



BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA ELECTRÓNICA

TESIS PARA OBTENER EL GRADO DE
INGENIERA EN ENERGÍAS RENOVABLES

ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE UN
ALGORITMO DE RECONFIGURACIÓN
DINÁMICA PARA UN ARREGLO
FOTOVOLTAICO

Presenta:

Liliana Michel Martínez Rugerio*

Asesor:

Dr. José Fermi Guerrero Castellanos

Puebla, Pue., Enero 2021

Índice general

Agradecimientos	10
1. Aspectos principales de la generación fotovoltaica	16
1.1. Antecedentes	16
1.2. Principio de funcionamiento de una celda fotovoltaica	17
1.3. Modelo matemático de una celda fotovoltaica	18
1.4. Curvas características de una celda fotovoltaica	21
1.5. Recurso solar disponible	24
1.6. Sistemas fotovoltaicos	25
1.6.1. Configuraciones y su respuesta eléctrica	26
1.6.2. Sistemas aislados e interconectados	28
1.6.3. Dimensionamiento	30
1.7. Sombreado parcial en arreglos fotovoltaicos	31
2. Reconfiguración dinámica de arreglos fotovoltaicos	33
2.1. Arquitecturas de reconfiguración	34
2.1.1. Arquitectura total-cruzado (TCT)	35
2.1.2. Arquitectura puente-ligado (BL)	35
2.1.3. Arquitectura honey-comb (HC)	36
2.2. Algoritmos de reconfiguración dinámica	36
2.2.1. Algoritmos de reconfiguración programada (PRA)	37
2.2.2. Algoritmos de reconfiguración de evaluación exhaustiva (ERA)	37
2.2.3. Algoritmos de reconfiguración ordenada (SRA)	38
2.2.4. Algoritmos de reconfiguración distribuida (DRA)	38
2.2.5. Algoritmos clásicos de optimización (COA)	39
2.2.6. Algoritmos de inteligencia computacional (CIA)	39
3. Simulación del modelo matemático de una celda fotovoltaica	40
3.1. Metodología para la simulación del modelo matemático de una celda	40
3.2. Funcionamiento y utilidad del bloque Solar Cell	44
3.3. Simulación del sistema fotovoltaico de la FCE	45

3.3.1. Simulación con subsistema creado	46
3.3.2. Simulación con bloque Solar Cell	49
3.3.3. Simulación de diferentes configuraciones	52
4. Estudio, simulación y evaluación de algoritmos de reconfiguración dinámica	54
4.1. Algoritmo de evaluación exhaustiva (ERA)	55
4.1.1. Diseño de la matriz de conmutación	55
4.1.2. Estrategia de reconfiguración de la matriz	57
4.2. Algoritmo de reconfiguración ordenada (SRA)	59
4.2.1. Arreglo fotovoltaico dinámico	60
4.2.2. Estrategia de reconfiguración	61
4.3. Simulación de algoritmos de reconfiguración dinámica	61
4.3.1. Desarrollo y simulación del algoritmo ERA en MATLAB/Simulink .	64
4.3.2. Desarrollo y simulación del algoritmo SRA en MATLAB/Simulink .	68
4.4. Evaluación de resultados obtenidos	73
4.4.1. Análisis de GUI desarrollada en MATLAB	80
5. Estudio para la aplicación física de los algoritmos	88
5.1. Lineamientos necesarios para la aplicación física de los algoritmos	88
5.2. Análisis económico	89
5.2.1. Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI)	91
5.2.2. Valor Actual Neto (VAN)	94
5.2.3. Tasa Interna de Retorno (TIR)	94
5.2.4. Relación Costo-Beneficio	95
A. Hoja de datos del módulo fotovoltaico Sunmodule SW 265 mono	98
B. Periodo de Recuperación de la Inversión	100
C. Artículo publicado	102
Bibliografía	104

Índice de figuras

1.1. Diagrama esquemático y diagrama de banda de energía de la unión p-n en equilibrio [1].	17
1.2. Modelo con diodo simple de una celda fotovoltaica incluyendo resistencias parásitas [2].	18
1.3. Curva característica I-V de una celda fotovoltaica [2].	20
1.4. Curva ideal característica de una celda fotovoltaica (iluminada y no iluminada) [3].	21
1.5. Curvas características $I = f(V)$ y $P = f(V)$ de una celda de Si monocristalino de área aproximada a 102cm^2 , irradiancia G de $1\text{kW}/\text{m}^2$ y una temperatura de 25°C [3].	22
1.6. Curva característica $I = f(V)$ para la celda fotovoltaica de la figura 1.5, con la irradiancia como parámetro [3].	23
1.7. Curvas características $I = f(V)$ para la celda fotovoltaica de la figura 1.5, con una irradiancia de $G = 1\text{kW}/\text{m}^2$ y con la temperatura de la celda como parámetro [3].	24
1.8. Mapa de irradiación normal directa en el mundo [4].	25
1.9. Mapa de irradiación normal directa en México [4].	25
1.10. Conexión en paralelo de módulos fotovoltaicos [5].	26
1.11. Conexión en serie de módulos fotovoltaicos [5].	27
1.12. Conexión mixta de módulos fotovoltaicos [5].	27
1.13. Curvas I-V y P-V de tres configuraciones [6].	28
1.14. Esquema de distribución de un sistema fotovoltaico autónomo con un banco de baterías (el flujo de energía es de izquierda a derecha) [3].	29
1.15. Esquema de distribución de un sistema fotovoltaico conectado a la red montado en un edificio [3].	29
1.16. Sombreado, sombreado parcial y pérdidas engañosas para un arreglo fotovoltaico [7].	32
2.1. Arquitecturas simplificadas para un arreglo fotovoltaico de 8×4 [8].	34
2.2. Arquitectura TCT con sección fija y reconfigurable [9].	35

