneen, 2015)

El incremento en la salida de energía prueba la superioridad de las ANN MPPT que puede ser traducido en una considerable reducción del costo por kW generado (Rezk & Hasaneen, 2015).

Cuando la corriente y la potencia son graficados contra el voltaje, las curvas características I-V y P-V pueden ser observadas. El punto de máxima potencia es el punto en la curva P-V característica donde la máxima potencia se presenta. Se implementan diferentes métodos de seguimiento del punto de máxima potencia. Parámetros como el factor de llenado y la resistencia característica, mostrados en la Figura 209 y la Figura 210 respectivamente, son útiles para el rastreo del punto de máxima potencia y se definen con la Ecuación 19 y la Ecuación 20.

$$P_{mpp} = FF * V_{oc} * I_{sc}$$

**Ecuación 19**

Siendo;

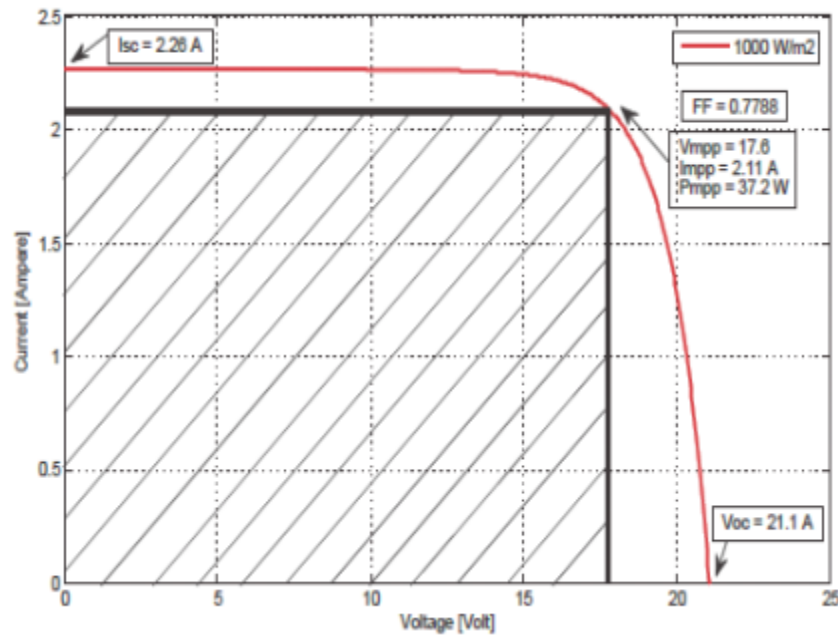
$P_{mpp}$ : Potencia en el punto de máxima potencia.

FF: Factor de llenado.

$V_{oc}$ : Voltaje de circuito abierto.

$I_{sc}$ : corriente de circuito cerrado.

Figura 209 Factor de llenado.



(Fuente: Patil & Deshpande, 2015)

$$Rch = Vmpp / Impp$$

Ecuación 20

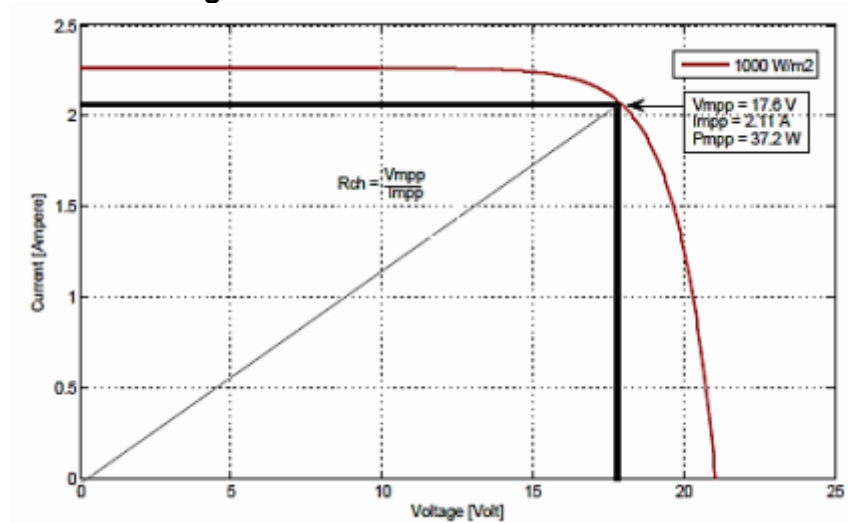
Siendo;

Rch: Resistencia característica.

Vmpp: Voltaje en el punto de máxima potencia.

Impp: Corriente en el punto de máxima potencia.

**Figura 210 Resistencia característica.**



(Fuente: Patil & Deshpande, 2015)

Se pueden hallar diferentes valores de estos parámetros en diferentes condiciones climáticas como se muestra en la Tabla 22 y la Tabla 23.

**Tabla 22 Factor de llenado y resistencia característica a temperatura ambiente (25°C).**

Sr. No.	Radiation (W/m <sup>2</sup> )	FF	R <sub>ch</sub> (Ω)
1	1000	0.788	8.74
2	800	0.792	10.32
3	600	0.781	13.49
4	400	0.787	79.23
5	200	0.760	40.87

(Fuente: Patil & Deshpande, 2015)

**Tabla 23 Factor de llenado y resistencia característica a irradiancia estándar (1000 W/m<sup>2</sup>).**

Sr.No.	Temperature (°C)	FF	R <sub>ch</sub> (Ω)
1	15	0.801	9.53
2	20	0.795	9.12
3	25	0.788	8.74
4	30	0.779	8.36
5	35	0.741	7.96
6	40	0.723	7.64

(Fuente: Patil & Deshpande, 2015)

Usando el factor de llenado, el punto de máxima potencia de un módulo fotovoltaico puede ser fácilmente calculado, y la resistencia característica el módulo fotovoltaico es útil para la determinación de la carga en diferentes condiciones climáticas (Patil & Deshpande, 2015).

## 2.5 Modelos aplicados al departamento de Santander

Para la implementación de modelos en Santander, es importante hacer un recuento sobre los aspectos que afectan la eficiencia de los paneles solares: la temperatura, la radiación, su construcción y la elección de usar MPPT's y seguidores solares.

En cuanto a la temperatura, se tiene en cuenta que depende de tres mecanismos: la conducción, la convección y la radiación; los cuales dependen a su vez de la resistencia térmica, las propiedades emisivas y las condiciones ambientales. De la construcción depende la eficiencia que pueda llegar a alcanzar el módulo, pero también su peso, grosor y costo. La importancia de elegir un MPPT reside en su confiabilidad, tiempo de respuesta y eficiencia de conversión; aumentando ampliamente la eficiencia de todo el sistema al usar métodos como perturbar y observar (P&O), perturbar y observar de paso variable (variable step P&O), voltaje constante (CV), controlador de lógica difusa (fuzzy logic controller), conductancia incremental (IC), búsqueda de escalada (HCS) y redes neuronales artificiales (ANN's). Por último, los seguidores solares, teniendo en cuenta los tipos de ejes, con una buena planeación pueden superar el costo de energía de su implementación al aumentar la eficiencia del sistema y mejorar la relación entre la temperatura del módulo y la radiación solar recibida.

Según Khatib & Elmenreich (2016), son propuestos varios códigos para la simulación de sistemas fotovoltaicos mostrados en los anexos. Teniendo en cuenta los objetivos, entre los cuales se incluye un sistema propuesto para el departamento de Santander, se toman los datos ambientales del municipio de Bucaramanga, obtenidos desde la página de la NASA, y se observan los resultados correspondientes.

El Anexo A calcula la posición del sol, determinada por dos ángulos: El ángulo de altitud ( $\alpha$ ) y el ángulo azimuth ( $\theta_s$ ). Para esto requiere como entradas las coordenadas de la locación (altitud y longitud), el número del día, la hora meridiana local y la diferencia horaria con el GMT (Hora del meridiano de Greenwich). Para Bucaramanga, estos datos serían los siguientes:

Latitud: 7,11.

Longitud: -73,12.

Número de día: 183 (2 de julio).

Hora meridiana local: 792 (13:12 en minutos).

GMT: -5 horas.

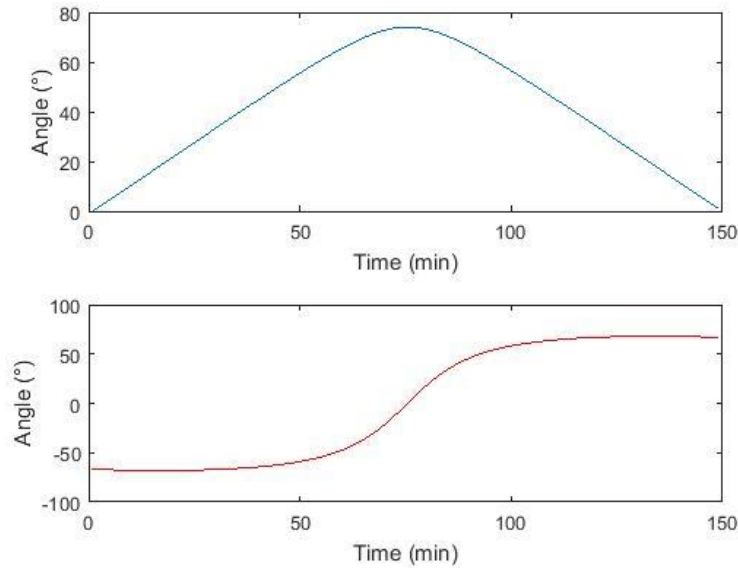
Los resultados son los siguientes:

$\alpha = -68,37$ .

$\theta_s = 13,95$ .

El Anexo B calcula los mismos ángulos, pero tiene como salidas perfiles que describen el valor de estos durante todo el día, como se muestra en la Figura 211, por lo que los valores de entrada son los mismos, pero no se necesita la hora meridiana local.

**Figura 211 Perfil de los ángulos de altitud y azimuth en un día.**

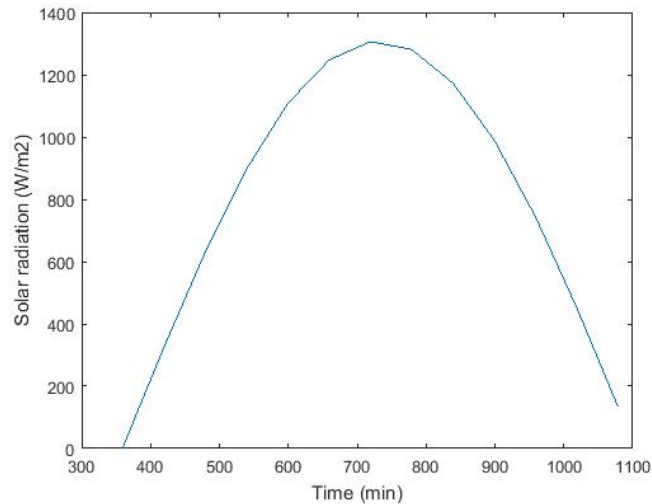


(Fuente: Autor)

El Anexo C simula la energía emitida por un cuerpo similar al sol, sin embargo, no es objetivo de este trabajo analizar estos resultados.

El Anexo D calcula la radiación extraterrestre (la radiación justo encima de la atmósfera de la tierra) sobre una ciudad; para el caso de Bucaramanga los datos de entrada serían los mismos que en el Anexo B. La gráfica resultante, mostrada en la Figura 212, describe los niveles de irradiación solar extraterrestre a lo largo de un día.

**Figura 212 Irradiación solar extraterrestre diaria en Bucaramanga.**

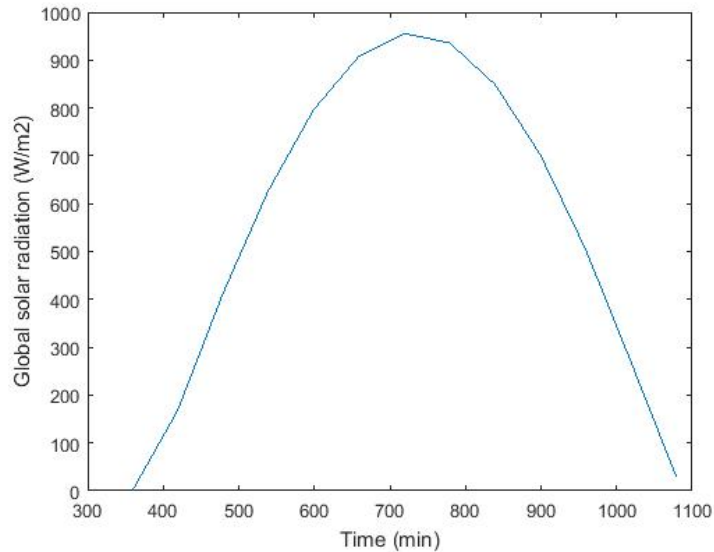


(Fuente: Autor)



El Anexo E calcula la radiación global (la radiación justo debajo de la atmósfera de la tierra) diaria en una superficie horizontal. Los valores de entrada son los mismos que los del anexo anterior y los resultados están graficados en la Figura 213.

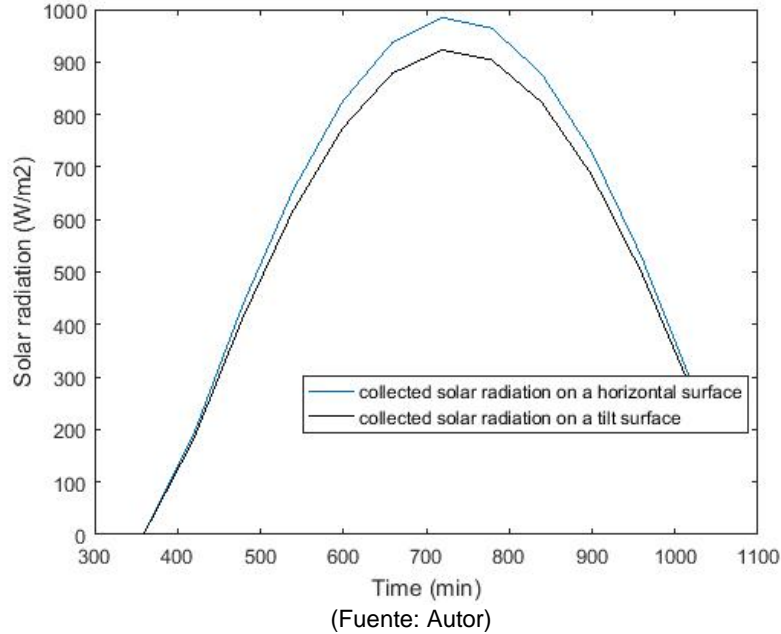
**Figura 213 Radiación solar global para Bucaramanga.**



(Fuente: Autor)

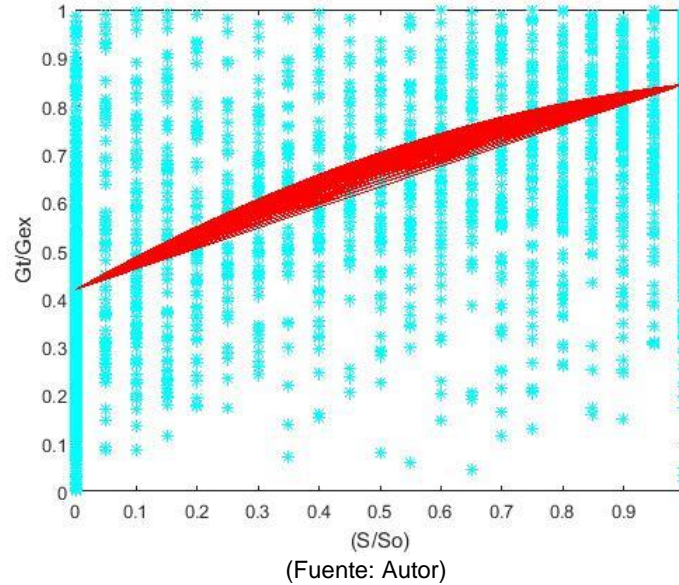
El Anexo F compara la radiación solar global en una superficie plana y en una inclinada. Los datos de entrada son los mismos que los anteriores. La inclinación se asume igual al ángulo de latitud de la zona;  $7,11^\circ$ . Es observable, según la Figura 214, que en esta ocasión es más rentable el uso de la superficie horizontal.

**Figura 214 Radiación solar global en una superficie horizontal y en una inclinada para Bucaramanga.**



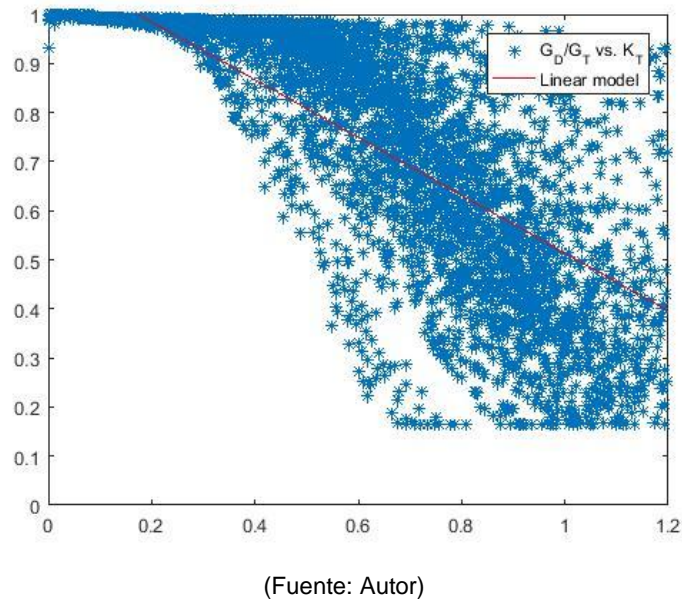
El Anexo G modela la radiación global solar de un año mediante un modelo lineal; similar a un método de regresión lineal. Los datos de longitud y latitud son los de Bucaramanga. El modelo requiere datos históricos por hora durante un año, sin embargo, la página de la NASA provee como mínimo datos históricos por día, por lo que se procedió a tomar valores aleatorios alrededor de los promedios obtenidos desde la página de la NASA cuidando la lógica de las horas en las que debe haber más sol. Los resultados son mostrados en la Figura 215.

**Figura 215 Radiación solar global sobre una superficie horizontal en Bucaramanga usando el modelo lineal.**



El Anexo H modela la radiación solar difusa de un año mediante el uso de una regresión lineal. La página de la NASA no ofrece datos históricos de radiación solar difusa, por lo que se optó a tomar un porcentaje de la radiación solar global. Los resultados son mostrados en la Figura 216.

**Figura 216 Radiación solar difusa sobre una superficie horizontal en Bucaramanga usando el modelo lineal.**

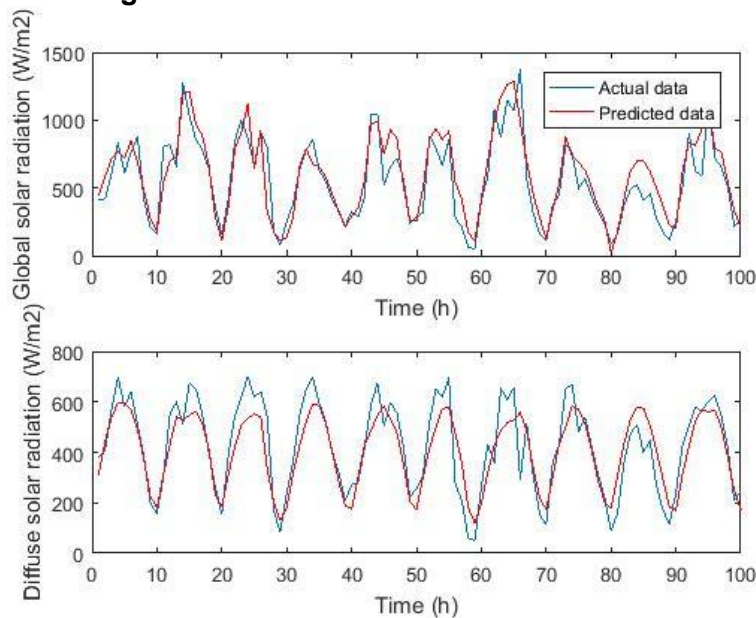


El Anexo I usa un modelo con FFMLP ANN (Feed Forward Multi Layer Perceptron Artificial Neural Network) para predecir la radiación global y difusa a partir de una base de datos. Los datos de entrada son los mismos de los anteriores incluyendo la humedad relativa y la temperatura del bulbo seco. La humedad relativa se puede obtener desde la página de la NASA, sin embargo, como pasa con los otros datos obtenidos de esta página, el promedio mínimo es el diario, por lo que se procede a usar datos por hora alrededor de los obtenidos por la página. La temperatura del bulbo seco es tomada de una base de datos externa.

El FFMLP ANN (traducido: red neuronal artificial de perceptrón multicapa prealimentado) es una de las redes neuronales más sencillas y consta nodos de entrada, nodos de salida y nodos intermedios (escondidos) organizados en varias capas en las que la información se mueve de manera unidireccional, es decir, no hay ningún ciclo en estas redes.

La Figura 217 es obtenida al usar la mitad de la base de datos para alimentar la red neuronal, y comparar los datos predichos por esta con la otra mitad.

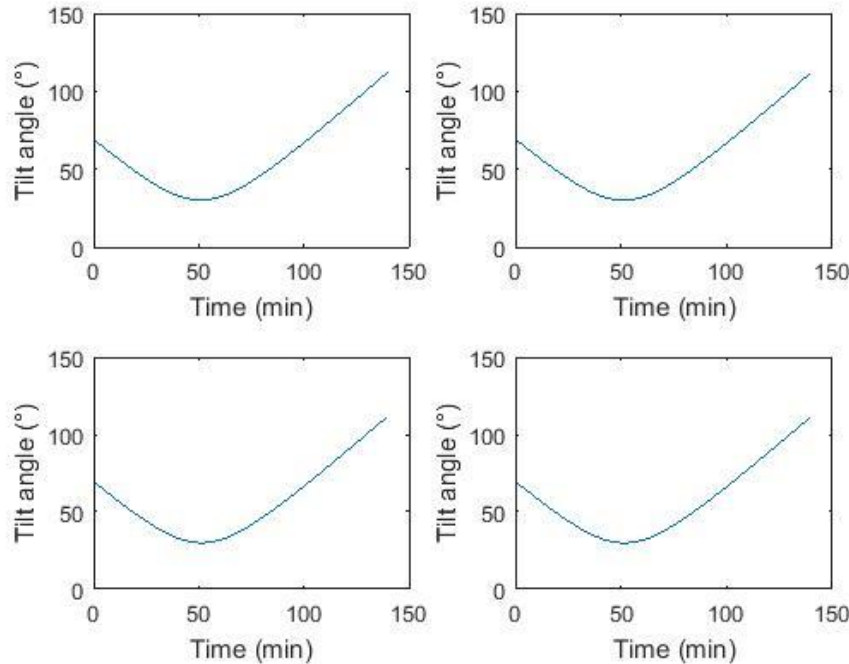
**Figura 217 Resultados del modelo con ANN.**



(Fuente: Autor)

El Anexo J simula un seguidor del sol para aumentar la eficiencia del sistema fotovoltaico. Los resultados, en la Figura 218, muestran los ángulos de inclinación óptimos para los paneles en cada momento durante cuatro días. Las variables de entrada son únicamente la latitud y la longitud.