3.1. Diagrama a bloques en Simulink de la corriente de saturación inversa I_{rs}	41
3.2. Diagrama a bloques en Simulink de la corriente de saturación I_0	42
3.3. Diagrama a bloques en Simulink de la corriente foto-generada por la celda fotovoltaica I_{pv}	42
3.4. Relación entre subsistemas de las corrientes I_{rs} , I_0 , I_{pv} con el subsistema de la corriente I	43
3.5. Diagrama a bloques en Simulink de la salida de corriente I	43
3.6. Subsistema principal en Simulink del modelo matemático de una celda fotovoltaica.	44
3.7. Celda solar representada con el bloque “Solar Cell” de Simulink. a) Diagrama del circuito equivalente de una celda solar. b) Bloque “Solar Cell”.	44
3.8. Arreglo fotovoltaico de la FCE.	46
3.9. Propiedades del subsistema principal en Simulink.	47
3.10. Curvas características I-V y P-V de un módulo fotovoltaico <i>Sunmodule SW 265 mono</i> empleando el subsistema en Simulink.	47
3.11. Curvas características I-V y P-V del arreglo fotovoltaico de la FCE em- pleando el subsistema en Simulink.	48
3.12. Parámetros del bloque Solar Cell en Simulink.	49
3.13. Representación de un módulo fotovoltaico <i>Sunmodule SW 265 mono</i> con el bloque Solar Cell de Simulink.	50
3.14. Curvas características I-V y P-V de un módulo fotovoltaico <i>Sunmodule SW 265 mono</i> empleando el bloque Solar Cell en Simulink.	50
3.15. Simulación del arreglo fotovoltaico de la FCE empleando el bloque Solar Cell en Simulink.	51
3.16. Curvas características I-V y P-V del arreglo fotovoltaico de la FCE em- pleando el bloque Solar Cell en Simulink.	51
3.17. Curvas características I-V y P-V del arreglo fotovoltaico de la FCE en configuración serie (12x1), paralelo (1x12) y serie-paralelo (3x4).	53
4.1. Topología del generador fotovoltaico [10].	55
4.2. Configuraciones irrelevantes respecto a la potencia entregada [10].	56
4.3. Reubicación de módulos sombreados en columnas efectivamente sombrea- das [11].	60
4.4. Entorno visual de una simulación realizada en MATLAB/Simulink.	63
4.5. Mensaje de la simulación con el resultado de reconfiguración, dadas las condiciones del primer escenario de sombreado parcial.	67
4.6. Mensaje de la simulación con el resultado de reconfiguración, dadas las condiciones del segundo escenario de sombreado parcial.	68

4.7. Mensaje de la simulación con el resultado de reconfiguración, dadas las condiciones del tercer escenario de sombreado parcial.	68
4.8. Script en MATLAB encargado de ordenar los datos de irradiancia.	69
4.9. Representación de la base del funcionamiento del algoritmo SRA en MATLAB/Simulink.	70
4.10. Mensaje de la simulación con el resultado de reconfiguración, dadas las condiciones del primer escenario de sombreado parcial.	72
4.11. Mensaje de la simulación con el resultado de reconfiguración, dadas las condiciones del segundo escenario de sombreado parcial.	72
4.12. Mensaje de la simulación con el resultado de reconfiguración, dadas las condiciones del tercer escenario de sombreado parcial.	72
4.13. Curvas características I-V y P-V obtenidas para un arreglo fotovoltaico de conexión fija y arreglos reconfigurables con los algoritmos ERA y SRA, según las condiciones del primer escenario de sombreado parcial.	74
4.14. Curvas características I-V y P-V obtenidas para un arreglo fotovoltaico de conexión fija y arreglos reconfigurables con los algoritmos ERA y SRA, según las condiciones del segundo escenario de sombreado parcial.	76
4.15. Curvas características I-V y P-V obtenidas para un arreglo fotovoltaico de conexión fija y arreglos reconfigurables con los algoritmos ERA y SRA, según las condiciones del tercer escenario de sombreado parcial.	79
4.16. GUI desarrollada en MATLAB.	81
4.17. Sombreado parcial en instalación fotovoltaica debido a otra estructura que obstruye la luz solar a mediodía [12].	82
4.18. Resultados obtenidos por el arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo ERA.	83
4.19. Resultados obtenidos por el arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo SRA.	83
4.20. Sombreado parcial a mediodía en instalación fotovoltaica debido al cálculo incorrecto del distanciamiento entre las filas del arreglo [12].	84
4.21. Resultados obtenidos por el arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo ERA.	85
4.22. Resultados obtenidos por el arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo SRA.	85
4.23. Sombreado parcial en instalación fotovoltaica debido a la vegetación que la rodea [12].	86
4.24. Resultados obtenidos por el arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo ERA.	87
4.25. Resultados obtenidos por el arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo SRA.	87

B.1. Análisis realizado para el cálculo del PRI.	100
--	-----

Índice de tablas

2.1. Categoría de algoritmos reconfigurables [9].	37
3.1. Características eléctricas del modulo Sunmodule SW 265 mono bajo condiciones estándar.	46
4.1. Interruptores correspondientes a cada módulo fotovoltaico (MFV) de un arreglo 3×4	63
4.2. Escenarios de sombreado parcial propuestos. Irradiancia en unidades W/m^2	64
4.3. Análisis de ecualización de la irradiancia para un arreglo fotovoltaico de conexión fija en condiciones de sombreado parcial correspondiente al primer escenario.	75
4.4. Análisis de ecualización de la irradiancia para un arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo ERA en condiciones de sombreado parcial correspondiente al primer escenario.	75
4.5. Análisis de ecualización de la irradiancia para un arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo SRA en condiciones de sombreado parcial correspondiente al primer escenario.	75
4.6. Análisis de ecualización de la irradiancia para un arreglo fotovoltaico de conexión fija en condiciones de sombreado parcial correspondiente al segundo escenario.	77
4.7. Análisis de ecualización de la irradiancia para un arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo ERA en condiciones de sombreado parcial correspondiente al segundo escenario.	77
4.8. Análisis de ecualización de la irradiancia para un arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo SRA en condiciones de sombreado parcial correspondiente al segundo escenario.	78
4.9. Análisis de ecualización de la irradiancia para un arreglo fotovoltaico de conexión fija en condiciones de sombreado parcial correspondiente al tercer escenario.	78

4.10. Análisis de ecualización de la irradiancia para un arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo ERA en condiciones de sombreado parcial correspondiente al tercer escenario.	80
4.11. Análisis de ecualización de la irradiancia para un arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo SRA en condiciones de sombreado parcial correspondiente al tercer escenario.	80
4.12. Datos de irradiancia en unidades W/m^2 correspondientes al primer ejemplo planteado.	82
4.13. Datos de irradiancia en unidades W/m^2 correspondientes al segundo ejemplo planteado.	84
4.14. Datos de irradiancia en unidades W/m^2 correspondientes al tercer ejemplo planteado.	86
5.1. Energía generada por los arreglos fotovoltaicos con sombreado parcial. . . .	90
5.2. Cargos para la tarifa GDMTO [13].	91
5.3. Beneficio energético y económico de los arreglos fotovoltaicos analizados con la tarifa GDMTO.	91
5.4. Proyección económica.	92
5.5. Análisis económico para el cálculo del periodo de recuperación de la inversión. .	93
5.6. Interpretación de los valores obtenidos de VAN y TIR de un proyecto [14]. .	95

Agradecimientos

Quiero mencionar mi eterno agradecimiento a mi familia por brindarme su apoyo incondicional durante mi permanencia en la licenciatura. A mi mamá *Cristina Rugerio*, por ser el soporte con el cual me ha sido posible alcanzar esta meta y por creer en mí. A mi papá *J. Alberto Martínez*, por motivarme a seguir adelante siempre. A mis hermanos, *Axel y Guadalupe*, les doy las gracias por estar siempre presentes en mi camino.

De manera especial, agradezco a mi asesor: *Dr. José Fermi Guerrero Castellanos*, por aceptar dirigir este trabajo de tesis y guiarme siempre con la mejor disposición, fue una gran satisfacción poder trabajar con usted.

Durante mi formación universitaria tuve el agrado de coincidir con muchos profesores a los cuales también me gustaría agradecer. Agradezco al *Dr. José Guillermo Pérez Luna* por tanto conocimiento compartido y por haberme permitido colaborar en un proyecto tan interesante. De la misma manera, agradezco al *Dr. Roberto Carlos Ambrosio Lázaro* por todo su apoyo durante la carrera.

Agradezco a mis sinodales: *Dra. Sandra Jiménez Xochimítl*, *Dr. Roberto Carlos Ambrosio Lázaro* y *Dr. Luis Armando Moreno Coria* por enriquecer el trabajo desarrollado con sus aportaciones.

Agradezco a la *Benemérita Universidad Autónoma de Puebla* por todo el apoyo recibido, por ser una institución de calidad y por permitirme formar parte de la *Facultad de Ciencias de la Electrónica*.

Finalmente, quiero agradecer el apoyo y compañía de mis amigos *Sara y Carlos*.

Introducción

Actualmente el sistema energético mundial está basado principalmente en combustibles fósiles que generan grandes emisiones de gases contaminantes y consumen muchos otros insumos, como el agua. Debido a su impacto negativo, se busca impulsar la investigación y el desarrollo de las energías renovables como alternativa de generación de energía de manera más limpia y eficiente.

En lo que respecta a México, dicha tecnología está muy dentro de las capacidades existentes en la industria y representa una buena oportunidad para participar en este nuevo mercado de la tecnología energética [15].

En el caso específico de la energía solar, México es uno de los cinco países con mayor potencial en el mundo. La cantidad de energía solar promedio que se recibe en el país es de 5kWh por cada metro cuadrado al día, por lo que se estima que el potencial solar bruto representa alrededor de 50 veces el total de energía eléctrica generada en el país [16].

El concepto de “energía solar” se refiere principalmente al uso de la radiación solar o la luz del sol para la generación de energía útil. Para comprender esta fuente de energía, es necesario estudiar los principios que la rigen. El efecto fotoeléctrico es el fundamento del funcionamiento de las celdas fotovoltaicas, dispositivos basados en la unión p-n, cuyos electrones se desplazan a la banda de conducción por el aporte energético de fotones incidentes. La corriente de una celda fotovoltaica es un balance entre la fotocorriente y la corriente de oscuridad que, a su vez, depende de la tensión aplicada en los terminales del dispositivo. Cuando la tensión aplicada es nula (la celda está corto circuitada) la corriente se debe exclusivamente a la fotocorriente. El valor de la corriente permanece casi constante hasta las cercanías del valor de tensión en el que el diodo comienza a conducir. A partir de este punto, la corriente disminuye abruptamente hasta alcanzar un valor nulo (celda en circuito abierto) en el punto donde la fotocorriente y la corriente de oscuridad quedan compensadas. Los dos puntos extremos de cortocircuito y circuito abierto quedan definidos con dos parámetros, la corriente de corto circuito, I_{sc} , y la tensión de circuito abierto, V_{oc} .