Figura 218 Ángulos de inclinación óptimos en Bucaramanga.



(Fuente: Autor)

El Anexo K predice las curvas características de un panel basado en su datasheet. Un panel encontrado comercialmente en Bucaramanga puede ser el CS6C 150P de CanadianSolar, cuya hoja de datos se muestra en la Tabla 24. Los datos requeridos son: El factor de calidad del diodo ( $\approx 2$  para policristalino), el número de células y la temperatura, el voltaje de circuito abierto y la corriente de corto circuito en STC y en NOCT.

Tabla 24 CS6C CanadianSolar datasheet.

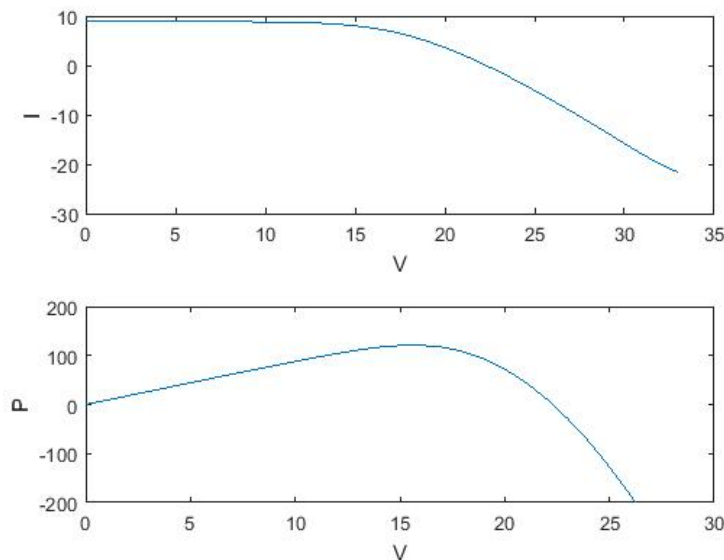
ELECTRICAL DATA   STC*	
Electrical Data CS6C	<b>150P</b>
<b>Nominal Max. Power (Pmax)</b>	150 W
<b>Opt. Operating Voltage (Vmp)</b>	18.1 V
<b>Opt. Operating Current (Imp)</b>	8.30 A
<b>Open Circuit Voltage (Voc)</b>	22.3 V
<b>Short Circuit Current (Isc)</b>	8.87 A
<b>Module Efficiency</b>	15.17 %
* Under Standard Test Condiciones (STC) of irradiance of 1000 W/m <sup>2</sup> , spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25 °C.	
ELECTRICAL DATA   NOCT*	
Electrical Data CS6C	<b>150P</b>
<b>Nominal Max. Power (Pmax)</b>	109 W
<b>Opt. Operating Voltage (Vmp)</b>	16.5 V
<b>Opt. Operating Current (Imp)</b>	6.59 A
<b>Open Circuit Voltage (Voc)</b>	20.5 V

<b>Short Circuit Current (Isc)</b>	7.19 A
<b>*Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20 °C, wind speed 1 m/s.</b>	
MODULE   MECHANICAL DATA	
Specification	Data
<b>Cell Type</b>	Poly-crystalline, 6 inch
<b>Cell Arrangement</b>	36 (4 x 9)
<b>Dimensions</b>	1485 x 666 x 40 mm
<b>Weight</b>	12 kg

(Fuente: CanadianSolar)

El Anexo L llama al código anterior para dibujar las curvas, mostradas en la Figura 219, teniendo en cuenta la radiación y la temperatura de la zona, siendo lo estándar en Bucaramanga 1000 W/m<sup>2</sup> y 25 °C respectivamente.

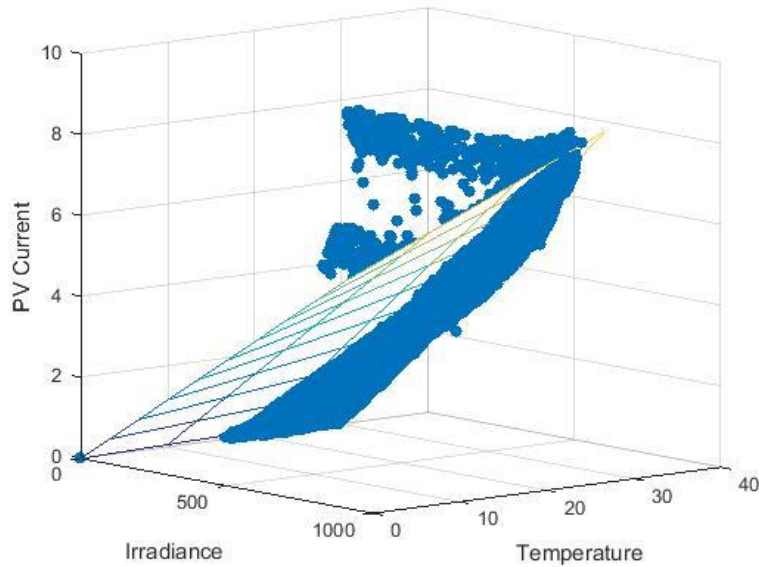
**Figura 219 Curvas I-V y P-V en condiciones estándar en Bucaramanga.**



(Fuente: Autor)

El Anexo M es una regresión lineal de la corriente fotovoltaica a partir de datos históricos por minuto de irradiancia, temperatura y corriente fotovoltaica, como se muestra en la Figura 220; sin embargo, ya que no es posible conseguir estos datos en la página de la NASA, se usaron unos datos de ejemplo similares a los que se podrían encontrar experimentalmente en Bucaramanga.

**Figura 220 Regresión lineal con base en datos históricos.**

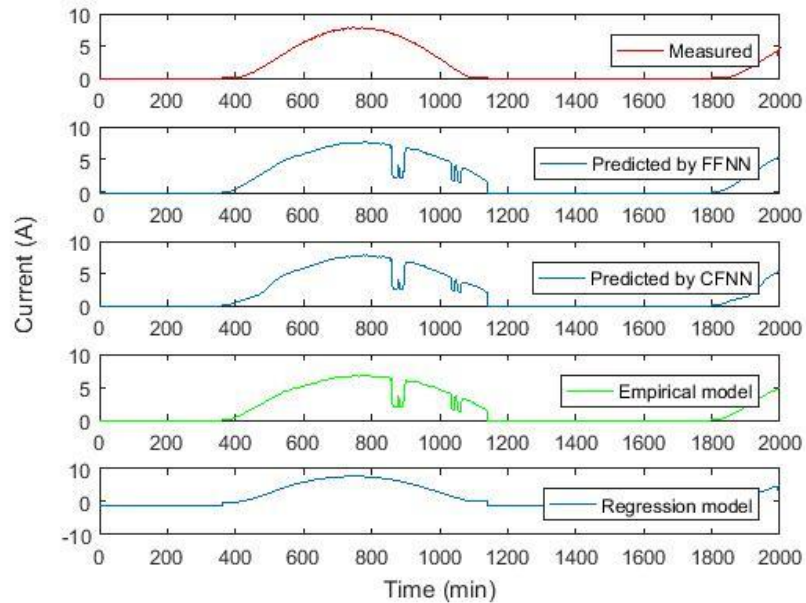


(Fuente: Autor)

El Anexo N compara varios modelos para predecir la corriente, como se muestra en la Figura 221, usando los mismos datos históricos del anexo anterior. Los modelos son GRNN (Generalized Regression Neural Network), CFNN (Cascade Forward Neural Network), FFNN (Feed Forward Neural Network), un modelo empírico (que consiste en asumir una constante de proporcionalidad entre la irradiancia y la corriente) y una regresión lineal (como la del anexo anterior).

El GRNN no se pudo simular debido a que exigía una memoria RAM mucho mayor a la de mi ordenador (9,7 GB frente a los 6 GB de los que dispongo).

Figura 221 Predicción de corriente de salida con varios modelos.



(Fuente: Autor)

Para evaluar la precisión de cada modelo, en la Tabla 25, se usan tres errores estadísticos: MAPE (Mean Absolute Percentage Error), RMSE (Root Mean Square Error) y MBE (Mean Bias Error). El primero representa la precisión del modelo, el segundo representa la desviación de los valores obtenidos con respecto a los valores originales, y el tercero representa la tendencia al error.

Tabla 25 Evaluación estadística de los modelos.

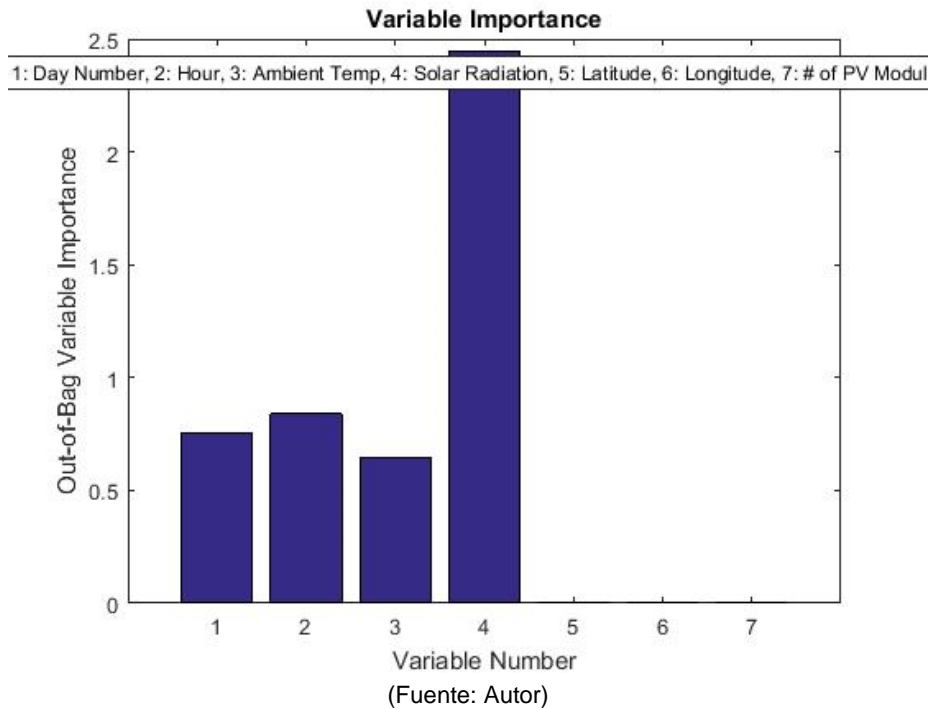
	MAPE (%)	RMSE (%)	MBE (%)
FFNN	5.8432	6.2058	-6.2058
CFNN	6.0654	6.4570	-6.4570
Empirical model	16.5013	19.7624	-19.7624
Regression model	33.815	51.0937	-51.0937

(Fuente: Autor)

El Anexo O, el Anexo P y el Anexo Q forman parte de un mismo programa, para usar el modelo de RF (Random Forests), que usa como valores de entrada, entre otros, la corriente de salida del sistema fotovoltaico, dato que no se puede obtener desde la página de la NASA, por lo que se usó una base de datos de ejemplo. El Anexo O usa como datos de entrada el número del día, la hora, la temperatura, la radiación, la latitud, la longitud y el número de paneles, y analiza cuales de estas son las variables más importantes para determinar la corriente de salida, como se muestra en la Figura 222.



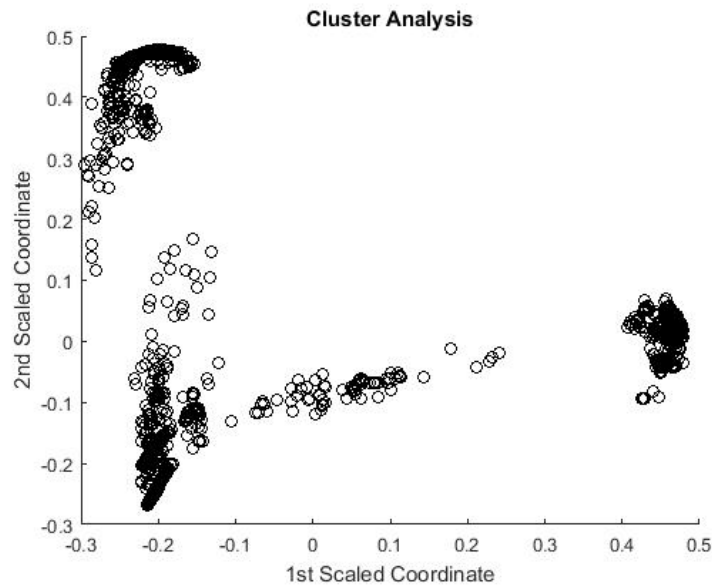
**Figura 222 Importancia de las variables.**



Además se presenta el análisis de grupos, como en la Figura 223, y de valores atípicos, como en la

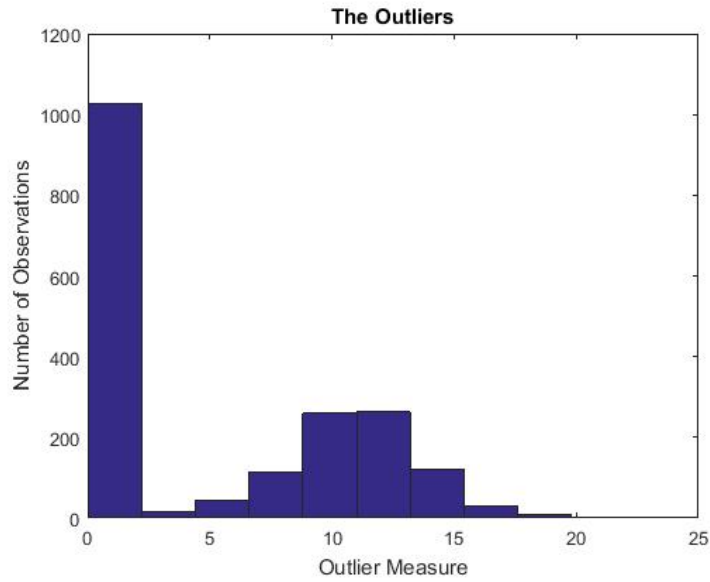
Figura 224.

**Figura 223 Análisis de grupos.**



(Fuente: Autor)

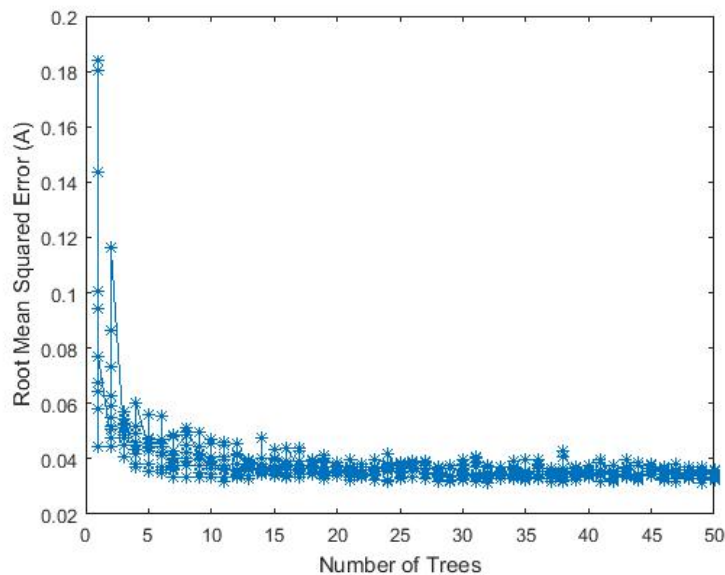
**Figura 224 Análisis de valores atípicos.**



(Fuente: Autor)

El Anexo P optimiza el número de árboles usado en el método de RF de acuerdo a los valores de RMSE, MBE, MAPE y OOB (Out Of Bag), como se muestra en la Figura 225, la Figura 226, la Figura 227 y la Figura 228, respectivamente.

**Figura 225 RMSE contra número de árboles.**



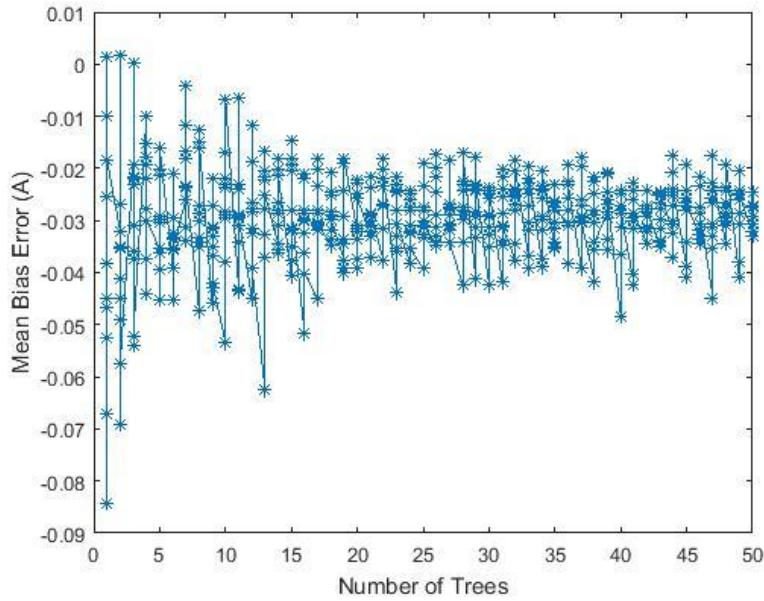
ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:  
Soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACIÓN:

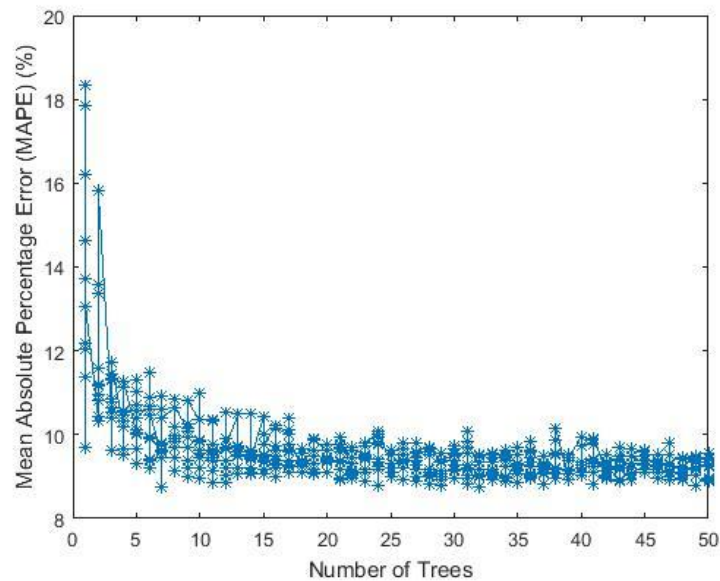
(Fuente: Autor)

Figura 226 MBE contra número de árboles.



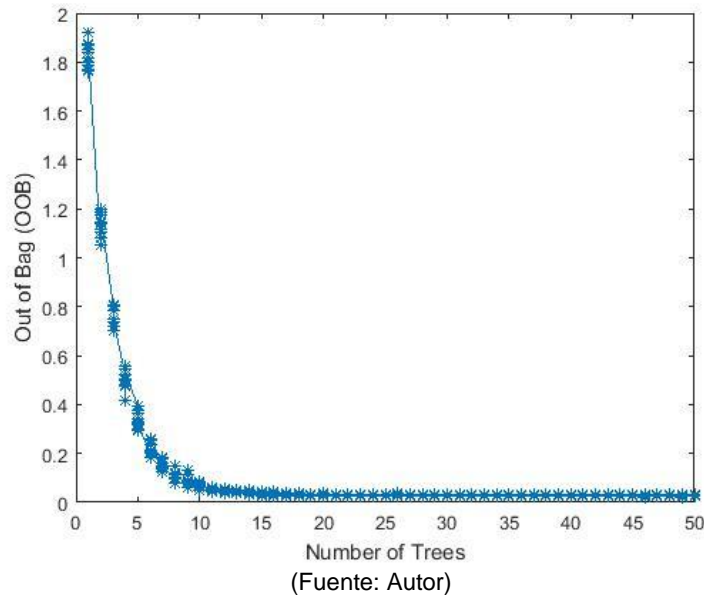
(Fuente: Autor)

Figura 227 MAPE contra número de árboles.



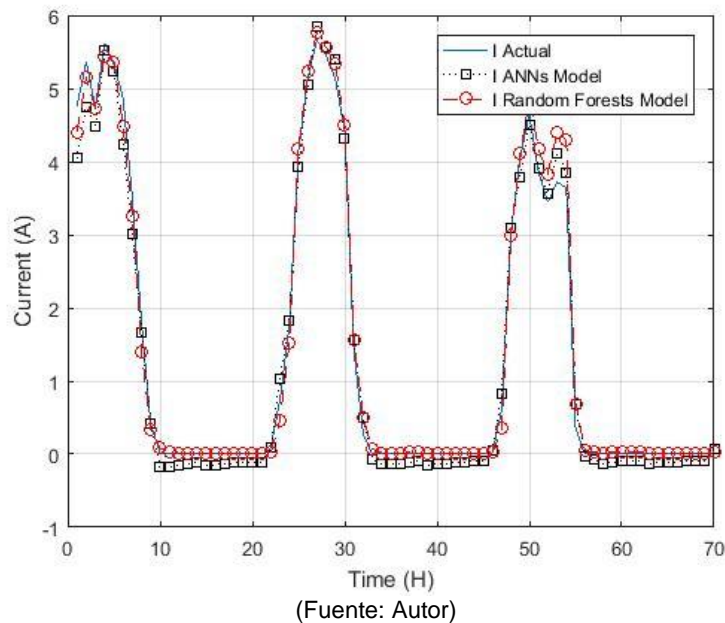
(Fuente: Autor)

Figura 228 OOB contra número de árboles.



En el anexo Anexo Q, como se muestra en la Figura 229, se toma el número de árboles como 65 y se usan las variables de entrada más importantes para comparar las predicciones del modelo de RF y de algún ANN; en este caso el FFNN.