Un módulo fotovoltaico es una asociación de celdas a las que protege físicamente de la intemperie y aísla eléctricamente del exterior, dando rigidez mecánica al conjunto. Mien-

tras que, un generador fotovoltaico es una asociación eléctrica de módulos fotovoltaicos para adaptarse a las condiciones de funcionamiento de una aplicación determinada, estos sistemas pueden conectarse a la red eléctrica o utilizarse de forma aislada. Un generador fotovoltaico se compone de un total de $N_p \cdot N_s$ módulos, siendo N_p el número de ramas y N_s el número de módulos en cada serie. El número de ramas define la corriente total del generador, $I_g = N_p \cdot I_m$, y el número de módulos por serie define la tensión del generador, $V_g = N_s \cdot V_m$, donde I_m y V_m corresponden a la corriente y tensión del módulo, respectivamente [17].

Actualmente, la adopción creciente de tecnologías fotovoltaicas en zonas urbanas se enfrenta con algunos retos y problemas, por ejemplo, la disponibilidad del espacio, los problemas de la red eléctrica (como anomalías de frecuencia, bajo voltaje, etc.), sombreado, entre otros [18].

Haciendo hincapié en la cantidad de energía producida por los paneles solares, es sabido que depende totalmente de la irradiancia solar incidente en la superficie del panel. Esta producción de energía está sujeta a variaciones, ya que la irradiancia solar recibida no es constante en ningún caso, la variación puede ser causada por la diferente posición del sol en el cielo durante el día o por los efectos de sombra causados por el paso de nubes, edificios vecinos que obstruyen, etc [19],[20]. El término “sombreado” es definido como la oscuridad en la irradiancia recibida por una celda fotovoltaica.

De acuerdo con [21], los diferentes tipos de sombreados son definidos de la siguiente forma:

1) Sombreado total: Se refiere al sombreado general del panel y puede describirse como el borde (umbral) por debajo del cual el panel es incapaz de generar voltaje a cierta irradiancia.

2) Sombreado parcial: Se refiere al sombreado de alguna parte de la celda, este tipo de sombreado afectará el rendimiento de la corriente en el panel.

3) Sombreado uniforme: Bajo esta situación de sombra, otras celdas fotovoltaicas recibirán la misma cantidad de luz solar para un escenario de sombreado similar. Como resultado, la corriente obtenida será directamente proporcional a los rayos solares recibidos por el panel, exhibe una conexión directa con la cantidad de sombreado.

4) Sombreado no uniforme: Si las celdas del panel están parcialmente sombreadas en zigzag o de manera no uniforme, la reducción de potencia disponible en la salida estará directamente proporcionada con la zona sombreada.

5) Sombreado objetivo: Es introducido por numerosas condiciones que surgen debido al clima o a la fuerte contaminación, que llevará a obstaculizar la intensidad solar. Este

tipo de sombreado se presenta principalmente durante la temporada de lluvias e invierno, y es un tipo de sombreado inevitable.

6) Sombreado subjetivo: Es inducido por objetos de adyacencia que están cerca o lejos, lo que proporcionará un obstáculo a la luz del sol y así se creará sombra. Un ejemplo de este tipo de sombreado son construcciones o la sombra de un árbol. El sombreado subjetivo puede ser corregido o elevado por un buen y apropiado diseño, instalación y una constante revisión.

7) Sombreado estático: Se introduce por una obstrucción de proximidad que típicamente se ha detenido, en la mayoría de casos son hojas secas, excremento de pájaros y suciedad pegada en el módulo y, que resulta en un rendimiento reducido del panel fotovoltaico. El sombreado estático depende de la posición inicial de la sombra, que tiende a no cambiar durante el día.

8) Sombreado dinámico: Parte de construcciones, árboles y numerosos objetos similares que darán lugar a una sombra causada por el ángulo del sol. El sombreado dinámico depende del ángulo del sol y, en consecuencia, cambia durante el transcurso del día.

En consecuencia, durante los últimos años la comunidad científica y de tecnólogos han desarrollado nuevas estrategias para la producción de energía en diferentes condiciones ambientales y la búsqueda de métodos para superar los efectos negativos y, finalmente, mejorar la eficiencia de los sistemas de generación fotovoltaica [19].

Los gemelos digitales son modelos virtuales de activos físicos o procesos industriales que aprenden y suministran datos continuamente, estas copias digitales se utilizan para hacer predicciones sobre el comportamiento del mundo real. Un “gemelo digital” actúa como el objeto físico, y constantemente está formándose con los datos que está generando. Como resultado, la simulación virtual se puede emplear para identificar fallos, representar escenarios de la vida real y analizar el rendimiento en un entorno controlado [22].

Los gemelos digitales son vistos como una herramienta importante para aumentar la productividad en la era de la digitalización [22]. Para los sistemas fotovoltaicos las simulaciones virtuales o gemelos digitales representan una oportunidad de bajo costo para la mejora continua, las simulaciones nos permiten manipular en su totalidad las condiciones iniciales y, de esta forma, poner a prueba el desempeño de los sistemas fotovoltaicos ante distintos escenarios de sombreado parcial. El principal propósito para llevar a cabo dichas simulaciones es evaluar la viabilidad futura en la implementación física del proceso simulado.

Objetivos

Objetivo general

Estudiar e implementar mediante simulación en MATLAB/Simulink dos algoritmos de reconfiguración dinámica para sistemas fotovoltaicos reportados en la literatura, con el propósito de evaluar y comparar la mejora en la respuesta del sistema reconfigurable con la de un sistema convencional ante escenarios de sombreado parcial.