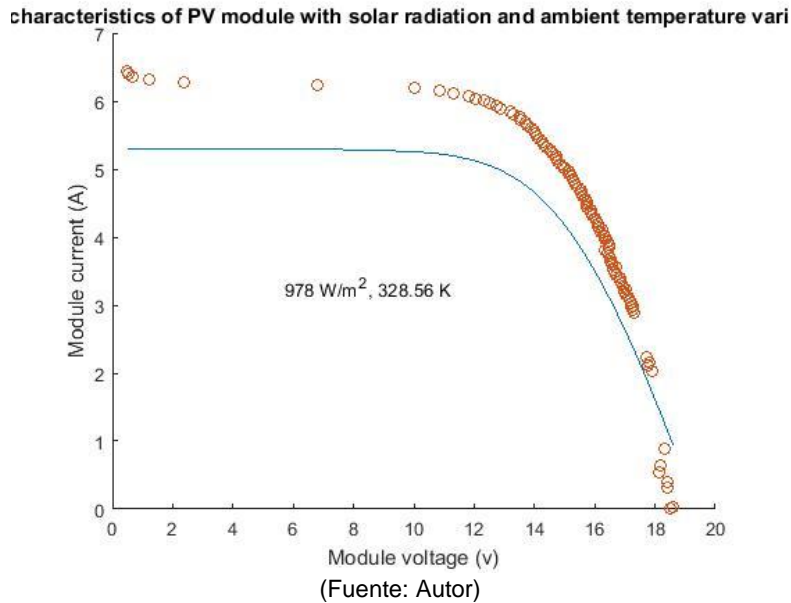
Figura 229 Corriente predecida por los modelos FFNN y RF.



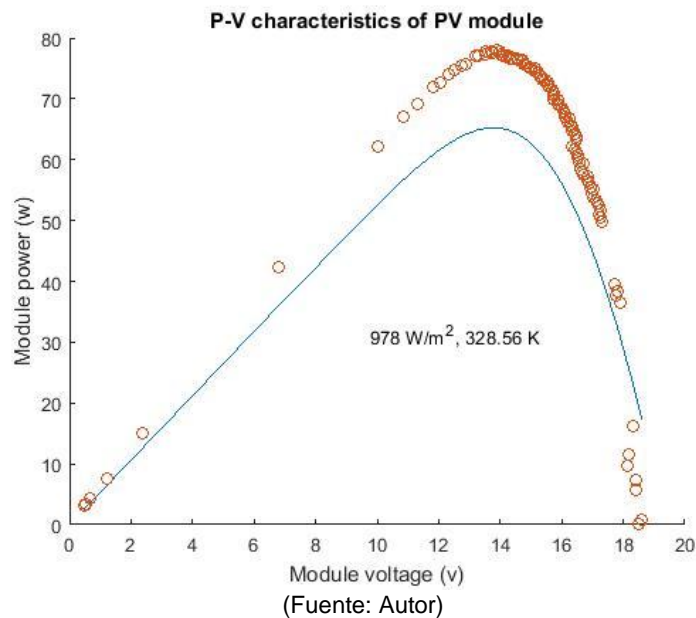
El Anexo R usa la función creada en el Anexo S, basada en el algoritmo de evolución diferencial, para determinar los valores óptimos, según las condiciones de radiación y

temperatura, de 5 parámetros, tomados de la Tabla 24, y luego usa el método newton-rhapson para predecir las curvas características y compararlos con los datos experimentales (tomados de una base de datos de ejemplo ya que no se pueden obtener de la página de la NASA), como se muestra en la Figura 230 y la Figura 231.

**Figura 230 Comparación de la curva I-V teórica (en azul) y experimental (en rojo).**



**Figura 231 Comparación de la curva P-V teórica (en azul) y experimental (en rojo).**



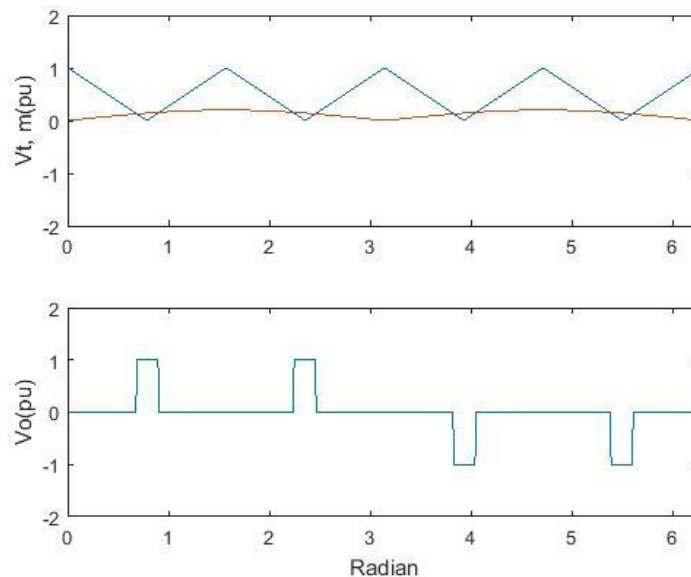
El Anexo T y el Anexo U, son ejemplos para mostrar cómo se escribiría el código para implementar los métodos P&O (perturbar y observar) e IC (conductancia incremental), respectivamente, en el rastreo de máxima potencia (MPPT).

En el Anexo V se modela el inversor dc-ac con datos de ejemplo que se pueden conseguir de un datasheet, en este caso son:

- Frecuencia de salida: 50 Hz.
- Índice de modulación: 20%.
- Frecuencia de la señal portadora: 200 Hz.
- Ángulo de fase de la carga: 25°.

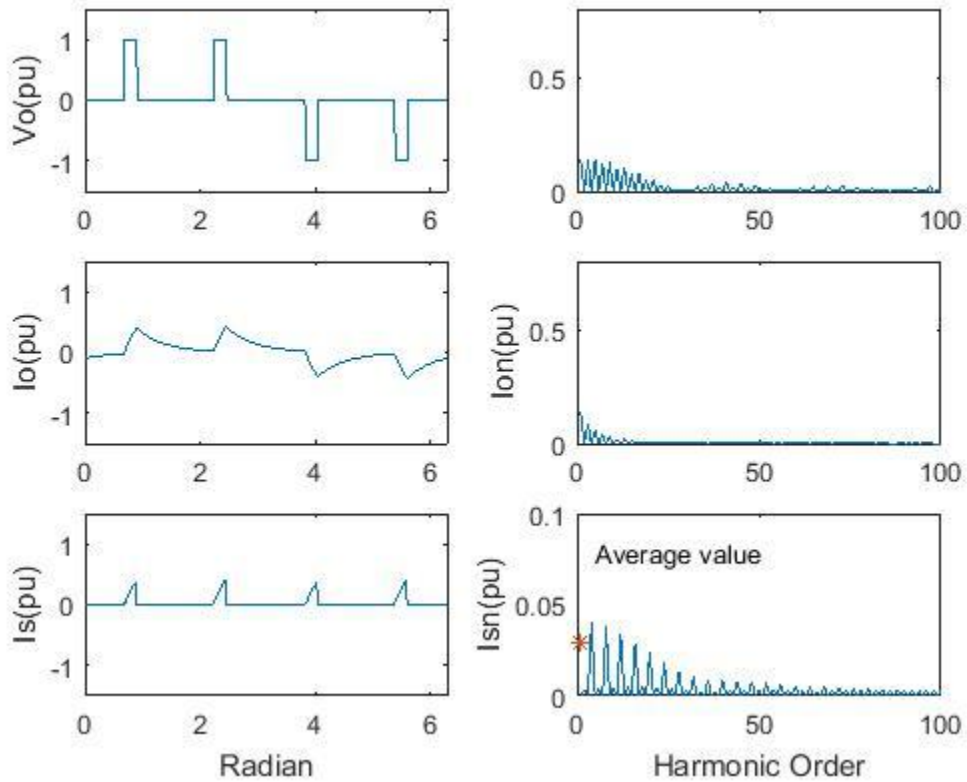
A partir de lo cual modela una señal triangular de voltaje entrante y una señal modulada de voltaje de salida, como se muestra en la Figura 232, y las señales de voltaje de salida, corriente de salida y corriente de entrada, con sus correspondientes distorsiones armónicas, como se muestra en la Figura 233.

**Figura 232 Señales de voltaje de entrada ( $V_t$ ) y de salida ( $V_o$ ).**



(Fuente: Autor)

**Figura 233 Señales de voltaje de salida ( $V_o$ ), corriente de salida ( $I_o$ ) y corriente de entrada ( $I_s$ ) con sus distorsiones armónicas.**

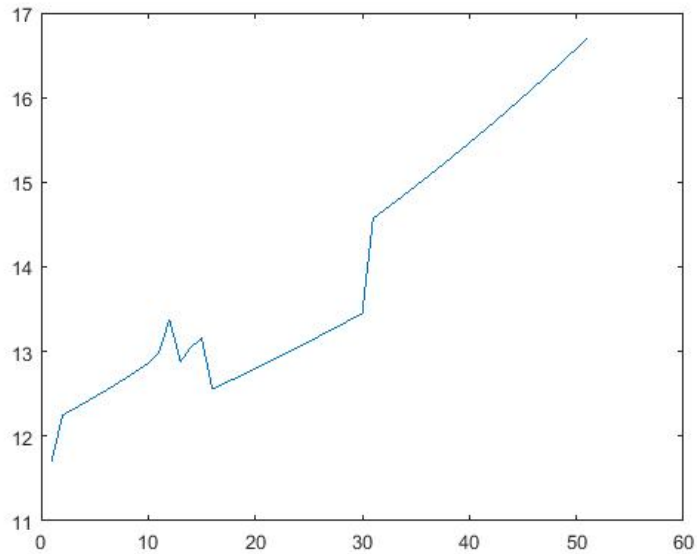


(Fuente: Autor)

El Anexo W modela una batería con sus intervalos de carga y descarga en términos de voltaje, como se muestra en la Figura 234, y SOC (estado de carga), como se muestra en la

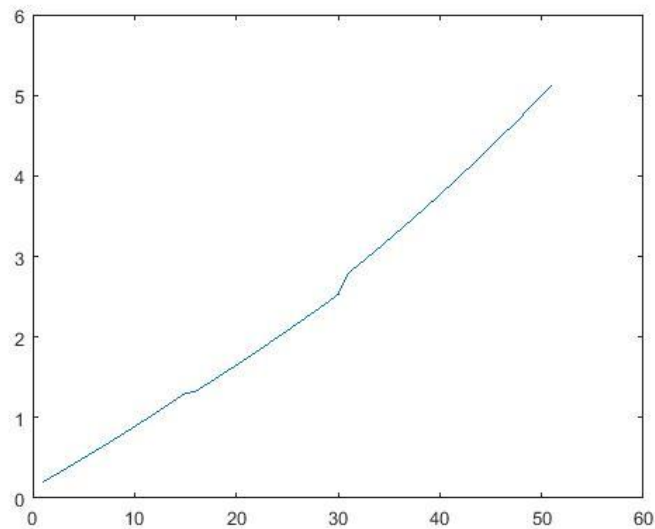
Figura 235. Los valores de entrada son totalmente aleatorios con el propósito de mostrar el comportamiento sin darle importancia a los valores.

**Figura 234 Voltaje de la batería a lo largo del tiempo.**



(Fuente: Autor)

**Figura 235 SOC de la batería a lo largo del tiempo.**



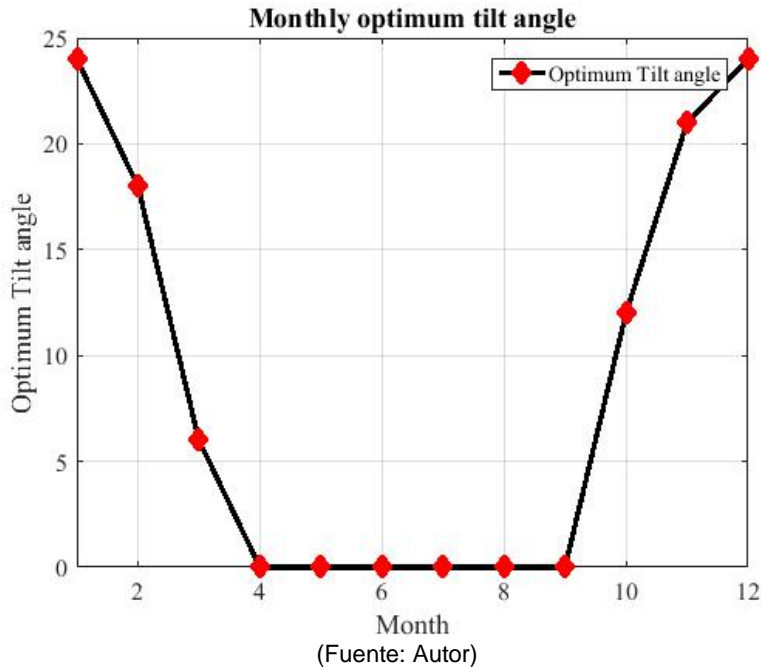
(Fuente: Autor)

Como se puede observar en las dos figuras anteriores hay un pequeño intervalo de descarga con unos pequeños picos en su inicio, pero que sin embargo no afecta mucho el comportamiento del SOC.



El Anexo X analiza los datos históricos de radiación global y difusa, en este caso obtenidos de la página de la NASA, y optimiza el ángulo de inclinación del panel por mes, como se muestra en la Figura 236.

**Figura 236 Inclinación óptima por mes.**

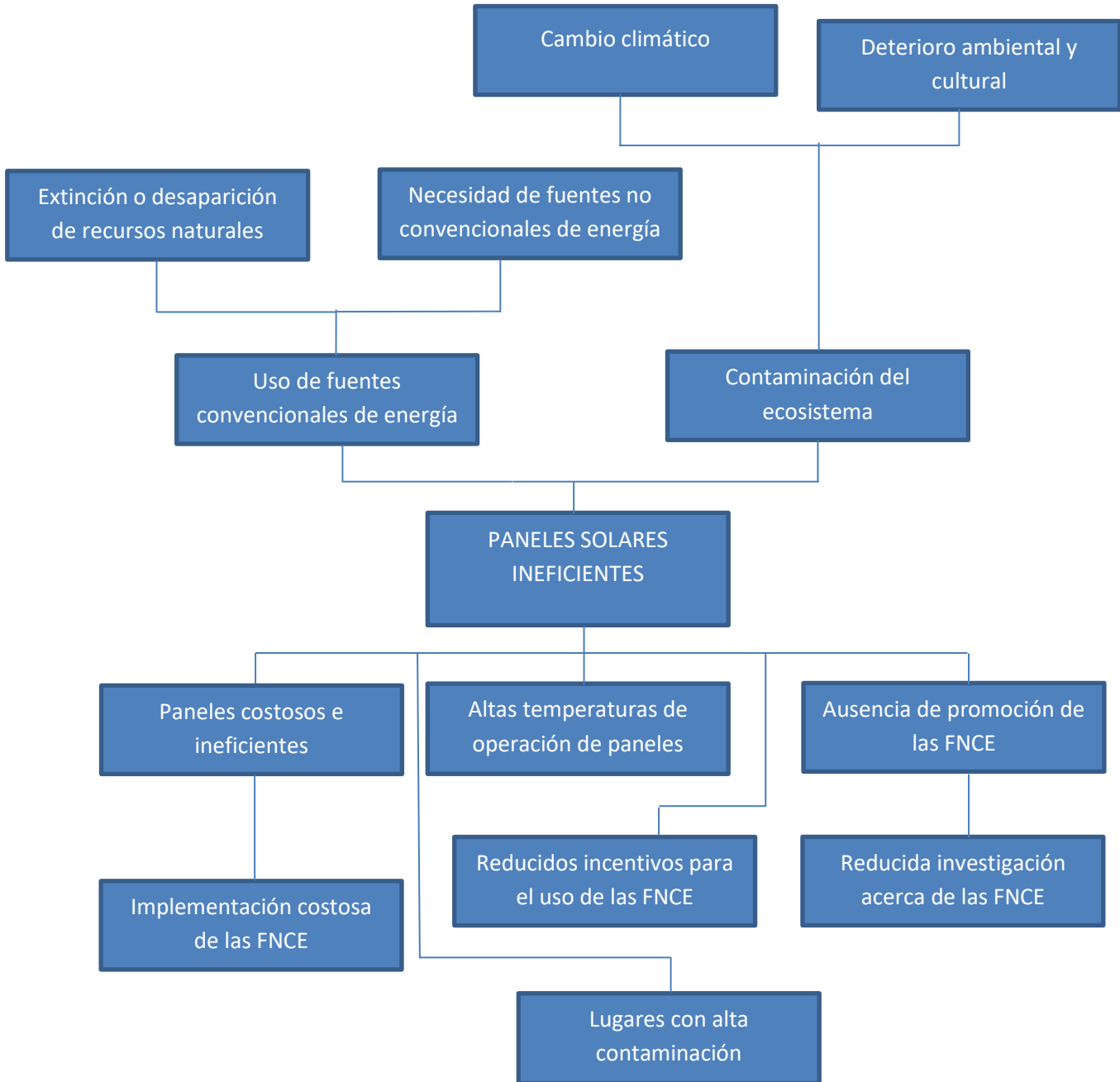


El Anexo Y simula un sistema de bombeo de agua alimentado con un sistema fotovoltaico, usando como entradas la radiación, sacada de la página de la NASA, la temperatura de la célula, el voltaje del módulo y la corriente del módulo, sacados de datos históricos de ejemplo ya que no se pueden conseguir en la página de la NASA. Los resultados no son plotados, sino guardados en archivos .mat, los cuales representan variables como el flujo de agua por hora (m<sup>3</sup>), la cabeza de bombeo de agua (m), el agua demandada por hora (m<sup>3</sup>), el tamaño del déficit de agua antes y después de que el tanque está lleno (m<sup>3</sup>), el tamaño del exceso de agua antes y después de que el tanque está lleno (m<sup>3</sup>), el tamaño del tanque de almacenamiento (m<sup>3</sup>), el estado de carga (SOC), la eficiencia del sistema y la probabilidad de pérdida de carga durante un año.

### 3. DESARROLLO DEL TRABAJO DE GRADO

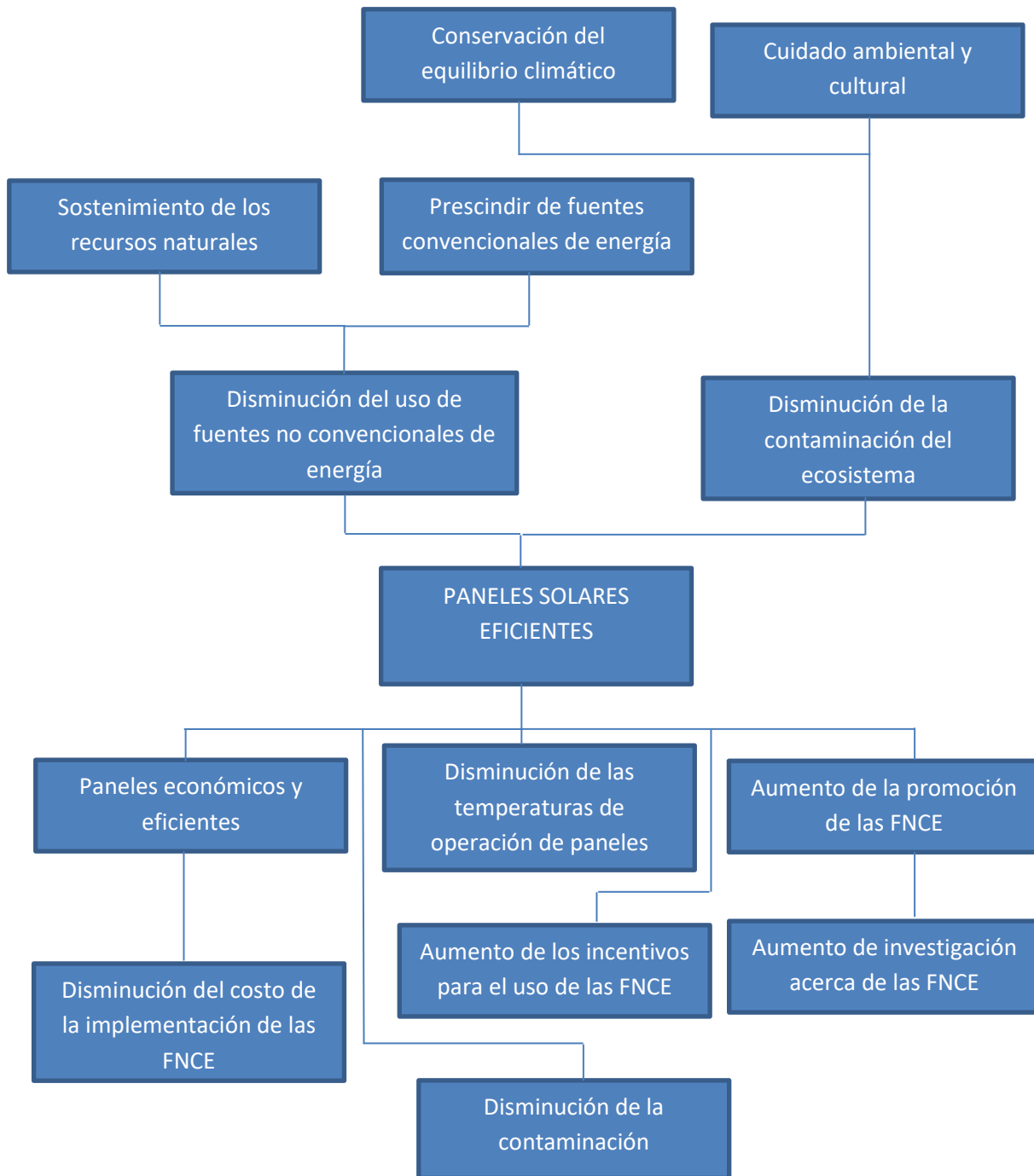
#### 3.1 MARCO LÓGICO

##### 3.1.1 ÁRBOL DE PROBLEMAS



(Fuente: Autor)

**3.1.2 ÁRBOL DE OBJETIVOS**



(Fuente: Autor)

### 3.1.3 ANÁLISIS DE INVOLUCRADOS

Involucrados	Expectativa	Fuerza	Resultante
<b>Unidades Tecnológicas de Santander</b>	Alta (4) Promoción de investigación, desarrollo tecnológico, contribución al mejoramiento del medio ambiente, mejoras en la calidad de vida de los habitantes de la región.	Baja (2) Los grupos de investigación de la universidad muestran avances, pero faltan recursos económicos.	8
<b>Empresas generadoras</b>	Alta (4) Nuevas tecnologías, contribución al mejoramiento del medio ambiente, mantener y mejorar el rendimiento de los paneles solares.	Regular (3) Existe interés por el traslado hacia las energías limpias, sin embargo sigue siendo minoría.	12
<b>Empresas operadoras de red</b>	Alta (4) Aumentar la capacidad de consumo, promover el uso de contadores nuevos y bidireccionales, promover la integración al sistema eléctrico de las zonas alejadas de la red.	Regular (3) Existe interés por el traslado hacia las energías limpias, sin embargo sigue siendo minoría.	12
<b>Empresas proveedoras de paneles</b>	Alta (4) Promover el uso de paneles solares, satisfacción del cliente con modelos confiables, mayor participación en el mercado de la energía.	Muy alta (5) Impulso de promociones y planes para inversión en proyectos de microgeneración	20
<b>Entidades ambientales</b>	Alta (4) Promoción del uso de energías limpias, generación de conciencia respecto	Alta (4) Impulso de leyes e incentivos para las energías limpias	16

Involucrados	Expectativa	Fuerza	Resultante
	al uso de combustibles fósiles.		
<b>Consumidor final</b>	Muy alta (5) Reducir costos en energía, convertirse en microgenerador de energía.	Muy baja (1) Desinformación, pocos incentivos del estado y desinterés por invertir en energías limpias.	5

(Fuente: Autor)

Identificar los grupos y organizaciones relacionados con el problema permite darle objetividad a la planificación, para lo cual se evalúa la fuerza y expectativa de cada uno en una escala de 1 a 5 donde el mayor grado indica la importancia y el involucramiento del mismo en el proyecto.

### 3.1.4 ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

Como solución ante el problema de ineficiencia de los paneles fotovoltaicos debido al aumento de temperatura de operación, se han propuesto 3 alternativas.

- **Refrigeración con celdas peltier:**

La primera es implementar un sistema basado en celdas peltier, alimentadas con la energía generada por los paneles, para el refrigeramiento de estos.

La ventaja de este sistema es su tamaño y su potencia frigorífica frente a otros sistemas; teniendo, cada celda, el tamaño de una moneda, y pudiendo disipar hasta 0,5 W de potencia frigorífica.

- **Irrigación por bombeo de agua:**

Hacer recorrer una película de agua, que los refresque y ayude a eliminar partículas de polvo y suciedad mediante un sistema de bombeo de agua.

- **Techos verdes:**

La tercera es la implementación de techos verdes junto con los paneles.

Lo interesante de esta alternativa es la sinergia que estos tienen. Los techos verdes, además de contribuir con la eficiencia de los paneles al mantener su temperatura, contribuyen en todos los aspectos en los que contribuyen estas plantas; captan dióxido de carbono, climatizan el edificio y filtran el agua.

Se elige la primera alternativa debido a que las otras dos ya han sido trabajadas a fondo en una patente de la UIS llamada "Método y sistema de irrigación inteligente de paneles fotovoltaicos integrados con techos verdes". (ASCUN, 2018).

**3.1.5 MATRIZ DE MARCO LÓGICO**

Nivel	Resumen narrativo de objetivos	Indicadores	Medios de verificación	Supuestos
<b>Fin</b>	Incrementar el uso de fuentes no convencionales de energía.	Estudios estadísticos de la UPME.	Política pública sobre energía eléctrica vigente.	Acceso a internet.
<b>Propósito</b>	Promover la investigación y evaluar el rendimiento de sistemas fotovoltaicos.	Profesionales que promuevan y participen en capacitaciones y seminarios sobre sistemas PV.	Registros y memorias de las capacitaciones y seminarios.	Disponibilidad de recursos por parte de entes públicos.
<b>Componentes</b>	<b>C1.</b> Revisar bibliografía.	Número de fuentes bibliográficas consultadas para la elaboración del estado del arte.	Instrumento bibliográfico del material consultado.	Acceso a las bibliotecas.
	<b>C2.</b> Analizar.	Código escrito en MATLAB.	Librería de archivos .m.	Los modelos incorporan todo disponible en el mercado.
	<b>C3.</b> Proponer.	Número de prototipos implementados.	Fotos, informes y artículos publicados.	Interesados en la implementación de sistemas PV con celdas peltier.
<b>Actividades</b>	<b>C1.1.</b> Búsqueda de literatura científica relacionada con el tema.	Solicitud de usuario y contraseña de la biblioteca virtual.	Acceso a la plataforma.	Disponibilidad de materiales.
	<b>C1.2.</b> Clasificación de jerarquía para inclusión en el proyecto.	Clasificación del material acumulado según importancia.	Instrumento bibliométrico del material consultado.	Almacenamiento efectivo del material.
	<b>C1.3.</b> Identificación de modelos sugeridos en la literatura acerca	Modelos en la literatura científica acumulados.	Instrumento bibliométrico del material consultado.	Almacenamiento efectivo del material.

	de eficiencia de paneles PV.			
	<b>C2.1.</b> Simular los modelos encontrados en la literatura.	Depuración de códigos escritos en MATLAB.	Librería de archivos .m.	Licencia vigente de MATLAB.
	<b>C2.2.</b> Determinar las variables que afectan la eficiencia de los paneles.	Optimización de las variables en el sistema.	Graficas de las simulaciones.	Código depurado y funcional en MATLAB.
	<b>C3.1.</b> Diseñar una propuesta de sistema fotovoltaico que pueda ser usado en Santander, de 1 KW y on grid.	Plan de diseño del sistema fotovoltaico.	Gráfica del sistema fotovoltaico.	Verificación de la funcionalidad del sistema.
	<b>C3.2.</b> Diseñar el sistema de celdas peltier para los paneles.	Plan de diseño del sistema de celdas peltier.	Gráfica del sistema de celdas peltier.	Funcionalidad del rendimiento del sistema conjunto.
	<b>C3.3.</b> Determinar la mejoría de la eficiencia con las celdas peltier.	Optimización del sistema sin celdas peltier.	Comparación con el sistema sin celdas peliter.	Verificación de la funcionalidad del sistema de celdas peltier.

(Fuente: Autor)

En la matriz del marco lógico se integran las fases del proyecto junto a un resumen de cada uno, una lista de fomas de medición adecuada del logro de los objetivos, los métodos para evaluar y monitorear los indicadores, y las condiciones que tienen que ocurrir para lograr los distintos niveles de objetivos.

### 3.1.6 HILO CONDUCTOR

Actividades		Rubros	Descripción	Cantidad	Valor (\$)	Tiempo	Total (\$)
<b>Revisión documental.</b>	Recopilación del material de consulta	Internet	Acceso a internet	1	400.000	1	400.000
		Equipo	Equipo de cómputo	1	1.500.000	1	1.500.000
		Recursos humanos.	Estudiante	1	6.400.000	1	6.400.000
			Profesor	1	1.280.000	1	1.280.000
	Organización del material de consulta	Equipo	Equipo de cómputo	1	1.500.000	1	1.500.000
		Recursos humanos	Estudiante	1	6.400.000	1	6.400.000
			Profesor	1	1.280.000	1	1.280.000

ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:  
Soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACIÓN:

Simulación de códigos	Simulación	Software	MATLAB	1	362.000	1	362.000	
		Equipo	Equipo de cómputo	1	1.500.000	1	1.500.000	
		Recursos humanos.	Estudiante	1	6.400.000	1	6.400.000	
			Profesor	1	1.280.000	1	1.280.000	
	Determinación de variables	Software	MATLAB	1	362.000	1	362.000	
		Equipo	Equipo de cómputo	1	1.500.000	1	1.500.000	
		Recursos humanos.	Estudiante	1	6.400.000	1	6.400.000	
			Profesor	1	1.280.000	1	1.280.000	
Diseño de sistemas	Sistema fotovoltaico	Software	MATLAB	1	362.000	1	362.000	
			OFFICE	1	285.000	1	285.000	
		Equipo	Equipo de cómputo	1	1.500.000	1	1.500.000	
			Panel PV 200 w	5	600.000	1	3.000.000	
			Inversor	1	1.200.000	1	1.200.000	
			Conductor	1	60.000	1	60.000	
			DPS	1	750.000	1	750.000	
			Smart meter	1	900.000	1	900.000	
			Base para panel	5	200.000	1	1.000.000	
		Recursos humanos.	Estudiante	1	6.400.000	1	6.400.000	
	Profesor		1	1.280.000	1	1.280.000		
	Sistema fotovoltaico con celdas peltier	Software	MATLAB	1	362.000	1	362.000	
			OFFICE	1	285.000	1	285.000	
		Equipo	Equipo de cómputo	1	1.500.000	1	1.500.000	
			Celda peltier	20	50.000	1	1.000.000	
			Pasta térmica	1	100.000	1	100.000	
			Conductor	1	60.000	1	60.000	
		Recursos humanos.	Estudiante	1	6.400.000	1	6.400.000	
			Profesor	1	1.280.000	1	1.280.000	
		<b>Total</b>						

(Fuente: Autor)

Costos por rubros	
Recursos humanos	46.080.000
Equipos y software	19.088.000
Internet	400.000
<b>Total</b>	<b>65.568.000</b>

(Fuente: Autor)

En el hilo conductor se definen los recursos necesarios para ejecutar cada actividad.



## 4. CONCLUSIONES

- El uso de ANN's (Redes Neuronales Artificiales) presenta interesantes resultados a la hora de simular sistemas fotovoltaicos ya que, aunque pueden tener tiempos de respuesta muy altos en su primera ejecución, son los más fiables y eficientes debido a su capacidad de aprendizaje y entrenamiento de sí mismos.
- El uso de ANN's en MATLAB requiere únicamente de la organización adecuada de los datos de entrada y salida, pues esta herramienta dispone de toolbox incorporados que reducen las líneas de código.
- Es posible conseguir un coeficiente de sombreado mediante regresiones, pero es más eficiente analizar estos casos mediante el modelaje en MATLAB.
- La variable de temperatura es la que puede tener más incidencia en el comportamiento de los sistemas fotovoltaicos, pues su influencia llega a afectar tanto la vida útil de los equipos como su eficiencia.
- MATLAB es la herramienta más completa a la hora de simular modelos matemáticos y, además, al usarla junto a sus entornos de programación, como Simulink y Simscape, se convierte en totalmente necesaria en la elaboración de proyectos de este tipo.
- En el departamento de Santander, al no existir estaciones ni solsticios, el uso de seguidores de sol pasa a un segundo plano, sin embargo, el control de temperatura cobra mucha más importancia, por lo que el estudio de la integración de elementos como las celdas peltier al sistema fotovoltaico puede ser el objetivo de proyectos posteriores.
- En cuanto a los modelos de sistemas fotovoltaicos, es notable que la cantidad de estudios y códigos resultantes son amplios, por lo que su estudio se encuentra muy por fuera del alcance de este proyecto; sin embargo, es destacable que todos ellos implementan técnicas de la inteligencia artificial para la simulación en sistemas dinámicos, como lo son los sistemas distribuidos de energía.

## 5. RECOMENDACIONES

- Cada modelo debe ser implementado y medido experimentalmente para verificar su confiabilidad.
- A la hora de controlar las variables que afectan la eficiencia de los paneles fotovoltaicos, usar la energía eléctrica generada por estos para aumentar su eficiencia es contraproducente; por lo que se debe hacer un estudio exhaustivo para optimizar al máximo la relación costo-beneficio en su implementación.
- Guardar el espacio de trabajo (workspace) y usar cortes de sección (section breaks) en MATLAB reduce inmensamente el tiempo de computación después de la primera ejecución de un código.
- El sombreado parcial causado especialmente por suciedad o nubes, puede quemar una celda y dejar completamente inútil al panel fotovoltaico, por lo que es recomendable que cada celda tenga su propio diodo by-pass.
- Lo ideal es que los paneles trabajen sin ningún tipo de sombras, por lo que se debe hacer un estudio previo a la implementación para verificar esto, sobre todo durante las horas solares pico.

## 6. ANEXOS

### Anexo A

```
%Modelaje de sistemas fotovoltaicos usando MATLAB
%Capítulo 1
%Ejemplo 1.1
%-----
%Fecha 2/7/2015 (N=183)
%locación Bucaramanga, Colombia, L=(7.11), LOD=(-73.12)
L=7.11; %Latitud
LOD=-73.12; %Longitud
N=183; %Número de día
T_GMT=-5; %Tiempo de diferencia con referencia al GMT
LMT_minutes=792; %LMT en minutos
Ds=23.45*sin((360*(N-81)/365)*(pi/180)); %ángulo de declinación
B=(360*(N-81))/364; %Ecuación de tiempo
EoT=(9.87*sin(2*B*pi/180))-(7.53*cos(B*pi/180))-(1.5*sin(B*pi/180)); %Ecuación de tiempo
Lzt=15*T_GMT; %LMST
if LOD>=0
    Ts_correction=(-4*(Lzt-LOD))+EoT; %corrección del tiempo solar
else
    Ts_correction=(4*(Lzt-LOD))+EoT; %corrección del tiempo solar
end
Ts=LMT_minutes + Ts_correction; %tiempo solar
Hs=(15*(Ts-(12*60)))/60; %grado de ángulo de hora
sin_Alpha=(sin(L*pi/180)*sin(Ds*pi/180))+cos(L*pi/180)*cos(Ds*pi/180)*cos(Hs*pi/180);
%ángulo de altitud
Alpha=asind(sin_Alpha) %ángulo de altitud
Sin_Theta=(cos(Ds*pi/180)*sin(Hs*pi/180))./cos(sin_Alpha.*pi/180); %ángulo azimuth
Theta=asind(Sin_Theta) %ángulo azimuth
(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)
```

### Anexo B

```
%Modelaje de sistemas fotovoltaicos usando MATLAB
%Capítulo 1
%Ejemplo 1.2
%-----
%Fecha 2/7/2015 (N=183)
%Locación Bucaramanga, Colombia, L=(7.11), LOD=(-73.12)
%Tiempo del día solar actual 7:11 a 19:22
L=7.11; %altitud
LOD=-73.12; %longitud
N=183; %Número de día
T_GMT=-5; %Tiempo de diferencia con respecto al GMT
Step=5;
Ds=23.45*sin((360*(N-81)/365)*(pi/180)); %ángulo de declinación
Lzt= 15*T_GMT; %LMST
B=(360*(N-81))/364; %Ecuación de tiempo
EoT=(9.87*sin(2*B*pi/180))-(7.53*cos(B*pi/180))-(1.5*sin(B*pi/180)); %Ecuación de tiempo
if LOD>=0
```

```

Ts_correction=(-4*(Lzt-LOD))+EoT; %corrección de tiempo solar
else
Ts_correction=(4*(Lzt-LOD))+EoT; %corrección de tiempo solar
end
Wsr_ssi=-tan(Ds*pi/180)*tan(L*pi/180); %Ángulo horario de la salida/puesta del sol
Wsrssr_ss=acosd(Wsr_ssi); %Ángulo horario de la salida/puesta del sol
ASTsr=abs((((Wsrssr_ss/15)-12)*60)); %Tiempo solar de la salida del sol
ASTss=(((Wsrssr_ss/15)+12)*60); %Tiempo solar de la puesta del sol
Tsr=ASTsr+abs(Ts_correction); %Tiempo local de la salida del sol
Tss=ASTss+abs(Ts_correction); %Tiempo local de la puesta del sol
Alpha=[];
Theta=[];
for LMT=Tsr:Step:Tss %bucle para del tiempo del día
Ts=LMT+Ts_correction; %tiempo solar en cada paso
Hs=(15*(Ts-(12*60)))/60; %Grado del ángulo horario en cada paso

sin_Alpha=(sin(L*pi/180)*sin(Ds*pi/180))+(cos(L*pi/180)*cos(Ds*pi/180)*cos(Hs*pi/180));
%ángulo de altitud
Alpha_i=asind(sin_Alpha); %ángulo de altitud
Alpha=[Alpha;Alpha_i]; %Almacena el ángulo de altitud en el arreglo
Sin_Theta=(cos(Ds*pi/180)*sin(Hs*pi/180))./cos(Alpha_i.*pi/180);%Ángulo azimuth
Theta_i=asind(Sin_Theta); %Ángulo azimuth
Theta=[Theta;Theta_i]; %Almacena el ángulo azimuth en el arreglo
end
Alpha;
Theta;
subplot(2,1,1) %grafica resultados
plot(Alpha)
subplot(2,1,2)
plot(Theta,'red')

```

(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)

### Anexo C

```

%Modelaje de sistemas fotovoltaicos usando MATLAB
%Capítulo 1
%Ejemplo 1.3
%-----
T=288;
E_lamda=[];
for lamda=1:1:60;
E_lamda_i=(3.74*10e8)/(lamda^5*(exp(14400/(lamda*T))-1));
E_lamda=[E_lamda;E_lamda_i];
end
E_lamda;
lamda=1:1:60;
plot(lamda,E_lamda)
E_lamda=[];
for lamda=20:1:30;
E_lamda_i=(3.74*10e8)/(lamda^5*(exp(14400/(lamda*T))-1));

```

```
E_lamda=[E_lamda;E_lamda_i];
end
E_lamda;
Power=sum(E_lamda)
```

(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)

#### Anexo D

%Modelaje de sistemas fotovoltaicos usando MATLAB

%Capítulo 1

%Ejemplo 1.4

%-----

%Fecha 31/3/2015 (N=90)

%Locación Bucaramanga, Colombia, L=(7.11),LOD=(-73.12)

L=7.11; %Latitud

LOD=-73.12; %Longitud

N=183; %número de día

T\_GMT=-5; %Tiempo de diferencia con referencia al GMT

Step=60; %paso por hora

Ds=23.45\*sin((360\*(N-81)/365)\*(pi/180)); %ángulo de declinación

B=(360\*(N-81))/364; %Ecuación de tiempo

EoT=(9.87\*sin(2\*B\*pi/180))-(7.53\*cos(B\*pi/180))-(1.5\*sin(B\*pi/180)); %Ecuación de tiempo

Lzt=15\*T\_GMT; %LMST

if LOD>=0

    Ts\_correction=(-4\*(Lzt-LOD))+EoT; %Corrección del tiempo solar  
else

    Ts\_correction=(4\*(Lzt-LOD))+EoT; %Corrección del tiempo solar  
end

Wsr\_ssi=-tan(Ds\*pi/180)\*tan(L\*pi/180); %Ángulo horario de la salida/puesta del sol

Wsrss=acosd(Wsr\_ssi); %Ángulo horario de la salida/puesta del sol

ASTsr=abs((((Wsrss/15)-12)\*60)); %Tiempo solar de la salida del sol

ASTss=(((Wsrss/15)+12)\*60); %Tiempo solar de la puesta del sol

Tsr=ASTsr+abs(Ts\_correction) %Tiempo de salida del sol actual

Tss=ASTss+abs(Ts\_correction) %Tiempo de puesta del sol actual

sin\_Alpha=[];

for LMT=Tsr:Step:Tss %bucle para del tiempo del día

    Ts=LMT+Ts\_correction; %Tiempo solar en cada paso

    Hs=(15\*(Ts-(12\*60)))/60;%ángulo horario en cada paso

sin\_Alpha\_i=(sin(L\*pi/180)\*sin(Ds\*pi/180))+(cos(L\*pi/180)\*cos(Ds\*pi/180)\*cos(Hs\*pi/180));  
%ángulo de altitud

    sin\_Alpha=[sin\_Alpha;sin\_Alpha\_i]; %Almacena los resultados de ángulo de altitud

end

LMT=Tsr:Step:Tss

sin\_Alpha;

Go=1367; %constante solar

Gext=Go\*(1+(0.0333\*cos(360\*N/365))); %Gext disponible

GextH=Gext\*sin\_Alpha; %Gex en una superficie horizontal

plot(LMT,GextH) %grafica los resultados

(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)

#### Anexo E

ELABORADO POR:

Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:

Soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación

FECHA APROBACIÓN:

```

%Modelaje de sistemas fotovoltaicos usando MATLAB
%Capítulo 1
%Ejemplo 1.5
%-----
%Fecha 02/05/2015 (N=122)
%Locación Bucaramanga, Colombia, L=(7.11), LOD=(-73.12)
L=7.11; %latitud
LOD=-73.12; %longitud
N=183; %número de día
T_GMT=-5; %tiempo de diferencia con referencia al GMT
Step=60; %paso de tiempo
Ds=23.45*(sind((360*(N-81)/365))); %ángulo de declinación
%=====
B=(360*(N-81))/364; %Ecuación de tiempo
EoT=(9.87*sin(2*B*pi/180))-(7.53*cos(B*pi/180))-(1.5*sin(B*pi/180)); %Ecuación de tiempo
Lzt=15*T_GMT; %LMST
if LOD>=0
    Ts_correction=(-4*(Lzt-LOD))+EoT; %corrección del tiempo solar
else
    Ts_correction=(4*(Lzt-LOD))+EoT; %corrección del tiempo solar
end
Wsr_ssi=-tan(Ds*pi/180)*tan(L*pi/180); %Ángulo horario de la salida/puesta del sol
Wsr_r_ss=acosd(Wsr_ssi); %Ángulo horario de la salida/puesta del sol
ASTsr=abs(((Wsr_r_ss/15)-12)*60); %Tiempo solar de la salida del sol
ASTss=(((Wsr_r_ss/15)+12)*60); %Tiempo solar de la puesta del sol
Tsr=ASTsr+abs(Ts_correction) %Tiempo de salida del sol actual
Tss=ASTss+abs(Ts_correction) %Tiempo de puesta del sol actual
sin_Alpha=[];
for LMT=Tsr:Step:Tss %bucle para del tiempo del día
    Ts=LMT+Ts_correction; %tiempo solar
    Hs=(15*(Ts-(12*60)))/60; %Grado del ángulo solar

sin_Alpha_i=(sin(L*pi/180)*sin(Ds*pi/180))+(cos(L*pi/180)*cos(Ds*pi/180)*cos(Hs*pi/180));
%ángulo de altitud
    sin_Alpha=[sin_Alpha;sin_Alpha_i]; %Almacena ángulo de altitud
end
sin_Alpha
%=====Cálculo de la radiación solar=====
A=1160+(75*sind((360/365)*(N-275))); %flujo de energía solar extraterrestre
K=0.174+(0.035*sind((360/365)*(N-100))); %K es un factor
C=0.095+(0.04*sind((360/365)*(N-100))); %C es un factor
G_B_norm=A*exp(-K./sin_Alpha) %haz de radiación disponible en el cielo
G_B=G_B_norm.*sin_Alpha; %haz de radiación solar almacenado por el acumulador en
%una superficie horizontal
G_D=C*G_B_norm; %difusa en una superficie horizontal
G_T=G_B+G_D
%---datos de radiación solar global actual para la ciudad de kuwait *10e3---