Objetivos específicos

- Investigar y analizar las arquitecturas y los tipos de algoritmos existentes en la literatura para la reconfiguración de un sistema fotovoltaico.
- Estudiar el modelo matemático que rige el funcionamiento de una celda fotovoltaica.
- Realizar la representación en MATLAB/Simulink del modelo matemático de una celda fotovoltaica y obtener las curvas características I-V y P-V.
- Simular módulos fotovoltaicos basados en las características eléctricas que presenta el sistema fotovoltaico del laboratorio de Energía Solar en la Facultad de Ciencias de la Electrónica, empleando el bloque “Solar Cell” en MATLAB/Simulink y analizar cómo influyen las diferentes conexiones del sistema (serie, paralelo, serie-paralelo) en las curvas características I-V y P-V resultantes.
- Seleccionar e implementar en simulación dos algoritmos de reconfiguración dinámica reportados en la literatura.
- Evaluar los resultados de las simulaciones y comparar con el rendimiento de sistemas fotovoltaicos convencionales (de conexión fija).
- Plantear los lineamientos necesarios para la aplicación física en tiempo real de ambos algoritmos, así como el análisis económico implicado.

Organización de la tesis

En el presente trabajo de tesis se estudian y simulan estrategias de reconfiguración dinámica para un arreglo fotovoltaico, con el objetivo de optimizar la respuesta del sistema ante un sombreado parcial.

El trabajo se encuentra organizado de la siguiente manera:

- Capítulo 1: Se describen los objetivos del trabajo de investigación y se desarrolla una breve introducción que ayuda a comprender mejor el porqué del mismo. Más adelante, se expone el estado del arte de la energía solar, así como el contexto actual.
- Capítulo 2: Se analizan y estudian los conceptos que comprenden la reconfiguración dinámica de arreglos fotovoltaicos existentes en la literatura.
- Capítulo 3: Se realiza la representación en MATLAB/Simulink del modelo matemático de una celda solar. Por otro lado, se simulan módulos fotovoltaicos basados en las características eléctricas del sistema fotovoltaico del Laboratorio de Energía Solar de la Facultad de Ciencias de la Electrónica, analizando cómo influyen las diferentes conexiones del sistema (serie, paralelo, serie-paralelo) en las curvas características I-V y P-V resultantes.
- Capítulo 4: Se describen y simulan en MATLAB/Simulink y en una GUI desarrollada en MATLAB los algoritmos de reconfiguración dinámica seleccionados. Posteriormente, se evalúan los resultados de las simulaciones y se comparan con el rendimiento de sistemas fotovoltaicos convencionales (de conexión fija).
- Capítulo 5: Se plantean los lineamientos necesarios para la aplicación física en tiempo real de ambos algoritmos, así como el desarrollo del análisis económico implicado.

Capítulo 1

Aspectos principales de la generación fotovoltaica

1.1. Antecedentes

Probablemente el avance más significativo en el uso de energía solar fue el descubrimiento del efecto fotovoltaico. Las celdas fotovoltaicas (con frecuencia denominadas celdas solares) son capaces de convertir la luz del sol directamente en electricidad basándose en los principios de funcionamiento que dependen del efecto fotovoltaico [23],[24].

El término “fotovoltaico” proviene del griego “phos” que significa luz, y de “voltio”, la unidad de fuerza electromotriz.

El efecto fotovoltaico fue descubierto por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel (1820-1891). En 1839 construyó la primera celda fotovoltaica del mundo, en su experimento colocó cloruro de plata en una solución ácida. Mientras la iluminaba, observó el voltaje en los electrodos de platino conectados.

Más tarde, un ingeniero estadounidense, Russel Shoemaker Ohl (1898-1987) descubridor de la barrera P-N (llamada “unión P-N”), patentó la moderna celda solar de unión semiconductor en 1946.

Sin embargo, fue hasta el año de 1954, mientras experimentaba con los transistores de silicio recién descubiertos, tres científicos estadounidenses que trabajaban para los Laboratorios Bell, Daryl Chapin (1906-1995), Calvin Fuller (1902-1994) y Gerald Pearson (1905-1987) que desarrollaron una celda solar que podía convertir la suficiente energía solar en electricidad para hacer funcionar cualquier equipo eléctrico habitual [25].

Debido a los altos costos y a la baja eficiencia, a principios de la era fotovoltaica las celdas solares se utilizaban sólo en juguetes y otras aplicaciones menores. Sus primeras

aplicaciones importantes fueron en la exploración espacial. El éxito de la celda fotovoltaica aeroespacial cambió radicalmente la visión general sobre sus aplicaciones en la Tierra.

Para mediados de la década de los 80s, la energía fotovoltaica se convirtió en la principal fuente de energía eléctrica para aplicaciones remotas [26].

Mientras tanto, se realizan esfuerzos de investigación en todo el mundo para mejorar la eficiencia y el costo de las celdas solares.

1.2. Principio de funcionamiento de una celda fotovoltaica

La conversión de energía en una celda fotovoltaica consiste en la generación de pares electrón-hueco mediante la absorción de luz y la separación de los electrones y huecos por medio de un campo eléctrico interno. Los portadores de carga recogidos por dos electrodos dan lugar a una fotocorriente cuando las dos terminales están conectadas externamente.