```

```
G_A=[000 0.2431 0.4422 0.5966 0.865 0.976 1.031 1.016 0.936 0.788 0.5904 0.3541
0.1439 0];
LMT=Tsr:Step:Tss
plot(LMT,G_T)
hold on
plot(LMT,G_A*1e3,'red')
```

(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)

### Anexo F

%Modelaje de sistemas fotovoltaicos en MATLAB

%Capítulo 1

%Ejemplo 1.6

%----31/03/2015 (N=90)

%Locación Bucaramanga, Colombia, L=(7.11), LOD=(-73.12)

L=7.11; %latitud

LOD=-73.12; %longitud

N=183; %número de ía

T\_GMT=-5; %tiempo de diferencia con referencia al GMT

Step=60; %paso de tiempo

Ds=23.45\*(sind((360\*(N-81)/365))); %ángulo de declinación

%=====

B=(360\*(N-81))/364; %Ecuación de tiempo

EoT=(9.87\*sin(2\*B\*pi/180))-(7.53\*cos(B\*pi/180))-(1.5\*sin(B\*pi/180)); %Ecuación de tiempo

Lzt=15\*T\_GMT; %LMST

if LOD>=0

    Ts\_correction=(-4\*(Lzt-LOD))+EoT; %corrección del tiempo solar

else

    Ts\_correction=(4\*(Lzt-LOD))+EoT; %corrección del tiempo solar

end

Wsr\_ssi=-tan(Ds\*pi/180)\*tan(L\*pi/180); %Tiempo de ángulo horario en la salida/puesta del sol

Wsrssr\_ss=acosd(Wsr\_ssi) %Tiempo de ángulo horario en la salida/puesta del sol

ASTsr=abs((((Wsrssr\_ss/15)-12)\*60)); %Tiempo solar de la salida del sol

ASTss=(((Wsrssr\_ss/15)+12)\*60) %Tiempo solar de la puesta del sol

Tsr=ASTsr+abs(Ts\_correction); %Tiempo de la salida del sol

Tss=ASTss+abs(Ts\_correction), %Tiempo de la puesta del sol

sin\_Alpha=[];

for LMT=Tsr:Step:Tss-60

    Ts=LMT+Ts\_correction; %tiempo solar

    Hs=(15\*(Ts-(12\*60)))/60; %Grado de ángulo horario

sin\_Alpha\_i=(sin(L\*pi/180)\*sin(Ds\*pi/180))+(cos(L\*pi/180)\*cos(Ds\*pi/180)\*cos(Hs\*pi/180));

%ángulo de altitud

    sin\_Alpha=[sin\_Alpha;sin\_Alpha\_i];

end

sin\_Alpha;

%=====

A=1160+(75\*sind((360/365)\*(N-275))); %flujo de energía solar extraterrestre

k=0.174+(0.035\*sin((360/365)\*(N-100))); %k es un factor

```

C=0.095+(0.04*sind((360/365)*(N-100))); %C es un factor
%---cálculo de la radiación solar en una superficie horizontal-----
G_B_norm=A*exp(-k./sin_Alpha) %haz de radiación disponible en el cielo
G_B=G_B_norm.*sin_Alpha; %haz de radiación solar almacenada por el acumulador en
una superficie horizontal
G_D=C*G_B_norm; %difusa en una superficie horizontal
G_T=G_B+G_D;
%---cálculo de la radiación solar en una superficie inclinada-----
Beta=L; %ángulo de inclinación
Rb=((cos((L-
Beta).*(pi/180)).*cos(Ds.*(pi/180)).*sin(Wsrsr_ss.*(pi/180)))+(Wsrsr_ss.*(pi/180)).*sin((L-
Beta).*(pi/180)).*sin(Ds.*(pi/180))))./(((cos(L.*(pi/180)).*cos(Ds.*(pi/180)).*sin(Wsrsr_ss.*(pi/
180)))+(Wsrsr_ss.*(pi/180)).*sin(L.*(pi/180)).*sin(Ds.*(pi/180))));
Rd=(1+cos(Beta*(pi/180)))./2;
Rr=(0.3*(1-cos(Beta*(pi/180))))./2;
G_B_Beta=(G_B.*Rb);
G_D_Beta=(G_D.*Rd);
G_R=(G_T.*Rr);
G_T_Beta=G_B_Beta+G_D_Beta+G_R;
LMT=Tsr:Step:Tss-60;
plot(LMT,G_T)
hold on
plot(LMT,G_T_Beta,'k')

```

(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)

### Anexo G

```

%Modelaje de sistemas fotovoltaicos en MATLAB
%Capítulo 1
%Ejemplo 1.7
fileName='Libro1.xlsx';
sheetName='Source 1';
L=7.11;
LOD=-73.12;
Go=1367;
%-----
G_T=xlsread(fileName,sheetName,'E5:E3640');
S_So=xlsread(fileName,sheetName,'I5:I3640');
N=xlsread(fileName,sheetName,'C5:C3640');
LMT=xlsread(fileName,sheetName,'D5:D3640');
Ts=LMT; %assumption
%-----cálculo de Gext-----
Ds=23.45*sin(((360*(N-81)/365)*(pi/180))); %ángulo de declinación
Hs=15*(Ts-12); %Grado de ángulo horario
sin_Alpha=(sin(L*pi/180).*sin(Ds.*pi/180))+(cos(L*pi/180).*cos(Ds.*pi/180)).*cos(Hs.*pi/180)
); %ángulo de altitud
Gext=Go*(1+(0.033*cos(360*N/365)));
GextH=Gext.*sin_Alpha;
G_T_G_ext=G_T./GextH;
%-----Modelaje de energía solar difusa-----

```



```
N_Liner=1;%orden del modelo no lineal
N_Liner=2;
P_Liner=polyfit(S_So,G_T_G_ext,N_Liner)
X_Liner=S_So;
Y_Liner=0;
for i=1:N_Liner+1 %cálculo constante
Y_Liner=Y_Liner+P_Liner(i)*X_Liner.^(N_Liner-i+1);
end
plot(S_So,G_T_G_ext,'c*')
hold on
plot(X_Liner,Y_Liner,'-red')
xlim([0 1])
ylim([0 1])
```

(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)

### Anexo H

%Modelaje de sistemas fotovoltaicos en MATLAB

%Capítulo 1

%Ejemplo 1.8

filename='Libro1.xlsx';

sheetname='Source 1';

L=7.11;

LOD=-73.12;

Go=1367;

%-----

G\_T=xlswread(filename,sheetname,'E5:E3640');

G\_D=xlswread(filename,sheetname,'F5:F3640');

N=xlswread(filename,sheetname,'C5:C3640');

LMT=xlswread(filename,sheetname,'D5:D3640');

Ts=LMT; %asunción

%-----cálculo de Gext-----

Ds=23.45\*sin(((360\*(N-81)/365)\*(pi/180)); %ángulo de declinación

Hs=15\*(Ts-12); %Grado de ángulo horario

sin\_Alpha=(sin(L\*pi/180).\*sin(Ds.\*pi/180))+cos(L\*pi/180)\*cos(Ds.\*pi/180).\*cos(Hs.\*pi/180); %ángulo de altitud

Gext=Go\*(1+(0.0333\*cos(360\*N/365)));

GextH=Gext.\*sin\_Alpha;

G\_T\_G\_ext=G\_T./GextH;

G\_D\_G\_T=G\_D./G\_T;

%-----Modelaje de la energía solar difusa-----

x = 1:length(G\_D\_G\_T);

m = isnan(G\_D\_G\_T);

s = spline(x(~m),G\_D\_G\_T(~m),x(m));

G\_D\_G\_T(m) = s;

N\_Liner=1;

P\_Liner=polyfit(G\_T\_G\_ext,G\_D\_G\_T,N\_Liner)

X\_Liner=G\_T\_G\_ext;

Y\_Liner=0;

for i=1:N\_Liner+1

ELABORADO POR:

Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:

Soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación

FECHA APROBACIÓN:

```

Y_Liner=Y_Liner+P_Liner(i)*X_Liner.^(N_Liner-i+1);
end
plot(G_T_G_ext,G_D_G_T)
hold on
plot(X_Liner,Y_Liner,'-red')

```

(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)

### Anexo I

%Modelaje de sistemas fotovoltaicos en MATLAB

%Capítulo 1

%Ejemplo 1.9

filename='Libro1.xlsx';

sheetname='Source 1';

G\_T=xlsread(filename,sheetname,'E5:E2997');

G\_D=xlsread(filename,sheetname,'F5:F2997');

Hum=xlsread(filename,sheetname,'H5:H2997');

T=xlsread(filename,sheetname,'J5:J2997');

S=xlsread(filename,sheetname,'I5:I2997');

M=xlsread(filename,sheetname,'A5:A2997');

D=xlsread(filename,sheetname,'B5:B2997');

H=xlsread(filename,sheetname,'D5:D2997');

G\_T\_Test=xlsread(filename,sheetname,'E2998:E3640');

G\_D\_Test=xlsread(filename,sheetname,'F2998:F3640');

Hum\_Test=xlsread(filename,sheetname,'H2998:H3640');

T\_Test=xlsread(filename,sheetname,'J2998:J3640');

S\_Test=xlsread(filename,sheetname,'I2998:I3640');

M\_Test=xlsread(filename,sheetname,'A2998:A3640');

D\_Test=xlsread(filename,sheetname,'B2998:B3640');

H\_Test=xlsread(filename,sheetname,'D2998:D3640');

%-----

inputs=[M,D,H,T,H,S];

I=inputs';

targets=[G\_T,G\_D];

T=targets';

%-----desarrollo y entrenamiento del modelo ann-----

net=newff(I,T,5);

Y=sim(net,I);

net.trainParam.epochs=100;

net=train(net,I,T);

%-----pruebas del modelo desarrollado-----

test=[M\_Test,D\_Test,H\_Test,T\_Test,H\_Test,S\_Test];

Test1=test';

G\_Mi=sim(net,Test1);

G\_M=G\_Mi';

%-----

G\_Tp=[];

G\_Dp=[];

for i=1:length(G\_M)

    G\_Tp=[G\_Tp;G\_M(i,1)];

```
G_Dp=[G_Dp;G_M(i,2)];
end
G_Tp;
G_Dp;
subplot(2,1,1)
plot(G_T_Test)
hold on
plot(G_Tp,'red')
subplot(2,1,2)
plot(G_D_Test)
hold on
plot(G_Dp,'red')
```

(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)

### Anexo J

%Modelaje de sistemas fotovoltaicos en MATLAB

%Capítulo 1

%Ejemplo 1.10

%-----

%Fecha 01.01 to 4.01 2014 (cuatro días)

%Locación Bucaramanga, Colombia, L=(7.11),LOD=(-73.12)

L=7.11; %(A1.1)

LOD=-73.12; %(A1.2)

BetaT=[];

for N=1:1:4 %Número de día

    T\_GMT=-5; %(A1.3)

    Step=5;

    Ds=23.45\*sin((360\*(N-81)/365)\*(pi/180)); %ángulo de declinación (A.2)

    B=(360\*(N-81))/364; %(A3.1)

    EoT=(9.87\*sin(2\*B\*pi/180))-(7.53\*cos(B\*pi/180))-(1.5\*sin(B\*pi/180)); %(A3.1)

    Lzt=15\*T\_GMT; %(A3.2)

    if LOD>=0

        Ts\_correction=(-4\*(Lzt-LOD))+EoT; %(A3.3) corrección del tiempo solar

    else

        Ts\_correction=(4\*(Lzt-LOD))+EoT; %(A3.3) corrección del tiempo solar

    end

    Wsr\_ssi=-tan(Ds\*pi/180)\*tan(L\*pi/180);

    Wsrss=acosd(Wsr\_ssi);

    ASTsr=abs((((Wsrss/15)-12)\*60));

    ASTss=((((Wsrss/15)+12)\*60);

    Tsr=ASTsr+abs(Ts\_correction);

    Tss=ASTss+abs(Ts\_correction);

    Alpha=[];

    Theta=[];

    for LMT=Tsr:Step:Tss

        Ts=LMT+Ts\_correction; %(A3.3) tiempo solar

        Hs=(15\*(Ts-(12\*60)))/60;%(A4) Grado de ángulo horario

```

sin_Alpha=(sin(L*pi/180)*sin(Ds*pi/180))+(cos(L*pi/180)*cos(Ds*pi/180)*cos(Hs*pi/180));
%(A5.1)
    Alpha_i=asind(sin_Alpha); %ángulo de altitud (A5.1)
    Alpha=[Alpha;Alpha_i];
end
Alpha;
Beta=[];
for i=1:1:length(Alpha)
    Betai=90-Alpha(i);
    Beta=[Beta;Betai];
end
Beta;
BetaT=[BetaT,Beta];
end
BetaT;
Beta1=[];
Beta2=[];
Beta3=[];
Beta4=[];
for i=1:1:142;
    Beta1=[Beta1;BetaT(i,1)];
    Beta2=[Beta2;BetaT(i,2)];
    Beta3=[Beta3;BetaT(i,3)];
    Beta4=[Beta4;BetaT(i,4)];
end
Beta1;
Beta2;
Beta3;
Beta4;
subplot(2,2,1)
plot(Beta1)
subplot(2,2,2)
plot(Beta2)
subplot(2,2,3)
plot(Beta3)
subplot(2,2,4)
plot(Beta4)

```

(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)

### Anexo K

```

%Modelaje de sistemas fotovoltaicos en MATLAB
%Capítulo 2
%Ejemplo 2.1
function [Ia]=PV_model(Va,Suns,TaC)
%corriente dado voltaje, iluminación y temperatura
%Ia,Va = corriente y voltaje del arreglo
%G = número de Suns (1 Sun = 1000 W/m^2)
%T = Temperatura en grados Celsius

```

```

k=1.38e-23; %Constante de Boltzmann
q=1.60e-19; %carga en un electrón
%ingrese las siguientes constants aquí y el modelo será calculado basado en ellas
%para 1000W/m^2
A=1.2; %factor de "idealidad del diodo", =2 para cristalino, <2 para amorfo
Vg=1.12; %voltaje de brecha de banda, 1.12eV para xtal Si, 1.75 para amorfo Si
Ns=54; %número de células conectadas en serie (diodos)
T1=273+25;
Voc_T1=32.9/Ns; %voltaje de circuito abierto por célula a temperatura T1
Isc_T1=8.21; %corriente de corto circuito por célula a temperatura T1
T2=273+75;
Voc_T2=29.9/Ns; %voltaje de circuito abierto por célula a temperatura T2
Isc_T2=6.62; %corriente de corto circuito por célula a temperatura T2
TaK=273+TaC; %temperatura de trabajo del arreglo
Trk=273+25; %temperatura de referencia
%cuando Va=0, corriente generada por luz Iph_T1=corriente de corto circuito del arreglo
%la constante "a" puede ser determinada de Isc vs T
Iph_T1=Isc_T1*Suns;
a=(Isc_T2-Isc_T1)/Isc_T1*1/(T2-T1);
Iph=Iph_T1*(1+a*(TaK-T1));
Vt_T1=k*T1/q; % =A*kT/q
Irr_T1=Isc_T1/(exp(Voc_T1/(A*Vt_T1))-1);
Irr_T2=Isc_T2/(exp(Voc_T2/(A*Vt_T1))-1);
b=Vg*q/(A*k);
Irr=Irr_T1*(TaK/T1).^(3/A).*exp(-b.*(1./TaK-1/T1));
X2v=Irr_T1/(A*Vt_T1)*exp(Voc_T1/(A*Vt_T1));
dVdl_Voc=-1.15/Ns/2; %dV/dl a Voc por célula
%de la gráfica del fabricante
Rs=-dVdl_Voc-1/X2v; %resistencia serie por célula
%Ia=0:0.01:Iph;
Vt_Ta=A*1.38e-23*TaK/1.60e-19; %=A*kT/q
%Ia1=Iph-Irr.*(exp((Vc+Ia.*Rs)./Vt_Ta)-1);
%resolver para Ia:f(Ia)=Iph-Ia-Irr.*(exp((Vc+Ia.*Rs).*Vt_Ta)-1)=0;
%método de Newton: Ia2=Ia1-f(Ia1)/f'(Ia1)
Vc=Va/Ns;
Ia=zeros(size(Vc));
%Iav=Ia;
for j=1:5;
    Ia=Ia-(Iph-Ia-Irr.*(exp((Vc+Ia.*Rs)./Vt_Ta)-1))./(-1-(Irr.*(exp((Vc+Ia.*Rs)./Vt_Ta)-1)).*Rs./Vt_Ta);
    %Iav=[Iav;Ia]; %para observar la convergencia del depurado
end

```

(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)

### Anexo L

```

Suns=1;
TaC=25;
Va=0:1:33;
[Ia]=PV_model(Va,Suns,TaC);

```

```
P=Va.*Ia;
subplot(2,1,1)
plot(Va,Ia)
subplot(2,1,2)
plot(Va,P)
```

(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)

### Anexo M

```
%Modelaje de sistemas fotovoltaicos en MATLAB
%Capítulo 2
%Ejemplo 2.2
fileName1='PVModelingBookDataSource.xls';
sheetName='Source 2';
%-----
G=xlsread(fileName1,sheetName,'A2:A43201'); %radiación solar global
Temp=xlsread(fileName1,sheetName,'B2:B43201');%temperatura ambiente
I_PV=xlsread(fileName1,sheetName,'C2:C43201'); %corriente fotovoltaica actual
%-----Modelaje de energía solar global-----
N_Liner=1; %orden de la función
x=[ones(size(G)),G,Temp,G.*Temp];
P_Liner=regress(I_PV,x)
x=[G,Temp];
lm=fitlm(x,I_PV,'linear')
X_Liner=I_PV;
Y_Liner=0;
for i=1:N_Liner+1
    Y_Liner=Y_Liner+P_Liner(i)*X_Liner.^(N_Liner-i+1);
end
scatter3(G,Temp,I_PV,'filled')
hold on
x1fit = min(G):100:max(G);
x2fit = min(Temp):10:max(Temp);
[X1FIT,X2FIT] = meshgrid(x1fit,x2fit);
YFIT = P_Liner(1) + P_Liner(2)*X1FIT + P_Liner(3)*X2FIT + P_Liner(4)*X1FIT.*X2FIT;
mesh(X1FIT,X2FIT,YFIT)
xlabel('Irradiance')
ylabel('Temperature')
zlabel('PV Current')
view(50,10)
```

(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)

### Anexo N

```
%Modelaje de sistemas fotovoltaicos en MATLAB
%Capítulo 2
%Ejemplo 2.3
fileName='PVModelingBookDataSource.xls';
sheetName='Source 2';
G=xlsread(fileName,sheetName,'A2:A36002');
Temp=xlsread(fileName,sheetName,'B2:B36002');
I_PV=xlsread(fileName,sheetName,'C2:C36002');
%-----
```

ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:  
Soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACIÓN:

```
G_Test=xlsread(fileName,sheetName,'A36003:A43201');
Temp_Test=xlsread(fileName,sheetName,'B36003:B43201');
I_PV_Test=xlsread(fileName,sheetName,'C36003:C43201');
%-----modelos ANN-----
%-----entradas-----
inputs=[G,Temp];
I=inputs;
%I=inputs';
targets=I_PV;
%T=targets=I_PV';
T=targets;
%-----
k=menu('chose the network type','FFANN','GRNN');
if k==1;
    net=newff(I,T,5);
end
if k==2;
    net=newcf(I,T,2);
end
%-----
Y=sim(net,I);
net.trainParam.epochs=100;
net=train(net,I,T);
test=[G_Test,Temp_Test];
Test1=test';
C_ANN1=sim(net,Test1);
C_ANN=C_ANN1';
%=====Fin del ANN=====
%=====Corriente teórica=====
C_th=(G_Test./1000)*7.91;
%=====Regresión=====
C_Reg=-1.17112+0.009*G+0.055*Temp;
x_Reg=1:1:26;
%=====graficando resultados=====
plot(I_PV,'red')
plot(C_ANN)
hold on
plot(C_Test,'red')
hold on
plot(C_th,'g')
hold on
plot(x_Reg,C_Reg)
%-----Modificando C_Test para cálculo de error---
steps=5760;
x_C_Test=C_Test;
AV_Test=[];
for i=1:steps:round(length(x_C_Test)/steps)*steps
    AV_C_Test=[AV_C_Test;sum(x_C_Test(i:i+steps-1))/steps];
```

```

end
AV_C_Test;
%-----Modificando C_ANN para cálculo de error---
steps=5760;
x_C_ANN=C_ANN;
AV_C_ANN=[];
for i=1:steps:round(length(x_C_ANN)/steps)*steps
    AV_C_ANN=[AV_C_ANN;sum(x_C_ANN(i:i+steps-1))/steps];
end
AV_C_ANN;
%-----
n_ANN=length(AV_C_ANN);
E3_Hour=AV_C_Test-AV_C_ANN;
ANN_MAPE=abs(E3_Hour./AV_C_Test);
ANN_meanMAPE1=sum(ANN_MAPE)/n_ANN;
ANN_meanMAPE=ANN_meanMAPE1*100
ANN_RMSE=sqrt(sum((AV_C_ANN-AV_C_Test).^2/n_ANN));
ANN_MBE=sum(AV_C_ANN-AV_C_Test)/n_ANN;
SUM=(sum(AV_C_ANN)./n_ANN);
ANN_RMSE_Percentage=(ANN_RMSE/SUM)*100
ANN_MBE_Percentage=(ANN_MBE/SUM)*100

```

(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)

### Anexo O

```

%Bosques aleatorios-Regresión --- Predicción – Primer etapa
%%((ETAPA DE ENTRENAMIENTO))%%
fileName='PVModelingBookDataSource.xls';
sheetName='Source 3';
DN=xlsread(fileName,sheetName,'B3:B1884');%Número de día
H=xlsread(fileName,sheetName,'C3:C1884');%Hora
T=xlsread(fileName,sheetName,'D3:D1884');%Temperatura ambiente
S=xlsread(fileName,sheetName,'E3:E1884');%Radiación solar
La=xlsread(fileName,sheetName,'F3:F1884');%Latitud
Lo=xlsread(fileName,sheetName,'G3:G1884');%Longitud
NPV=xlsread(fileName,sheetName,'H3:H1884');%Número de módulos fotovoltaicos
I=xlsread(fileName,sheetName,'J3:J1884');%Corriente fotovoltaica DC (A)
%Código de entrenamiento de Bosques aleatorios
ticID=tic;
Y=[I]; %Separar datos en arreglo de respuesta
X=[DN,H,T,S,La,Lo,NPV]; %Separar datos en arreglo de predicción
t=125; %Número de árboles
B=TreeBagger(t,X,Y,'method','regression','oobpred','on');
%Estimando importancia de variables
B=TreeBagger(t,X,Y,'method','regression','oobvarimp','on');
figure(1);
plot(oobError(B));
xlabel('Number of Grown Trees');
ylabel('Out-of-Bag Mean Squared Error');
%Variables más importantes

```



```

figure(2);
bar(B.OOBPermutedVarDeltaError);
title('Variable Importance');
xlabel('Variable Number');
ylabel('Out-of-Bag Variable Importance');
legend({'1: Day Number, 2: Hour, 3: Ambient Temp, 4: Solar Radiation, 5: Latitude, 6:
Longitude, 7: # of PV Modules'}, 'Location', 'NorthEast');
nidx=find(B.OOBPermutedVarDeltaError<0.65); %Imponiendo un corte arbitration en 0.65
– Variables no importantes
%Fracción de observaciones en bolsa "Cuáles observaciones están fuera de bolsa para
%cuáles árboles
finbag=zeros(1,B.NTrees);
for t=1:B.NTrees
    finbag(t)=sum(all(~B.OOBIndices(:,1:t),2));
end
finbag=finbag/size(X,1);
figure(3);
plot(finbag);
xlabel('Number of Grown Trees');
ylabel('Fraction of in-Bag Observations');
%Encontrando las partes aisladas
BI=fillProximities(B); %Matriz de proximidad usada
figure(4);
hist(BI.OutlierMeasure);
title('The Outliers');
xlabel('Outlier Measure');
ylabel('Number of Observations');
%Descubriendo grupos en los datos
figure(5);
[~,e]=mdsProx(BI,'colors','k');
title('Cluster Analysis');
xlabel('1st Scaled Coordinate');
ylabel('2nd Scaled Coordinate');
%Importancia relative de los ejes escalados mediante la graficación de los primeros 20
%valores propios
figure(6);
bar(e(1:20));
xlabel('Scaled Coordinate Index');
ylabel('Eigen Value');
%Guardando la version compacata del ensamble
compact(B);
% ((ETAPA DE PRUEBA))
%Datos de prueba – Archivo de Excel
DN_t=xlsread(fileName,sheetName,'B1885:B2690');
H_t=xlsread(fileName,sheetName,'C1885:C2690');
T_t=xlsread(fileName,sheetName,'D1885:D2690');
S_t=xlsread(fileName,sheetName,'E1885:E2690');
La_t=xlsread(fileName,sheetName,'F1885:F2690');

```

```

Lo_t=xlsread(fileName,sheetName,'G1885:G2690');
NPV_t=xlsread(fileName,sheetName,'H1885:H2690');
I_t=xlsread(fileName,sheetName,'J1885:J2690');
%Código de entrenamiento de Bósques aleatorios
Xdata=[DN_t,H_t,T_t,S_t,La_t,Lo_t,NPV_t];
[Yfit,node]=predict(B,Xdata);
figure(7);
plot(Yfit)
hold on
plot(I_t,'red')
xlabel('Time (H)');
ylabel('Current (A)');
legend({'I Predicted','I Actual'},'Location','NorthEast');
title('I Predicted Vs I Actual');
figure(8);
E=I_t-Yfit;
plot(E)
xlabel('Time (H)');
ylabel('Magnitude (A)');
title('Error');
toc(ticID);
%Rendimiento de los Bosques aleatorios
%Error de sesgo medio (MBE) o Error de pronóstico medio (MFE) en Amp. // Indicador de
%desviación promedio
MBE=(sum(I_t(:)-Yfit(:)))/numel(I_t);
if MBE<0
    F='Over forecasted';
elseif MBE>0
    F='Under Forecasted';
elseif MBE==0
    F='Ideal Forecasted';
end
%Error porcentual absolute medio (MAPE) // Indicador de precisión
MAPE=(abs((sum((I_t(:)-Yfit(:))./I_t(:)))/numel(I_t))).*100;
%Error de raíz media cuadrada (RMSE) en Amp. // Indicador de eficiencia
RMSE=sum((I_t(:)).^2)/numel(I_t);
%Salidas
n1=['Mean Bias Error (MBE): ',num2str(MBE),'(A)', '{Average Deviation Indicator}'];
n2=['Forecasting Status: ',F];
n3=['Mean Absolute Percentage Error (MAPE): ',num2str(MAPE),'%', '{Accuracy
Indicator}'];
n4=['Root Mean Square Error (RMSE): ',num2str(RMSE),'(A)', '{Efficiency Indicator}'];
disp(n1)
disp(n2)
disp(n3)
disp(n4)

```

(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)

## Anexo P

ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:  
Soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACIÓN:

```

%%Bosques aleatorios-Regresión --- Predicción – Segunda etapa
%%((ETAPA DE ENTRENAMIENTO))%%
fileName='PVModelingBookDataSource.xls';
sheetName='Source 3';
DN=xlsread(fileName,sheetName,'B3:B1884');
H=xlsread(fileName,sheetName,'C3:C1884');
T=xlsread(fileName,sheetName,'D3:D1884');
S=xlsread(fileName,sheetName,'E3:E1884');
I=xlsread(fileName,sheetName,'J3:J1884');
%Datos de prueba – Archivo de Excel
DN_t=xlsread(fileName,sheetName,'B1885:B2690');
H_t=xlsread(fileName,sheetName,'C1885:C2690');
T_t=xlsread(fileName,sheetName,'D1885:D2690');
S_t=xlsread(fileName,sheetName,'E1885:E2690');
I_t=xlsread(fileName,sheetName,'J1885:J2690'); %Corriente fotovoltaica DC (A)
%Código de entrenamiento de Bosques aleatorios
Y=[I]; %Separar datos en arreglo de respuesta
X=[DN,H,T,S]; %Separar datos en arreglo de predicción
Xdata=[DN_t,H_t,T_t,S_t];
MBE=[];
MAPE=[];
RMSE=[];
v=[];
for t=1:1:500
    for l=1:1:100
        tic;
        B=TreeBagger(t,X,Y,'method','regression','oobpred','on','oobvarimp','on','minleaf',1);
        %%Guardando la versión compacta del ensamble
        compact(B);
        %%((ETAPA DE PRUEBA))%%
        %Código de prueba de Bosques aleatorios
        [Yfit,node]=predict(B,Xdata);
        v(t,1)=toc;
        E=I_t-Yfit;
        %Rendimiento de Bosques aleatorios
        %Error de sesgo medio (MBE) o Error de pronóstico medio (MFE) en Amp. //
        Indicador de desviación promedio
        MBE(t,1)=(sum(I_t(:)-Yfit(:)))/numel(I_t);
        if MBE<0
            F='Over forecasted';
        elseif MBE>0
            F='Under Forecasted';
        elseif MBE==0
            F='Ideal Forecasted';
        end
        %Error absoluto porcentual medio (MAPE) // Indicador de precisión
        MAPE=(abs((sum((I_t(:)-Yfit(:))./I_t(:)))/numel(I_t)))*100;
        MAPE=(sum(abs(E(:))./(sum(I_t(:)))))*100;
    end
end

```

```

RMSE=sum((l_t(:)-Yfit(:)).^2)/numel(l_t);
A=oobError(B);
a=a+1;
b(a,1)=t;
bc(a,1)=l;
c(a,1)=v;
d(a,1)=MBE;
e(a,1)=MAPE;
f(a,1)=RMSE;
g(a,1)=A(t);
end
end
xlswrite('RF - NTrees - 5.xlsx',b,'1','B2');
xlswrite('RF - NTrees - 5.xlsx',bc,'1','C2');
xlswrite('RF - NTrees - 5.xlsx',c,'1','D2');
xlswrite('RF - NTrees - 5.xlsx',d,'1','E2');
xlswrite('RF - NTrees - 5.xlsx',e,'1','G2');
xlswrite('RF - NTrees - 5.xlsx',f,'1','I2');
xlswrite('RF - NTrees - 5.xlsx',g,'1','J2');
%Mejor número de Árboles y hojas
filename='RF - NTrees - 5.xlsx';
sheet=1;
%%Datos resultado de Árboles Aleatorios – Archivo de excel
NT=xlsread(filename,sheet,'B2:B500'); %Número de Árboles
NL=xlsread(filename,sheet,'C2:C500'); %Número de Hojas
ET=xlsread(filename,sheet,'D2:D500'); %Tiempo Invertido (Seg.)
MBE=xlsread(filename,sheet,'E2:E500'); %Error de Sesgo Medio (MBE) (A)
MAPE=xlsread(filename,sheet,'G2:G500'); %Error Absoluto Porcentual Medio (MAPE) (%)
RMSE=xlsread(filename,sheet,'I2:I500'); %Error Raíz Media Cuadrada (RMSE) (A)
OOB=xlsread(filename,sheet,'J2:J500'); %Fuera de Bolsa (OOB)
%%%%%%%%%%%%y=[0.03:
0.015:0.08];
%for i=1:length(NT)
figure(1);
plot(NT, RMSE, '*-');
xlabel('Number of Trees');
ylabel('Root Mean Squared Error (A)');
figure(2);
plot(NT, ET, '*-');
xlabel('Number of Trees');
ylabel('Elapsed time (Sec)');
figure(3);
plot(NT, MBE, '*-');
xlabel('Number of Trees');
ylabel('Mean Bias Error (A)');
figure(4);
plot(NT, MAPE, '*-');
xlabel('Number of Trees');

```

```

ylabel('Mean Absolute Percentage Error (MAPE) (%)');
figure(5);
plot(NT,OOB,'*-')
xlabel('Number of Trees');
ylabel('Out of Bag (OOB)');
%end
[M1,I1]=min(RMSE(:));
[M2,I2]=min(ET(:));
[M3,I3]=min(MAPE(:));
[M4,I4]=min(MBE(:));
[M5,I5]=min(OOB(:));
n1=['Min. Root Mean Squared Error : ',num2str(M1),'(A)',' @ index : ',num2str(I1)];
n2=['Min. Elapsed time : ',num2str(M2),'(Sec.)', ' @ index : ',num2str(I2)];
n3=['Min. Mean Absolute Percentage Error (MAPE) : ',num2str(M3),'(%)', ' @ index : ',num2str(I3)];
n4=['Min. Mean Bias Error (MBE) : ',num2str(M4),'(A)', ' @ index : ',num2str(I4)];
n5=['Min. Out of Bag (OOB) data : ',num2str(M5),'(A)', ' @ index : ',num2str(I5)];
disp(n1)
disp(n2)
disp(n3)
disp(n4)
disp(n5)

```

(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)

### Anexo Q

```

%%Bosqueas aleatorios-Regresión --- Predicción – Tercera etapa
%%((ETAPA DE ENTRENAMIENTO))%%
fileName='PVModelingBookDataSource.xls';
sheetName='Source 3';
DN=xlsread(fileName,sheetName,'B3:B1884');
H=xlsread(fileName,sheetName,'C3:C1884');
T=xlsread(fileName,sheetName,'D3:D1884');
S=xlsread(fileName,sheetName,'E3:E1884');
I=xlsread(fileName,sheetName,'J3:J1884');
%Código de entrenamiento de Bosques aleatorios
Y=[I]; %Separar datos en arreglo de respuesta
X=[DN,H,T,S]; %Separar datos en arreglo de predicción
t=65; %Número de árboles
i=1;
B=TreeBagger(t,X,Y,'method','regression','oobvarimp','on','oobpred','on','minileaf',i);
%Guardando la versión compacta del ensamble
compact(B);
%%((ETAPA DE PRUEBA))%%
DN_t=xlsread(fileName,sheetName,'B1885:B2690');
H_t=xlsread(fileName,sheetName,'C1885:C2690');
T_t=xlsread(fileName,sheetName,'D1885:D2690');
S_t=xlsread(fileName,sheetName,'E1885:E2690');
I_t=xlsread(fileName,sheetName,'J1885:J2690');
%%Código de prueba de Bosques aleatorios

```

```

Xdata=[DN_t,H_t,T_t,S_t];
[Yfit,node]=predict(B,Xdata);
figure(7);
plot(Yfit)
hold on
plot(I_t,'red')
xlabel('Time (H)');
ylabel('Current (A)');
legend({'I Predicted','I Actual'},'Location','NorthEast');
title('I Predicted Vs I Actual');
figure(8);
E=I_t-Yfit;
plot(E)
xlabel('Time (H)');
ylabel('Magnitude (A)');
title('Error');
%%Rendimiento de los Bosques aleatorios
%Error de sesgo medio (MBE) o Error de pronóstico medio (MFE) en % Amp. // Indicador
%de desviación promedio
MBE=(sum(I_t(:)-Yfit(:)))/numel(I_t);
if MBE<0
    F='Over forecasted';
elseif MBE>0
    F='Under Forecasted';
elseif MBE==0
    F='Ideal Forecasted';
end
%Error absoluto porcentual medio (MAPE) // Indicador de precisión
MAPE=(abs((sum((I_t(:)-Yfit(:))/I_t(:)))/numel(I_t)))*100;
MAPE=(sum(abs(E(:))/(sum(I_t(:)))))*100;
%Error de raíz media cuadrada (RMSE) en AMP. // Indicador de eficiencia
RMSE=sum((I_t(:)-Yfit(:)).^2)/numel(I_t);
%%Salidas
n1=['Mean Bias Error(MBE): ',num2str(MBE),'(A)', '{Average Deviation Indicator}'];
n2=['Forecasting Status: ',F];
n3=['MeanAbsolutePercentageError(MAPE): ',num2str(MAPE),'%', '{Accuracy Indicator}'];
n4=['RootMeanSquareError(RMSE): ',num2str(RMSE),'(A)', '{Efficiency Indicator}'];
disp(n1)
disp(n2)
disp(n3)
disp(n4)
%%ANN Vs RF
xlswrite('PVModelingBookDataSource.xls',I_t,'Source 3','L3');
xlswrite('PVModelingBookDataSource.xls',C_ANN,'Source 3','N3');
xlswrite('PVModelingBookDataSource.xls',Yfit,'Source 3','O3');
%filename='Data.xlsx';
%sheet=1;
%Datos de Entrenamiento – Archivo de Excel

```

```
l=xlsread(fileName,sheetName,'L3:L808');
lann=xlsread(fileName,sheetName,'N3:N808');
lrf=xlsread(fileName,sheetName,'O3:O808');
plot(l)
hold on
grid on
plot(lann,':ks')
hold on
plot(lrf,'--ro')
xlabel('Time (H)');
ylabel('Current (A)');
legend({'I Actual','I ANNs Model','I Random Forests Model'},'Location','NorthEast');
xlim([0 70])
ylim([-1 6])
```

(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)

### Anexo R

```
%%%%% algoritmo para la optimización de 3 parámetros del módulo fotovoltaico (a,Rs, Rp,
Iph, Io),
%%%%% Graficando las características I-V & P-V y comparando las características
%calculadas y experimentales
clc;
%clear all;
close all;
t=cputime;
radiation=[978];
%///&&&Arreglo de radiación solar en (w/m^2)///&&&%
cell_temperature=[328.56]; %///&&&Arreglo de temperatura ambiente en (K)///&&&%
sheet=7;
%%%%%%%%%%%% Leyendo los datos de voltaje y corriente experimental %%%%%%%%%%%%%
Vp=xlsread('PVModelingBookDataSource.xls','Source 4','G3:G104'); %///&&&Leyendo el
%voltaje experimental///&&&%
Ie=xlsread('PVModelingBookDataSource.xls','Source 4','H3:H104'); %///&&&Leyendo la
%corriente experimental///&&&%
save('var_fitness_function','Vp','Ie');
solar_radiation=radiation./1000; %Arreglo de radiación solar en (kw/m^2)
%a_best=zeros(size(radiation)); %Arreglo para el mejor factor de idealidad del diodo
%Rs_best=zeros(size(radiation)); %Arreglo para la mejor resistencia serie fotovoltaica
%Rp_best=zeros(size(radiation)); %Arreglo para la mejor resistencia paralelo fotovoltaica
%f_best=zeros(size(radiation)); %Arreglo para la mejor función de fitness total
G=solar_radiation; %Leyendo los valores de radiación solar uno por uno
Tc=cell_temperature; %Leyendo los valores de temperatura ambiente uno por uno
[f_bestt,a_bestt,Rs_bestt,Rp_bestt,Iph_bestt,Io_bestt]=PV_MODELING_BASED_DE_ALG
ORITHM(G,Tc); %Llamar a los 5 parámetros de la función de desoptimización
%f_bestt
%a_bestt
%Rs_bestt
%Rp_bestt
a_best=a_bestt; %Arreglo para el mejor factor de idealidad del diodo
```

```

Rs_best=Rs_bestt; %Arreglo para la mejor resistencia serie fotovoltaica
Rp_best=Rp_bestt; %Arreglo para la mejor resistencia paralelo fotovoltaica
Iph_best=Iph_bestt; %Arreglo para la mejor fotocorriente
Io_best=Io_bestt; %Arreglo para la mejor corriente de saturación del diodo
f_best=f_bestt; %Arreglo para la mejor función de fitness total
%f_best
%a_best
%Rs_best
%Rp_best
%%/// Computando I-V c/c del módulo fotovoltaico ///%%
%% Declaración de constantes %%
Nsc=36; %Número de células conectadas en serie por módulo
k=1.3806503*10^-23; %Constante de Boltzmann (J/K)
q=1.60217646*10^-19; %Carga del electrón en (Coulomb)
VT=(Nsc*k*Tc)/q; %Voltaje térmico del diodo (v)
%%/// Computando la corriente teórica usando el método de Newton-Rhapson ///%%
Ip=zeros(size(Vp));
for h=1:5
    Ip=Ip-((Iph_best-Ip-Io_best.*(exp((Vp+Ip.*Rs_best)/(a_best.*VT))-1)-
    ((Vp+Ip.*Rs_best)/Rp_best))./(-1-
    Io_best.*(Rs_best/(a_best.*VT)).*exp((Vp+Ip.*Rs_best)/(a_best.*VT))-
    (Rs_best/Rp_best)));
end
%%/// GRAFICANDO LA CARACTERÍSTICA I-V ///%%
%load IV_characteristic_data_experimental
figure
hold on
plot(Vp,Ip,Vp,Ie,'o')
hold off
title('I-V characteristics of PV module with solar radiation and ambient temperature
variations')
xlabel('Module voltage (v)')
ylabel('Module current (A)')
%for z=1:length(G)
gtext('978 W/m^2, 328.56 K') %///&&& radiación solar en (w/m^2) y temperatura de la
%célula en (K)///&&&%
%end
%%/// COMPUTANDO LA POTENCIA DEL MÓDULO ///%%
Pp=Vp.*Ip; %Computando la potencia teórica del módulo fotovoltaico
Pe=Vp.*Ie; %Computando la potencia experimental del módulo fotovoltaico
%%/// GRAFICANDO LA CARACTERÍSTICA P-V ///%%
figure
hold on
plot(Vp,Pp,Vp,Pe,'o')
hold off
title('P-V characteristics of PV module')
xlabel('Module voltage (v)')
ylabel('Module power (w)')

```



```
%for z=1:length(G)
gtext('978 W/m^2, 328.56 K') %///&&& radiación solar en (w/m^2) y temperatura de la
célula en (K) ///&&&%
%end
%%/// COMPUTANDO EL ERROR ///%%
lee=(1/length(Vp))*(sum(Ie));
RMSE=sqrt((1/length(Vp))*sum((Ip-Ie).^2))
MBE=(1/length(Vp))*sum((Ip-Ie).^2)
RR=1-((sum((Ie-Ip).^2))/(sum((Ie-lee).^2)))
(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)
```

**Anexo S**

```
%% función Script del algoritmo de Evolución diferencial (DE) en MATLAB
%% para optimizar los 5 parámetros fotovoltaicos (a, Rs, Rp, Iph & Io)
%% Fecha 16/3/2015 - Lunes
function
[f_bestt,a_bestt,Rs_bestt,Rp_bestt,Iph_bestt,Io_bestt]=PV_MODELING_BASED_DE_ALG
ORITHM(G,Tc) %Define una función para optimizar los 3 parámetros fotovoltaicos
%%/// Declaración de control de parámetros ///%%
EP=0.054;
D=5; %Dimensión del problema (5 parameters del módulo fotovoltaico)
Np=10*D; %///&&& Tamaño de la población (número de individuos) ///&&&
%% Factor de mutación %%
F=0.85; %///&&& Factor de mutación ///&&&
%% Crossover rate %%
CR=0.6; %///&&& Factor de razón de Crossover ///&&&
%% Número máximo de generación (iteración) %%
GEN_max=500; %///&&& Número máximo de generación ///&&&
%%/// GUARDANDO RESULTADOS EN ARCHIVO MAT ///%%
sheet=7; %///&&& Número de hojas para guardar los resultados ///&&&%
file_name='Results_of_Radiation_7_temperature_7.mat'; %///&&& Nombre del archivo
%para guardar los resultados en MAT ///&&&%
save(file_name,'Np','GEN_max','F','CR');
%%/// GUARDANDO LOS RESULTADOS EN ARCHIVO DE EXCEL ///%%
xlswrite('PVM4_Try_3.xlsx',Np,sheet,'P5');
xlswrite('PVM4_Try_3.xlsx',GEN_max,sheet,'Q5');
xlswrite('PVM4_Try_3.xlsx',F,sheet,'R5');
xlswrite('PVM4_Try_3.xlsx',CR,sheet,'S5');
xlswrite('PVM4_Try_3.xlsx',EP,sheet,'U5');
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
Rs_l=0.1; %Límite inferior de las resistencias serie (Rs)
Rs_h=2; %Límite superior de las resistencias serie (Rs)
Rp_l=100; %Límite inferior de las resistencias paralelo (Rp)
Rp_h=5000; %Límite superior de las resistencias paralelo (Rp)
a_l=1; %Límite inferior del factor de idealidad del diodo (a)
a_h=2; %Límite superior del factor de idealidad del diodo (a)
Iph_l=1; %Límite inferior de la fotocorriente (Iph)
Iph_h=8; %Límite superior de la fotocorriente (Iph)
Io_l=1e-12; %Límite inferior de la corriente de saturación del diodo (Io)
```

```

lo_h=1e-5; %Límite superior de la corriente de saturación del diodo (Io)
L=[a_l Rs_l Rp_l lph_l lo_l]; %Define el límite inferior del vector de 5 parámetros
%fotovoltaicos
H=[a_h Rs_h Rp_h lph_h lo_h]; %Define el límite superior del vector de 5 parámetros
%fotovoltaicos
%% Número de veces que es repetido el algoritmo %%
rr=1;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
a_average=zeros(1,rr); %Arreglo para guardar los mejores valores de (a) para rr veces
Rs_average=zeros(1,rr); %Arreglo para guardar los mejores valores de (Rs) para rr
%veces
Rp_average=zeros(1,rr); % Arreglo para guardar los mejores valores de (Rp) para rr
%veces
lph_average=zeros(1,rr); % Arreglo para guardar los mejores valores de (lph) para rr
%veces
lo_average=zeros(1,rr); % Arreglo para guardar los mejores valores de (Io) para rr
%veces
f_average=zeros(1,rr); % Arreglo para guardar los mejores valores de (f) para rr veces
for b=1:rr %Repetir el algoritmo 10 veces
    %%/// Declaración de matrices y variables del algoritmo ///%%
    x=zeros(D,1); %Vector de ensayo
    pop=zeros(D,Np); %Matriz de población (matriz objetivo)
    Fit=zeros(1,Np); %Función de fitness de toda la matriz de la población
    r=zeros(3,1); %Índices seleccionados aleatoriamente para la etapa de mutación
    %%/// Inicializando la población ///%%
    for j=1:Np %Vector para todos los individuos
        for i=1:D %Vector para todas las variables de individuo
            pop(i,j)=L(i)+(H(i)-L(i))*rand(1,1); %Inicializando el vector de individuos
        end
        a=pop(1,j); %Valor del factor de idealidad del diodo especificado desde la
%población
        Rs=pop(2,j); %Valor de resistencias serie especificado desde la población
        Rp=pop(3,j); %Valor de resistencia paralelo especificado desde la población
        lph=pop(4,j); %Valor de fotocorriente especificado desde la población
        lo=pop(5,j); %Valor de la corriente de saturación del diodo especificado desde la
%población
        [f]=fitness_function(a,Rs,Rp,lph,lo,G,Tc); %Llamar a la función de computación de
%las funciones de fitness
        Fit(1,j)=f; %Para guardar la función de fitness total para la población inicial
    end
    %%/// Optimización ///%%
    Aa=zeros(1,GEN_max); %Inicializar arreglo para valores (a)
    ARs=zeros(1,GEN_max); %Inicializar arreglo para valores (Rs)
    ARp=zeros(1,GEN_max); %Inicializar arreglo para valores (Rp)
    Alph=zeros(1,GEN_max); %Inicializar arreglo para valores (lph)
    Alo=zeros(1,GEN_max); %Inicializar arreglo para valores (Io)