Una celda fotovoltaica consiste de un semiconductor de tipo n en contacto con un semiconductor de tipo p. El exceso de portadores mayoritarios se difundirá a través de la unión como se muestra en la Figura 1.1. Los electrones difusos dejan atrás átomos donadores cargados positivamente y los huecos difusos dejan atrás átomos aceptores cargados negativamente. Estos átomos expuestos crean un campo eléctrico que se opone a la fuerza creada por el gradiente de concentración. En equilibrio, la fuerza de difusión coincide con la fuerza debida al campo eléctrico inducido y una región de agotamiento se forma en la unión p-n.

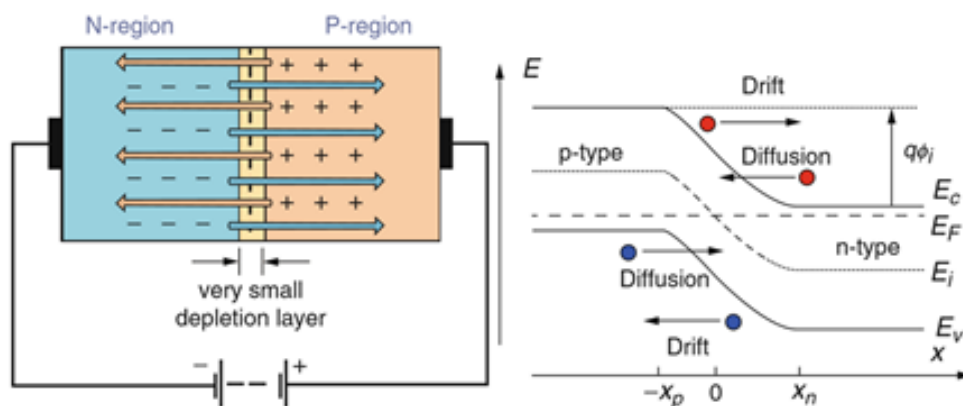


Figura 1.1: Diagrama esquemático y diagrama de banda de energía de la unión p-n en equilibrio [1].

En una celda fotovoltaica de unión p-n, un material semiconductor asume la función de un absorbedor de luz y el material de transporte de carga. La excitación interbanda por la absorción de un fotón de $h\nu > E_g$ promueve un electrón de la banda de valencia a la banda de conducción. Los electrones y los huecos se generan en pares llamados excitadores. Un excitón es un estado de unión de pares de electrones y huecos debido a la atracción coulombica entre dos partículas con carga opuesta. Cuando se genera un excitón dentro o cerca de la región de agotamiento antes de recombinarse, el campo interno construido dividirá el par electrón-hueco e impulsará al electrón hacia el material de tipo n y el hueco hacia el material de tipo p. El semiconductor de tipo n tiene un exceso de electrones y el semiconductor de tipo p tiene un exceso de huecos. Si se proporciona una ruta de corriente alterna, conectando los semiconductores tipo n y tipo p juntos, los electrones de excitación fluirán de nuevo al semiconductor tipo p y los huecos de excitación volverán al semiconductor tipo n. Esto resulta en una corriente y la región de agotamiento-campo eléctrico entrega un voltaje de conducción que a su vez proporciona energía [1].

1.3. Modelo matemático de una celda fotovoltaica

Para analizar el comportamiento de una celda en un circuito es conveniente emplear modelos equivalentes. La corriente foto-generada puede ser modelada con un generador de corriente, mientras que, la corriente de oscuridad puede ser representada con un diodo, tal y como se muestra en la figura 1.2.

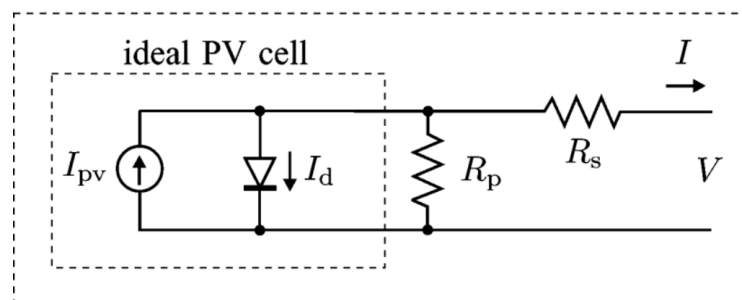


Figura 1.2: Modelo con diodo simple de una celda fotovoltaica incluyendo resistencias parásitas [2].

La resistencia en serie representa la resistencia debida a los contactos metálicos con el semiconductor, a las capas semiconductoras y a la malla de metalización. Esta resistencia reduce principalmente el factor de forma y, en menor medida, la corriente de corto circuito.

La resistencia paralelo representa las fugas de corriente en los bordes de la celda, los posibles corto circuitos metálicos y la recombinación favorecida en las fronteras de grano

de cristal. Esta resistencia reduce el factor de forma y la tensión de circuito abierto. En general, toma valores suficientemente altos como para que su influencia en el funcionamiento global sea baja, y de ahí que frecuentemente se desprece su contribución [17].

Las ecuaciones implicadas en el modelo matemático de un arreglo fotovoltaico emplean la siguiente nomenclatura:

I es la corriente de salida del arreglo fotovoltaico, dada en Amperios (A).

I_{pv} es la corriente foto-generada, dada en Amperios (A).

I_d es la ecuación del diodo.

I_0 es la corriente de saturación del diodo, dada en Amperios (A).

I_{Rp} es la corriente a través de la resistencia en paralelo, dada en Amperios (A).

I_{sc} es la corriente de corto circuito del módulo fotovoltaico, dada en Amperios (A).

I_{rs} es la corriente de saturación inversa, dada en Amperios (A).

V_{oc} es el voltaje de circuito abierto del módulo fotovoltaico, dado en Volts (V).

V_t es el voltaje térmico, dado en Volts (V).

G es la irradiancia en la superficie del dispositivo fotovoltaico, dada en (W/m^2).