```

```

Af=zeros(1,GEN_max); %Inicializar arreglo para valores (f)
for g=1:GEN_max %Para cada generación (iteración)
    for j=1:Np %Para cada vector individual
        %%/// Selección aleatoria de tres índices para la mutación ///%
        %%/// paso para generar el vector donante (mutación) ///%%
        r(1)=floor(rand*Np)+1; %Primer índice aleatorio
        while r(1)==j %Para asegurar...
            r(1)=floor(rand*Np)+1; %r(1) no igual a j
        end
        r(2)=floor(rand*Np)+1; %Segundo índice aleatorio
        while (r(2)==j)||(r(2)==r(1)) %Para asegurar...
            r(2)=floor(rand*Np)+1; %r(2) no igual a j ni r(1)
        end
        r(3)=floor(rand*Np)+1; %Tercer índice aleatorio
        while (r(3)==j)||(r(3)==r(1))||(r(3)==r(2)) %Para asegurar...
            r(3)=floor(rand*Np)+1; %r(3) no igual a j ni r(1) ni r(2)
        end
        %%/// Pasos de mutación ///%%
        w=pop(:,r(3))+F.*(pop(:,r(1))-pop(:,r(2))); %Para crear el vector de mutación
        %(donante)
        %%/// Pasos de Crossover ///%%
        Rnd=floor(rand*D)+1;
        for i=1:D
            if (rand<CR)||(Rnd==i)
                x(i)=w(i);
            else
                x(i)=pop(i,j);
            end
        end
        %%/// Revisando los 5 parámetros del vector de ensayo ///%%
        %%/// con las restricciones de límites ///%%
        for i=1:D
            if (x(i)<L(i))||(x(i)>H(i))
                x(i)=L(i)+(H(i)-L(i))*rand;
            end
        end
        %%/// Selección del mejor individuo (del vector de ensayo o el individuo
        %presente) ///%%
        a=x(1); %Vector de ensayo del valor del factor de idealidad del diodo
        %especificado
        Rs=x(2); %Vector de ensayo del valor de la resistencia serie fotovoltaica
        %especificada
        Rp=x(3); %Vector de ensayo de la resistencia paralelo fotovoltaica especificada
        lph=x(4); %Vector de ensayo de la fotocorriente especificada
        lo=x(5); %Vector de ensayo del valor de la corriente de saturación del diodo
        %especificada
        [f]=fitness_function(a,Rs,Rp,lph,lo,G,Tc);
        %Calcular las funciones de fitness para el vector de ensayo
    
```

```

    if (f<=Fit(1,j)) %Comparación entre funciones de fitness para vectores de
%ensayo y objetivo
        pop(:,j)=x; %Reemplazar la función fitness total (f.f) del vector de individuo
%objetivo con la función de fitness del ensayo uno
    end
end %Fin del bucle para cada vector individual
[n iBest]=min(abs(Fit));
Aa(g)=pop(1,iBest); %Para guardar el mejor valor de (a) para cada generación
ARs(g)=pop(2,iBest); % Para guardar el mejor valor de (Rs) para cada generación
ARp(g)=pop(3,iBest); % Para guardar el mejor valor de (Rp) para cada generación
Alph(g)=pop(4,iBest); % Para guardar el mejor valor de (lph) para cada generación
Alo(g)=pop(5,iBest); % Para guardar el mejor valor de (lo) para cada generación
Af(g)=Fit(iBest); %Para guardar el mejor valor de f
if Fit(iBest)<=EP
    FEV=g;
end
end %Fin del bucle para cada generación (iteración)
[nn lbest]=min(abs(Af));
a_average(b)=Aa(1,lbest);
Rs_average(b)=ARs(1,lbest);
Rp_average(b)=ARp(1,lbest);
lph_average(b)=Alph(1,lbest);
lo_average(b)=Alo(1,lbest);
f_average(b)=Af(1,lbest);
AF=Af';
xlswrite('PVM4_Try_3.xlsx',AF,sheet,'Z5');
end
%%/// Resultados de la optimización de 3 parámetros del módulo fotovoltaico ///%%
f_bestt=sum(f_average)/rr; %La función de fitness total del mejor individuo
a_bestt=sum(a_average)/rr; %El mejor valor de (a) para cada radiación solar y
%temperatura ambiente
Rs_bestt=sum(Rs_average)/rr; % El mejor valor de (Rs) para cada radiación solar y
%temperatura ambiente
Rp_bestt=sum(Rp_average)/rr; % El mejor valor de (Rp) para cada radiación solar y
%temperatura ambiente
lph_bestt=sum(lph_average)/rr; % El mejor valor de (lph) para cada radiación solar y
%temperatura ambiente
lo_bestt=sum(lo_average)/rr; % El mejor valor de (lo) para cada radiación solar y
%temperatura ambiente
save(file_name,'f_average'); %Para guardar la función de fitness en archivo MAT para
ejecutar rr
xlswrite('PVM4_Try_3.xlsx',f_average,sheet,'A108'); %Para guardar la función de fitness
en hoja excel para ejecutar rr
end

```

(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)

## Anexo T

```

%definir constantes
TaC=25; %temperatura de la célula

```

```

C=0.5; %tamaño del paso
Suns=0.028; %(1 G=1000 W/m^2)
Va=31; %voltaje fotovoltaico
Ia=PV_model(Va,Suns,TaC);
Pa=Ia.*Va; %potencia de salida fotovoltaica
Vref_new=Va+C; %nuevo voltaje de referencia
Va_array=[];
Pa_array=[];
Suns=[0 0.1; 1 0.2; 2 0.3; 3 0.3; 4 0.5; 5 0.6; 6 0.7; 7 0.8; 8 0.9; 9 1; 10 1.1; 11 1.2; 12 1.3;
13 1.4;];
x=Suns(:,1)'; %leer datos de tiempo
y=Suns(:,2)'; %leer datos de radiación solar
xi=1:200; %fijar puntos para interpolación
yi=interp1(x,y,xi,'cubic'); %Hacer interpolación cúbica
for i=1:14
    %leer valor de radiación solar
    Suns=yi(i);
    %tomar nueva medida
    Va_new=Vref_new;
    Ia_new=PV_model(Va,Suns,TaC);
    Pa_new=Va_new*Ia_new;
    deltaPa=Pa_new-Pa;
    if deltaPa>0;
        if Va_new>Va;
            Vref_new=Va_new+C; %incrementar referencia
        else
            Vref_new=Va_new-C; %disminuir referencia
        end
    elseif deltaPa<0
        if Va_new>Va
            Vref_new=Va_new-C;
        else
            Vref_new=Va_new+C;
        end
    else
        V_ref=Va_new;
    end
    Va=Va_new;
    Pa=Pa_new;
    Va_array=[Va_array Va];
    Pa_array=[Pa_array Pa];
end

```

(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)

### Anexo U

```

%Definir constantes
TaC=25; %temperatura
C=.5; %tamaño de paso
E=0.5; %error de dl/dV máximo

```

```
%Definir variables con condiciones iniciales
Suns=0.045;
Va=31;
Ia=PV_model(Va,Suns,TaC);
Pa=Va*Ia;
Vref_new=Va+C;
Va_array=[];
Pa_array=[];
Pmax_array=[];
Suns=[0 0.1; 1 0.2; 2 0.3; 3 0.3; 4 0.5; 5 0.6; 6 0.7; 7 0.8; 8 0.9; 9 1; 10 1.1; 11 1.2; 12 1.3;
13 1.4;];
x=Suns(:,1)'; %leer datos de tiempo
y=Suns(:,2)'; %leer datos de radiación solar
xi=1:200; %fijar puntos para interpolación
yi=interp1(x,y,xi,'cubic'); %Hacer interpolación cúbica
for sample=1:14
    %leer datos de radiación
    Suns=yi(sample);
    %tomar nuevas medidas
    Va_new=Vref_new;
    Ia_new=PV_model(Va,Suns,TaC);
    %calcular el incremento en voltaje y corriente
    deltaVa=Va_new-Va;
    deltala=Ia_new-Ia;
    if deltaVa==0
        if deltala==0
            Vref_new=Va_new; %no hay cambio
        elseif deltala>0
            Vref_new=Va_new+C;
        else
            Vref_new=Va_new-C;
        end
    else
        if abs(deltala/deltaVa+Ia_new/Va_new)<=E
            Vref_new=Va_new; %no hay cambio
        else
            if deltala/deltaVa>-Ia_new/Va_new+E
                Vref_new=Va_new+C;
            else
                Vref_new=Va_new-C;
            end
        end
    end
end
end
```

(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)

### Anexo V

%Un programa para el análisis de un inversor de fuente de voltaje con salida de ancho de  
%pulso modulado sinusoidal

```

%PARTE 1 (preparación)
%En esta parte la pantalla es limpiada, cualquier otra función, figura o variable, también
%es limpiada.
%El nombre del programa es mostrado.
clc
clear all
disp('Voltage-source inverter with Sinusoidal-Pulse Width Modulated output')
disp('By Tamer Khatib')
disp('')
%
%PARTE 2
%En esta parte las variables conocidas son entradas, el usuario es invitado a entrar las
%otras variables.
%Vrin el voltaje DC de entrada.
Vrin=1;
%f es la frecuencia de la forma de onda del voltaje de salida.
f=input('The frequency of the output voltage, f = ');
%Z es la impedancia de la carga en por unidad
Z=1;
%ma es el índice de modulación
ma=input('the modulation index, ma, (0<ma<1), ma = ');
%phi es el ángulo de fase de la carga
phi=input('the phase angle of the load in degrees = ');
%fc es la frecuencia de la señal portadora
fc=input('The frequency of the carrier signal = ');
%
%PARTE 3
%Calculando parámetros de carga
%
phi=phi*pi/180;
%R y L son la resistencia e inductancia de la carga respectivamente
R=Z*cos(phi);
L=(Z*sin(phi))/(2*pi*f);
%
%PARTE 4
%Calculando el número de pulsos por periodo, N
N=fc/f;
%
%PARTE 5
%Construyendo la señal diente de sierra, Vt, la forma de onda del voltaje de salida, Vout,
%y encontrando el inicio (alpha) y el fin (beta) para cada uno de los pulsos de salida.
%
%En cada periodo del diente de sierra, hay una parte que aumenta y disminuye
%del diente de sierra, por lo que el periodo de la forma de onda del voltaje de salida es
%dividido entre
%2N sub-periodos, k es usado como un contador de esos sub-periodos.
%para propósitos de cálculo cada sub-periodo es dividido en 50 puntos, i.e., el
%periodo de la forma de onda del voltaje de salida es dividido entre 100N puntos.

```

```

%j es un contador adentro del sub-periodo
%i es el contador de tiempo generalizado
for k=1:2*N
    for j=1:50
        %encontrando el contador de tiempo generalizado
        i=j+(k-1)*50;
        %encontrando el paso de tiempo
        wt(i)=i*pi/(N*50);
        %encontrando la mitad del periodo del voltaje de salida
        if (sin(wt(i)))>0
            hpf=1;
        else
            hpf=-1;
        end
        %calculando la señal moduladora
        ma1(i)=ma*abs(sin(wt(i)));
        %calculando la forma de onda del diente de sierra
        if rem(k,2)==0
            Vt(i)=0.02*j;
            if abs(Vt(i)-ma*abs(sin(wt(i))))<=0.011
                m=j;
                beta(fix(k/2)+1)=3.6*((k-1)*50+m)/N;
            else
                j=j;
            end
        else
            Vt(i)=1-0.02*j;
            if abs(Vt(i)-ma*abs(sin(wt(i))))<0.011
                l=j;
                alpha(fix(k/2)+1)=3.6*((k-1)*50+1)/N;
            else
                j=j;
            end
        end
        %calculando la forma de onda del voltaje de salida
        if Vt(i)>ma*abs(sin(wt(i)))
            Vout(i)=0;
        else
            Vout(i)=hpf*Vrin;
        end
    end
end
beta(1)=[];
%PARTE 6
%Mostrando el inicio (alpha), el fin (beta) y la amplitud
%de cada uno de los pulsos del voltaje de salida.
disp(' ')
disp('...')

```



```

disp('alpha beta width')
[alpha' beta' (beta-alpha)]
%PARTE 7
%Graficando la señal portadora triangular, Vt,
%la señal moduladora y la forma de onda del voltaje de salida, Vout.
a=0;
subplot(2,1,1)
plot(wt,Vt,wt,ma1,wt,a)
axis([0,2*pi,-2,2])
ylabel('Vt, m(pu)');
subplot(2,1,2)
plot(wt,Vout,wt,a)
axis([0,2*pi,-2,2])
ylabel('Vo(pu)');
xlabel('Radian');
%PARTE 8
%Analizando la forma de onda del voltaje de salida
%Encontrando el valor rms del voltaje de salida
Vo=sqrt(1/(length(Vout))*sum(Vout.^2));
disp('The rms Value of the output Voltage = ')
Vo
%encontrando los contenidos armónicos de la forma de onda del voltaje
y=fft(Vout);
y(1)=[];
x=abs(y);
x=(sqrt(2)/(length(Vout)))*x;
disp('The rms Value of the output voltage fundamental component = ')
x(1)
%
%Encontrando la distorsión armónica total (THD) del voltaje de salida
THDVo=sqrt(Vo^2 -x(1)^2)/x(1);
%
%PARTE 9
%calculando la forma de onda de la corriente de salida
m=R/(2*pi*f*L);
DT=pi/(N*50);
C(1)=-10;
%
i=100*N+1:2000*N;
Vout(i)=Vout(i-100*N*fix(i/(100*N))+1);
%
for i=2:2000*N;
    C(i)=C(i-1)*exp(-m*DT)+Vout(i-1)/R*(1-exp(-m*DT));
end
%PARTE 10
%Analizando la forma de onda de la corriente de salida
%encontrando los contenidos armónicos de la forma de onda de la corriente de salida
for j4=1:100*N

```

```

CO(j4)=C(j4+1900*N);
CO2=fft(CO);
CO2(1)=[];
COX=abs(CO2);
COX=(sqrt(2)/(100*N))*COX;
end
%Encontrando el valor RMS de la corriente de salida.
CORMS=sqrt(sum(CO.^2)/(length(CO)));
disp('The RMS value of the load current =')
CORMS
%Encontrando el THD de la corriente de salida
THDIo=sqrt(CORMS^2-COX(1)^2)/COX(1);
%PARTE 11
%Encontrando la forma de onda de la corriente de suministro
for j2=1900*N+1:2000*N
    if Vout(j2)~=0
        CS(j2)=abs(C(j2));
    else
        CS(j2)=0;
    end
end
end
%PARTE 12
%Analizando la forma de onda de la corriente de suministro
%
%Forma de onda de la corriente de suministro y su valor promedio
for j3=1:100*N
    CS1(j3)=abs(CS(j3+1900*N));
end
CSRMS=sqrt(sum(CS1.^2)/(length(CS1)));
disp('The RMS value of the supply current is')
CSRMS
CSAV=(sum(CS1)/(length(CS1)));
disp('The Average value of the supply current is')
CSAV
%Encontrando el análisis Fourier de la forma de onda de la corriente de suministro
CS2=fft(CS1);
CS2(1)=[];
CSX=abs(CS2);
CSX=(sqrt(2)/(100*N))*CSX;
%PARTE 13
%Mostrando los parámetros calculados.
disp('Performance parameters are')
THDVo
THDIo
a=0;
%PARTE 14
%Abriendo una nueva ventana para el gráfico de el voltaje de salida, la corriente de
%salida, la corriente de suministro y los contenidos armónicos de sus valores

```

```
figure(2)
subplot(3,2,1)
plot(wt,Vout(1:100*N),wt,a);
title("");
axis([0,2*pi,-1.5,1.5]);
ylabel('Vo(pu)');
subplot(3,2,2)
plot(x(1:100));
title("");
axis([0,100,0,0.8]);
subplot(3,2,3)
plot(wt,C(1900*N+1:2000*N),wt,a);
title("");
axis([0,2*pi,-1.5,1.5]);
ylabel('Io(pu)');
subplot(3,2,4)
plot(COX(1:100));
title("");
axis([0,100,0,0.8]);
ylabel('Ion(pu)');
subplot(3,2,5)
plot(wt,CS(1900*N+1:2000*N),wt,a);
title("");
axis([0,2*pi,-1.5,1.5]);
ylabel('Is(pu)');
xlabel('Radian');
subplot(3,2,6)
plot(CSX(1:100));
hold
plot(CSAV,'*')
text(5,CSAV,'Average value')
title("");
axis([0,100,0,0.8]);
ylabel('Isn(pu)');
xlabel('Harmonic Order');
ylim([0,.1]);
```

(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)

### Anexo W

```
clear
clc
close all
Vbati=[];
SOCi=[];
for l1=1:1:50;
    t1=7;
    SOC1=.2;
    K=.8;
    D=1e-5;
```

```

SOCm=936;
ns=6;
SOC2=SOC1;
for t=0:.1:t1;
    B=SOC2;
    if (I1<=0); %modo de descarga
        V1=(1.926+.124*B)*ns;
        R1=(.19+.1037/(B-.14))*ns/SOCm;
    elseif (I1>0); %modo de carga
        V1=(2+.148*B)*ns;
        R1=(.758+.1309/(1.06-B))*ns/SOCm;
        R1=double(R1);
    end
    syms v;
    f1=K*V1*I1-D*SOC2*SOCm;
    ee=int((K*V1*I1-D*SOC2*SOCm),v,0,t);
    SOC=SOC1+SOCm^-1*ee;
    SOC2=SOC;
end
Vbat=V1+I1*R1;
Vbat=double(Vbat);
Vbati=[Vbati; Vbat];
SOC=double(SOC);
SOCi=[SOCi;SOC];
end
Vbati
SOCi
plot(Vbati)
figure
plot(SOCi)

```

(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)

### Anexo X

```

%fileName='PVModelingBookDataSource.xls';
%sheetName='Source 5';
fileName='Libro1.xlsx';
sheetName='Source 1';
L=7.11;
%%Ángulo de inclinación óptimo
%TestdayNumber=xlsread(fileName,sheetName,'L5846:L6211');
%Gglobal=xlsread(fileName,sheetName,'E5846:E6211');
%Gdiffused=xlsread(fileName,sheetName,'F5846:F6211');
TestdayNumber=xlsread(fileName,sheetName,'P5:P370');
Gglobal=xlsread(fileName,sheetName,'R5:R370');
Gdiffused=xlsread(fileName,sheetName,'S5:S370');
N=TestdayNumber;
G=Gglobal;
D=Gdiffused;
OptimumB_M=[];

```

```

for k=1:30:360
    G_M=[];
    D_M=[];
    N_M=[];
    for j=0+k:1:29+k
        G_M=[G_M;G(j)];
        D_M=[D_M;D(j)];
        N_M=[N_M;N(j)];
    end
    G_M;
    D_M;
    N_M;
    days=30;
    GBAns=[];
    for B=0:1:90;
        %-----
        Ds=23.45*sin((360*(284+N_M)/365)*(pi/180));
        W=acosd(-1*tan((L*(pi/180))*tan(Ds*(pi/180)));
        Rb=((cos((L-B)*(pi/180)).*cos(Ds*(pi/180)).*sin(W*(pi/180)))+(W*(pi/180)).*sin((L-
B)*(pi/180)).*sin(Ds*(pi/180)))/(((cos(L*(pi/180)).*cos(Ds*(pi/180)).*sin(W*(pi/180)))+(
W*(pi/180)).*sin(L*(pi/180)).*sin(Ds*(pi/180))));
        Rd=(1+cos(B*(pi/180)))./2;
        Rr=(0.3*(1-cos(B*(pi/180)))./2;
        F=G_M-D_M;
        BB=(F.*Rb);
        DB=(D_M.*Rd);
        RB=(G_M.*Rr);
        GB=BB+DB+RB;
        %-----
        x_GB=GB;
        AV_GB=[];
        for i=1:days:round(length(x_GB)/days)*days
            AV_GB=[AV_GB;sum(x_GB(i:i+days-1))/days];
        end
        AV_GB;
        GBAns=[GBAns;AV_GB];
    end
    end
    GBAns;
    [MAX, MAX_INDEX]=max(GBAns);
    maximum_Solar_Radiation=MAX;
    optimumB1=MAX_INDEX-1;
    OptimumB_M=[OptimumB_M; optimumB1];
end
OptimumB_M;
Year_Months=[1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12];
figure
%subplot(2,2,1)