G_n es la irradiancia nominal ($1000W/m^2$).

R_s es la resistencia en serie del módulo fotovoltaico.

R_p es la resistencia en paralelo del módulo fotovoltaico.

T es la temperatura de operación del arreglo fotovoltaico, dada en grados Kelvin (K).

T_n es la temperatura nominal ($298K$).

q es la carga del electrón ($1.6 \times 10^{-19}C$).

k es la constante de Boltzmann ($1.38 \times 10^{-23}J/K$).

a es el factor de idealidad del diodo.

E_g es el coeficiente de energía de la banda prohibida del semiconductor, dado en electronvoltios (eV).

K_i es el coeficiente de temperatura de la corriente I_{sc} .

N_s es el número de celdas conectadas en serie.

N_p es el número de celdas conectadas en paralelo.

El modelo matemático de un arreglo fotovoltaico se basa en el circuito equivalente de una celda (ilustrado en la figura 1.2), que por definición engloba a otros conceptos como son la corriente foto-generada I_{pv} y la corriente de saturación I_0 .

La ecuación básica de la teoría de semiconductores que matemáticamente describe la característica I-V de una celda fotovoltaica ideal es:

$$I = I_{pv} - \underbrace{I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{akT}\right) - 1 \right]}_{I_d} \quad (1.1)$$

De la expresión anterior, se observa que la corriente neta I está compuesta por la corriente foto-generada I_{pv} y la corriente del diodo I_d , tal como lo muestra la figura 1.3.

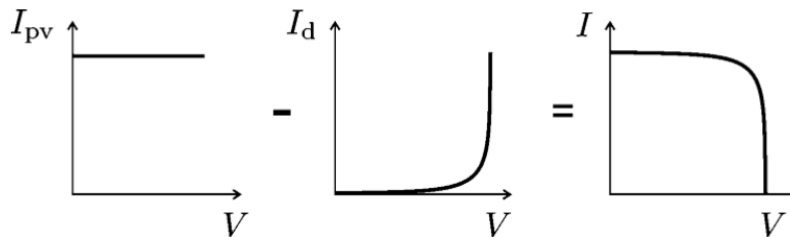


Figura 1.3: Curva característica I-V de una celda fotovoltaica [2].

Sin embargo, para la representación de un conjunto fotovoltaico práctico, la ecuación 1.1 requiere la inclusión de parámetros adicionales [27], como lo describe la siguiente ecuación:

$$I = I_{pv} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + R_s I}{V_t a}\right) - 1 \right] - \underbrace{\frac{V + IR_s}{R_p}}_{I_{Rp}} \quad (1.2)$$

Donde el voltaje térmico V_t se denota como:

$$V_t = \frac{N_s k T}{q} \quad (1.3)$$

La corriente foto-generada de la celda fotovoltaica I_{pv} depende linealmente de la irradiancia solar y está influenciada por la temperatura, como se muestra en la ecuación 1.4:

$$I_{pv} = (I_{sc} + K_i \Delta T) \frac{G}{G_n} \quad (1.4)$$

Donde ΔT es equivalente a:

$$\Delta T = T - T_n \quad (1.5)$$

La corriente de saturación del diodo I_0 depende de la temperatura, como lo expresa la ecuación 1.6:

$$I_0 = I_{rs} \left(\frac{T}{T_n} \right)^3 \exp \left[\frac{qE_g}{ak} \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (1.6)$$

La corriente de saturación inversa I_{rs} está definida como [2]:

$$I_{rs} = \frac{I_{sc}}{\exp \left(\frac{V_{oc}}{aV_t} \right) - 1} \quad (1.7)$$

1.4. Curvas características de una celda fotovoltaica

La curva característica de una celda fotovoltaica irradiada presenta la misma forma que la de una celda no irradiada, simplemente la curva es desplazada por el valor de I_{sc} en la dirección negativa de la corriente, como se muestra en la figura 1.4.

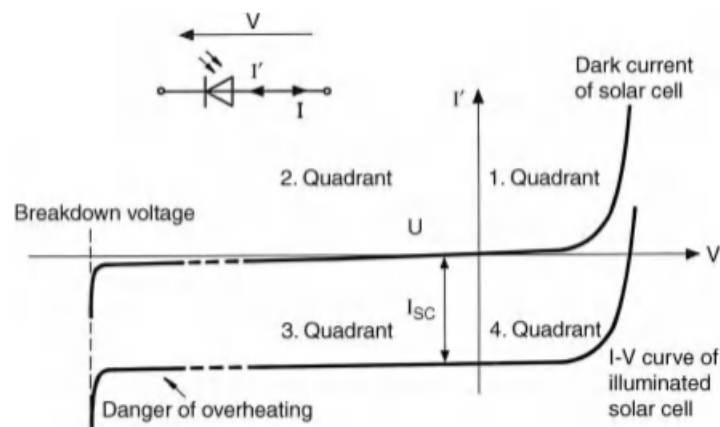


Figura 1.4: Curva ideal característica de una celda fotovoltaica (iluminada y no iluminada) [3].

Para las celdas fotovoltaicas, las curvas características del 4° cuadrante tienen una importancia primordial, ya que es aquí donde generan energía. Por lo tanto, en la mayoría de los casos sólo se indica esta curva característica, en la que el voltaje V y la corriente I son positivos.

La figura 1.5 muestra la curva característica $I = f(V)$ para una celda fotovoltaica. Donde se observa que para bajos voltajes, la celda fotovoltaica se comporta como una fuente ideal de corriente y, una vez que el voltaje se aproxima al V_{oc} , la corriente desciende de forma brusca.