```



```

Vpv=Va;
%Voltaje de salida del arreglo fotovoltaico para propósito de almacenamiento
Ipv=Ia;
%Corriente de salida del arreglo fotovoltaico con propósito de almacenamiento
Pao=Va.*Ia;
%Computando el voltaje de salida por hora del arreglo fotovoltaico (W)
Am=0.9291;
%El área del módulo fotovoltaico (m^2)
A=Ns*Np*Am;
%Computando el área del arreglo fotovoltaico (m^2)
Pai=A.*G;
%Computando la potencia de entrada por hora del arreglo fotovoltaico (W)
effa=Pao./Pai;
%Computando la eficiencia por hora del arreglo fotovoltaico
save('output_variable_PV_array','Ia','Va','Pao','Pai','effa','A');
%Guardar los datos de Ia, Va, Pao, Pai, effa & A del arreglo fotovoltaico en archivo MAT
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%MOTOR%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
Va=0.95.*Va;
%El voltaje de salida del convertor DC-DC
Ia=0.9.*Ia;
%La salida de corriente del convertor DC-DC
Ra=0.8;
%Resistencia de la armadura del motor DC (Ohm)
Km=0.175;
%Constante de torque y velocidad (V/(rad*sec))
%TC=0.08;
%Constante de torque para pérdidas por rotación
%VT=0.01;
%Constante de torque viscoso para pérdidas por rotación
Ebb=Va-(Ra.*Ia);
%Computando la fuerza electromotriz por hora del motor (V)
%%El caso de sobrecorriente suministrada al motor por el arreglo fotovoltaico%%
Eb=(Ebb>=0).*Ebb;
%Fijar Eb=0 cuando Ebb<0 (sobrecorriente)/apagar el motor
Ia=(Ebb>=0).*Ia;
%Fijar Ia=0 cuando Ebb<0 (sobrecorriente)/apagar el motor
Va=(Ebb>=0).*Va;
%Fijar Va=0 cuando Ebb<0 (sobrecorriente)/apagar el motor
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
Tm=Km.*Ia;
%Computando el torque por hora del motor DC
Tmm=(Tm==0).*1;
Tm1=Tmm+Tm;
Rou=1000;
%Densidad del agua (Kg/m^3)
g=9.81;
%Aceleración debido a la gravedad (m/Sec^2)
d1=33.5*0.001;

```

```

%Díámetro del impulsor de entrada (mm)
d2=160*0.001;
%Díámetro del impulsor de salida (mm)
beta1=38*2*pi/360;
%Ángulo de inclinación de la cuchilla del impulsor en el impulsor de entrada (degree)
beta2=33*2*pi/360;
%Ángulo de inclinación de la cuchilla del impulsor en el impulsor de salida (degree)
b1=5.4*0.001;
%Altura de la cuchilla del impulsor en el impulsor de entrada (mm)
b2=2.2*0.001;
%Altura de la cuchilla del impulsor en el impulsor de salida (mm)
Kp=Rou*2*pi*b1*(d1/2)^2*tan(beta1)*((d2/2)^2-((b1*(d1/2)^2*tan(beta1))/(b2*tan(beta2))));
%Computando la potencia por hora del motor DC (W)
Pdev=Eb.*Ia;
Omega=abs(sqrt((Km.*Ia)/Kp));
%Computando la velocidad angular por hora del motor (rad/sec)
%Pmo=Tm.*Omega;
%Computando la potencia mecánica por hora del motor (W)
%Omega=Pdev./Tm1;
Pmo=Pdev;
Pmi=Pao.*0.9;
%Computando la potencia de entrada por hora del motor DC (W)
PMI1=(Pmi==0).*1;
%Para superar la división por cero
PMI2=Pmi+PMI1;
%Para superar la división por cero
effm=Pmo./PMI2;
%Computando la eficiencia por hora del motor DC
save('output_variable_Motor','Ia','Va','Pmo','Pmi','effm','Tm','Omega');
%Guardar los datos de Ia, Va, Pmo, Pmi, effm, Tm y Omega del motor DC en archivo
MAT
%%%%%%%%%%%%BOMBA%%%%%%%%%%%%
%Tp=Kp.*Omega.^2;
%Computando el torque por hora de la bomba
Tp=Tm; %-TC-0.1.*VT.*Omega;
%El torque producido por el motor es igual al torque requerido por la bomba (Nm)
Eh=Tp.*Omega;
%Computando la energía hidráulica (W)
Ppo=Eh;
%Computando la potencia de salida por hora de la bomba (W)
Ppo=(Ebb>=0).*Ppo;
Ppi=Pmo;
%Computando la potencia de entrada por hora de la bomba (W)
PPI1=(Ppi==0).*1;
%Para superar la división por cero
PPI2=Ppi+PPI1;
%Para superar la división por cero
effpp=Ppo./PPI2;

```



```

%Computando la eficiencia por hora de la bomba
effp=(effpp<=0.95).*effpp;
Q=zeros(length(Eh),1);
for ii=1:length(Eh)
    r1=h2*2.725;
    %Computando el de agua
    r2=0;
    %Computando el caudal de agua
    r3=h1*2.725;
    %Computando el caudal de agua
    r4=-Eh(ii);
    %Computando el caudal de agua
    r=roots([r1 r2 r3 r4]);
    %Computando el caudal de agua
    if (imag(r(1))==0 && real(r(1))>0)
        %Escogiendo el valor real del caudal de agua
        QQQ=real(r(1));
    elseif (imag(r(2))==0 && real(r(3))>0)
        %Escogiendo el valor real del caudal de agua
        QQQ=real(r(2));
    elseif (imag(r(3))==0 && real(r(3))>0)
        %Escogiendo el valor real del caudal de agua
        QQQ=real(r(3));
    else
        QQQ=0;
        %Si todas las raíces son complejas y/o la parte real es negativa o cero
    end
    QQ(ii,1)=QQQ;
    %Caudal por hora (m^3/h)
end
Q1=(QQ==0).*1;
%Para superar la división por cero
Q2=QQ+Q1;
%Para superar la división por cero
H=Eh./(2.725.*Q2);
%Computando la cabeza del bombeo de agua (m)
%%%%%%%%%SISTEMA COMPLETO%%%%%%%%%
effsub=effm.*effp;
%Computando la eficiencia del subsistema por hora
effoverall=effa.*effm.*effp;
%Computando la eficiencia total por hora
QQ=(Ebb>=0).*QQ;
QQ=(effpp<=0.95).*QQ;
Q=[0;QQ];
%Para añadir el caso inicial Q=0 por propósitos de programación
d=2.5;
%Agua demandada por hora (m^3/h)
Cr=zeros(length(Q),1);

```

```

%Para especificar el tamaño de la matriz residente actual del tanque de almacenamiento
Qexcess_pv=zeros(length(Q),1);
%Para especificar el tamaño de la matriz de exceso de aguax
Qexcess_s=zeros(length(Q),1);
SOC=zeros(length(Q),1);
Qdef_pv=zeros(length(Q),1);
%Para especificar el tamaño de la matriz de déficit de agua (antes del tanque)
Qdeficit_s=zeros(length(Q),1);
%Para especificar el tamaño de la matriz de déficit de agua (después del tanque)
X=Q(2:end,1)-d;
%Diferencia entre la producción por hora y la demanda de agua
%%***Antes del tanque***%%
Qdef_pv(2:end,1)=(X<0).*abs(X);
%Computando el déficit de agua por hora antes del tanque (m^3)
%%***Después del tanque***%%
C=length(Q)-1;
Qexcess_pv(2:end,1)=(X>=0).*abs(X);
%Computando el exceso de agua por hora antes y después del tanque (m^3)
for i=1:C
    Cr(i+1,1)=((Cr(i,1)+X(i,1))>=0).*abs(Cr(i,1)+X(i,1));
    %Para computar el agua residente actual en el tanque por hora (m^3)
    SOC(i+1,1)=Cr(i+1,1)/Cn;
    %Computando el estado de carga por hora del tanque de almacenamiento
    if SOC(i+1,1)>=1
        SOC(i+1,1)=1;
        Qexcess_s(i+1,1)=Cr(i+1,1)-Cn;
        Cr(i+1,1)=Cn;
    else
        Qexcess_s(i+1,1)=0;
    end
    Qdeficit_s(i+1,1)=((Cr(i,1)+X(i,1))<0).*abs(Cr(i,1)+X(i,1));
    %Para computar el déficit de agua por hora (m^3/h) (después del tanque)
end
Q=Q(2:end,1);
%Computación final del caudal de agua por hora (m^3)
Qexcess_pv=Qexcess_pv(2:end,1);
%Computación final del exceso de agua por hora antes y después del tanque (m^3)
Qexcess_s=Qexcess_s(2:end,1);
%Computación final del exceso de agua por hora después de llenar el tanque (m^3)
Qdeficit_s=Qdeficit_s(2:end,1);
%Computación final del déficit de agua por hora después del tanque (m^3)
Qdef_ph=Qdef_pv(2:end,1);
%Computación final del déficit de agua por hora después del tanque (m^3)
Cres=Cr(2:end,1);
%Computación final del agua residente actual en el tanque (m^3)
SOC=SOC(2:end,1);
%Computación final del estado de carga por hora (SOC)
D=zeros(length(Q),1)+d;

```

```
%Construyendo la matriz de la demanda de agua por hora (m^3)
LLPh=Qdeficit_s(1:end,1)./D(1:end,1);
%Computando la probabilidad de pérdida de carga (LLP) por hora
%disp([Q D X Cres Qexcess_s Qdeficit_s Qexcess_pv LLPh]);
LLP=sum(Qdeficit_s(1:end,1))/sum(D(1:end,1));
%Computando el LLV para un año
save('output_variable_System','Q','H','D','Qdef_pv','Qdeficit_s','Qexcess_pv','Qexcess_s','
Cr','SOC','effoverall','effsub','LLPh','LLP');
%Guardar los datos de Q, H, D, Qdeficit, Qexcess, Cr, SOC, effoverall, effs, ub, LLPh y
LLP del sistema en archivo MAT
%e1=cputime-t1
```

(Fuente: Khatib & Elmenreich, 2016)

## 7. BIBLIOGRAFÍA

- ASCUN. UIS logra patente con un sistema inteligente para mejorar la eficiencia de paneles fotovoltaicos integrados con techos verdes. [En línea] <https://ascun.org.co/noticias/detalle/uis-logra-nueva-patente-con-un-sistema-inteligente-para-mejorar-la-eficiencia-de-paneles-fotovoltaicos-integrados-con-techos-verdes-a1f> (visitado: 28-dic-2019).
- Sun Colombia. Normas en Colombia sobre energía solar. [En línea] <http://www.suncolombia.com/normas-en-colombia-sobre-energia-solar/> (visitado: 31-oct-2019).
- Wikipedia. Generación distribuída. [En línea] [https://es.wikipedia.org/wiki/Generaci%C3%B3n\\_distribuida](https://es.wikipedia.org/wiki/Generaci%C3%B3n_distribuida) (visitado: 31-oct-2019).
- Vengatesh & Rajan, (2011). Investigation of cloudless solar radiation with PV module employing Matlab-Simulink. Sivakasi, Elsevier.
- Ishake, K. Salam, Z. Syafaruddin. (2011) A comprehensive MATLAB Simulink PV system simulator with partial shading capability based on two-diode model. Johor Bahru. Elsevier.
- Chin, Babu & McBride, (2011). Desing, modeling and testing of standalone single axis active solar tracker using MATLAB/Simulink. Newcastle. Elsevier.
- Das, Wongsodihardjo & Islam, (2015). Modeling of multi-junction photovoltaic cell using MATLAB/Simulink to improve the conversion efficiency. Perth. Elsevier.
- Mohanty, Bhuvanewari, Balasubramanian & Dhaliwal, (2014). MATLAB based modeling to study the performance of different MPPT techniques used for solar PV system under various operating conditions. New Delhi. Elsevier.
- Rezk & Hasaneen, (2015). A new MATLAB/Simulink model of triple-junction solar cell and MPPT base don artificial neural networks for photovoltaic energy systems. Minia. Elsevier.
- Bellia, Youcef & Fatima, (2014). A detailed modeling of photovoltaic module using MATLAB. Bechar. Elsevier.
- Martínez & Santamaría, (2012). DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL EN MATLAB PARA EL ANÁLISIS ENERGÉTICO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS. Bucaramanga.
- MeiYue & GuoSHeng, (2011). Study on characteristics of photovoltaic cells based on MATLAB simulation. Nanjing.
- Zhu, Yang, Wang & Luo, (2011). Modeling and Analysis of Output Features of the Solar Cells Based on MATLAB/Simulink. Nanjing.
- Bayindir, Colak, Kaplan & Can, (2011). MATLAB/GUI Simulation for Photovoltaic Systems. Torremolinos.
- Rahmani, Fard, Shojaei, Othman & Yusof, (2011). A Complete Model of Stand-alone Photovoltaic Array in MATLAB-Simulink Environment. Kuala Lumpur.
- Jenifer, Nishia, Rohini & Jamuna, (2012). DEVELOPMENT OF MATLAB SIMULINK MODEL FOR PHOTOVOLTAIC ARRAYS. Chennai.
- Ding, Bian, Liu & Peng, (2012). A MATLAB-Simulink-Based PV Module Model and Its Application Under Conditions of Nonuniform Irradiance.
- Hamidon, Aziz & Yunus, (2012). Photovoltaic Array Modelling with P&O MPPT Algorithm in MATLAB. Gombak.

- Joseph & Kamala, (2013). PV Array Characteristics Analysis Under Partial Shading & Modeling of P&O MPPT Applied Boost Convertor Using Matlab/Simulink. Chennai.
- Krishan, Sood & Kumar, (2013). The Simulation and Design for Analysis of Photovoltaic System Base don MATLAB. Hamirpur.
- Altin & Yildirimoglu, (2013). LabVIEW/MATLAB Based Simulator for Grid Connected PV System. Ankara.
- Keles, Alagoz, Akcin, Kaygusuz & Karabiber, (2013). A Photovoltaic System Model For Matlab/Simulink Simulations. Malatya.
- Das, Wongsodihardjo & Islam, (2013). Photovoltaic Cell Modeling for Maximum Power Point Tracking using MATLAB/Simulink to Improve the Conversion Efficiency.
- Jazayeri, Uysal & Jazayeri, (2013). A Simple Matlab/SIMULINK Simulation for PV Modules Base don One-Diode Model. Famagusta.
- Tripathi, Singh & Badoni, (2013). A MATLAB-Simulink-Based Solar Photovoltaic Array (SPVA) Module with MPPT. Shahbad Daulatpur.
- Jazayeri, Usal & Jazayeri, (2013). MATLAB/Simulink Based Simulation of Solar Incidence Angle and the Sun's Position in the Sky with Respect to Observation Points on the Earth. Famagusta.
- Sivasankari & Chandra, (2013). Application of Response surface methodology based central composite design for validation and optimization of solar photovoltaic characteristics through MATLAB. Tiruchirappalli.
- Jazayeri, Uysal & Jazayeri, (2014). Evaluation of Maximum Power Point Tracking Techniques in PV Systems using MATLAB/Simulink. Famagusta.
- Grag, Singh & Gupta, (2014). PV Cell Models and Dynamic Simulation of MPPT Trackers in MATLAB. Shahbad Daulatpur.
- Anand, Priyan & Pesala, (2014). Effect of Shading Losses on the Performance of Solar Module System using MATLAB Simulation. Chennai.
- Banu & Istrate, (2014). Islanding Prevention Scheme for Grid-Connected Photovoltaic Systems in Matlab/Simulink. Iasi.
- Stefan, (2014). Matlab/Simulink Solar Cell model based on electrical parameters at only one operating condition. Iasi.
- Kumar, Parimi & Rao, (2014). Performance Analysis of a Two-Diode model of PV cell for PV based generation in MATLAB. Hyderabad.
- Sarathi, Mondal, Akter & Mohammad, (2014). Modeling Combined Effect of Temperature and Irradiance on Solar Cell Parameters by MATLAB/Simulink. Dhaka.
- Patil & Deshpande, (2015). Desing and Simulation of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking in MATLAB and Simulink. Pune.
- Inamdar & Vaidya, (2015). Performance Analysis of Solar Photovoltaic Module for Multiple Varying Factors in Matlab/Simulink. Sangli.
- Raghuwanshi & Gupta, (2015). Modeling of a Single-Phase Grid-Connected Photovoltaic System Using MATLAB/Simulink. Indore.
- Ahmed, Nowaz, Tasnim & Afroze, (2015). Efficient PV Array Modelling by Analyzing PV System (cell/module/array) Based on MATLAB. Khulna.
- Ibrahim & Yahaya, (2015). Matlab/Simulink Model of Solar PV Array with Perturb and Observe MPPT for maximising PV Array Efficiency. Seri Iskander.

- Ahmed, Nowaz, Tasnim & Afroze, (2015). A Complete Modeling and Analysis of Solar System (Cell/Module/Array) Based on MATLAB. Khulna.
- Kadwane, Kumbhare & Mohanta, (2015). A Matlab/Simulink Modeling for Reliability Analysis of Inverter Applied to MPPT Based PV System. Nagpur.
- Pandirajan, (2016). Photovoltaic Generator MATLAB/Simulink Model. Tamil Nadu.
- Sahoo & Singh, (2016). Improved Mathematical Modelling for PV Module using MATLAB/Simulink. Jamshedpur.
- Dash & Swain, (2016). PERFORMANCE PREDICTION OF A GRID INTERFACED PV SYSTEM THROUGH MATLAB MODELLING-PART-II. Bhubaneshwar.
- Matedi & Ahmad, (2015). Development of a MATLAB/LabVIEW model for optimal tilt angle and maximum power generation of a PV module. Uttarakhand.
- Grama, Dan & Lázár, (2016). Photovoltaic Panel Model Using Matlab. Cluj-Napoca.
- Mazuera, Posada & Marique, (2016). Analysis and Emulation of a Photovoltaic Solar System Using a MATLAB/Simulink Model and the DS1104 Unit. Cali.
- Espejo, Molina & Baquedano, (2016). Estimación de la Temperatura de Operación de Módulos Fotovoltaicos Utilizando MATLAB/Simulink. San Juan.
- Paul, Dey, Mandal & Bhattacharjee, (2016). MATLAB/Simulink Model of Stand-Alone Solar PV System with MPPT enabled optimized Power Conditioning Unit. Kolkata.
- Stein, Holmgren, Forbess & Hansen, (2016). PVLIB: Open Source Photovoltaic Performance Modeling Functions for Matlab and Phyton. Albuquerque.
- Popa, Nicolae, Nicolae & Popescu, (2016). Desing and Simulation of a 10 MW Photovoltaic Power Plant using MATLAB and Simulink. Craiova.
- Nguyen & Duong, (2016). High-Performance Coordination for Accurate Matlab Simulink PV Module Simulator based on a Two-Diode Model. DaNang.
- Ali, Cofie, Fuller & Lokesh, (2016). Development of MATLAB Code for Smart Grid Connected Photovoltaic System Including Efficiency Study. Texas.
- Hossain, Roy & Ali, (2016). Modeling of Solar Photovoltaic System Using MATLAB/Simulink. Khulna.
- Bilhan, Caliskan & Unal, (2016). SIMULATION OF A PHOTOVOLTAIC PANELS BY USING MATLAB/SIMULINK. Nevsehir.
- Rashel, Albino, Tlemcani & Goncalves, (2016). MATLAB Simulink modeling of Photovoltaic Cells for understanding shadow effect. Birmingham.
- Rai, Awasthi, Dixit & Dwivedi, (2016). Modeling of solar photovoltaic module and study parameter variation effect using MATLAB/Simulink. Allahabad.
- Nayak & Shaw, (2017). Design of MPPT Controllers and PV cells Using MATLAB Simulink and Their Analysis. Bhubaneswar.
- Pagrut, Sindekar, Lachure & Lachure, (2017). Performance of 125 Watt PV Module Using MATLAB-Simulink. Amravati.
- Huang, Lian & Tsai, (2016). Design for Microcontroller-Baed Photovoltaic Monitoring System Using MATLAB/Simulink. Taichung.
- Diaw, Ndiaye, Sambou, Ngom & MBaye, (2016). Solar Module Modeling, Simulation And Validation Under Matlab/Simulink. Dakar.
- Sharma & Purohit, (2015). Differential power algorithm based maximum power point tracking for a standalone solar PV system. Udaipur.

- Kumar, Murty & Kumar, (2014). Role of Photovoltaic Energy in a Grid Connected Distribution System With Power Quality Improvement Features.
- Kumar, Alivelu & Uma, (2017). Performance Analysis of FLC Controlled PV-Wind Hybrid Power System for dc Load with Real-Time Data in Matlab, Simulink. Hyderabad.
- Can, (2013). Model of a photovoltaic panel emulator in MATLAB-Simulink. Elazig.
- Abood, (2015). A comprehensive solar angles simulation and calculation using matlab. Baghdad.
- Mahmood & Selman, (2016). Four MATLAB-Simulink models of photovoltaic system. Basrah.
- Anand & Akella, (2016). Modelling and Analysis of Single Diode Photovoltaic Module using MATLAB/Simulink. Jamshedpur.
- Hajighorbani, Radzi, Kadir, Shafie & Zainuri, (2016). Implementing a Novel Hybrid Maximum Power Point Tracking Technique in DSP via Simulink/MATLAB under Partially Shaded Conditions. Putra.
- Thakur & Singh, (2015). A MATLAB/Simulink Modal of Triple-Junction Solar Cell and MPPT Based on Incremental Conductance Algorithm for PV System. Jalandhar.
- Khatib & Elmenreich, (2016). Modeling of PHOTOVOLTAIC SYSTEMS Using MATLAB. Hoboken. Wiley.
- Naik, Reddy & Devaraju, (2014). Dynamic Modeling, Control and Simulation of a Wind and PV Hybrid System for Grid Connected Application Using MATLAB. Andhra Pradesh.
- Zainal, Ajisman & Yusoff, (2015). Modelling of Photovoltaic Module Using Matlab Simulink. Pahang.
- NASA. Prediction Of Worldwide Energy Resources. [En línea] <https://power.larc.nasa.gov/> (visitado: 21-nov-2019).
- CanadianSolar. CS6C-145|150P. [En línea] <https://deltavolt.pe/documentos/CS6C-P-Off-Grid-Module.pdf> (visitado: 21-nov-2019).