Además de la corriente, la potencia es también un parámetro clave. La potencia se determina multiplicando la corriente por el voltaje. Determinando la potencia para cada punto a lo largo de la curva $I = f(V)$ resulta la curva $P = f(V)$, vista también en la figura 1.5. Cuando una celda fotovoltaica está en un estado de circuito abierto o de corto circuito, no produce energía.

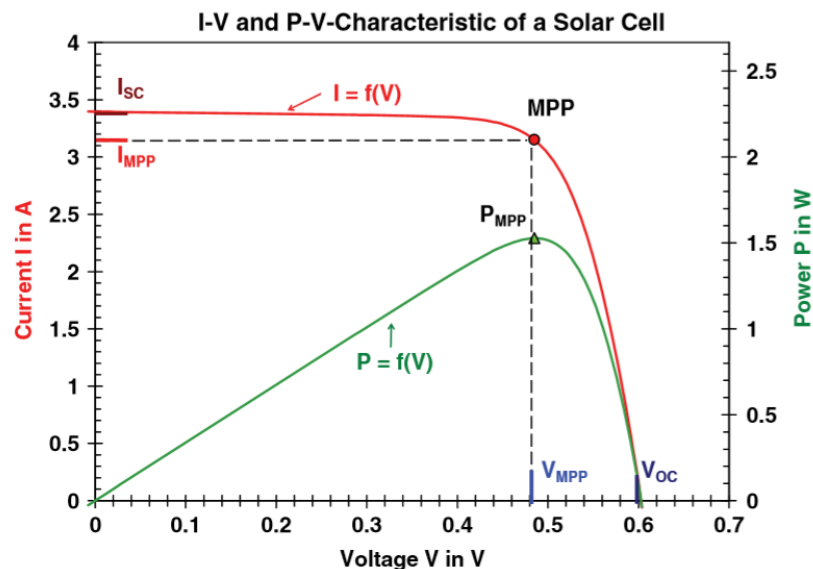


Figura 1.5: Curvas características $I = f(V)$ y $P = f(V)$ de una celda de Si monocristalino de área aproximada a 102cm^2 , irradiancia G de $1\text{kW}/\text{m}^2$ y una temperatura de 25°C [3].

Los parámetros principales para comprender las curvas $I = f(V)$ y $P = f(V)$ son los siguientes:

1. *Corriente de corto circuito* (I_{sc}): Cuando la celda opera en corto circuito, es decir, $V = 0$, la corriente I que fluye a través de las terminales es definida como corriente de corto circuito. La corriente I_{sc} depende del número de fotones absorbidos.
2. *Voltaje de circuito abierto* (V_{oc}): Cuando la celda funciona en circuito abierto, es decir, $I = 0$, el voltaje a través de las terminales es definido como voltaje de circuito abierto [1].
3. *Punto de máxima potencia* (MPP): Se define como el punto en el que la celda solar alcanza su máxima potencia y, por lo tanto [3]:

$$P_{\text{m}\acute{\text{a}}\text{x}} = P_{MPP} = V_{MPP} \cdot I_{MPP} \quad (1.8)$$

El factor de llenado (FF) es otro término que define el comportamiento general de una celda. Este factor describe la calidad de la celda fotovoltaica.

$$FF = \frac{P_{m\acute{a}x}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (1.9)$$

Por otro lado, como se observó durante el desarrollo del modelo matemático de una celda fotovoltaica, tanto la irradiancia como la temperatura impactan en las curvas características. La figura 1.6 muestra las curvas características de la celda fotovoltaica de la figura 1.5, con la irradiancia como parámetro. Aquí, la corriente de corto circuito I_{sc} es proporcional a la irradiancia, mientras que, el voltaje de circuito abierto V_{oc} aumenta ligeramente a medida que la irradiancia aumenta. El punto MPP disminuye paralelamente al eje de la corriente, en tanto que la irradiancia lo hace.

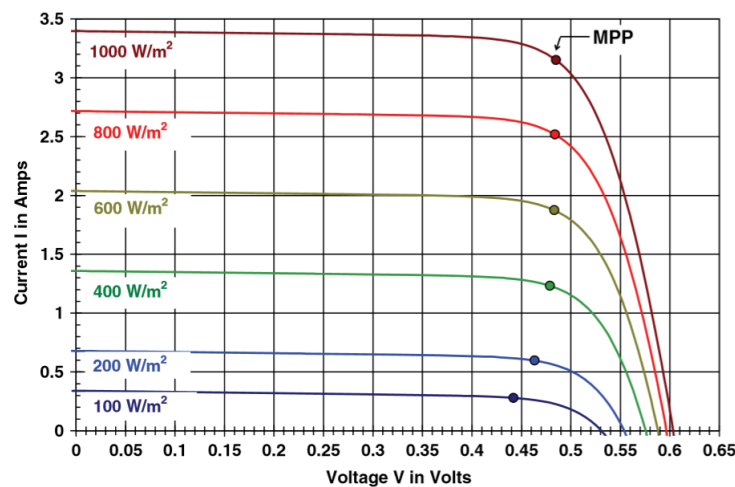


Figura 1.6: Curva característica $I = f(V)$ para la celda fotovoltaica de la figura 1.5, con la irradiancia como parámetro [3].

En la figura 1.7 se muestran las curvas características para la celda fotovoltaica de la figura 1.5, con la temperatura de la celda como parámetro [3]. En esta gráfica se percibe que una temperatura más alta en la celda afecta mayormente al voltaje de circuito abierto V_{oc} que a la corriente de corto circuito I_{sc} . El punto MPP disminuye paralelamente al eje del voltaje, a medida que la temperatura aumenta.

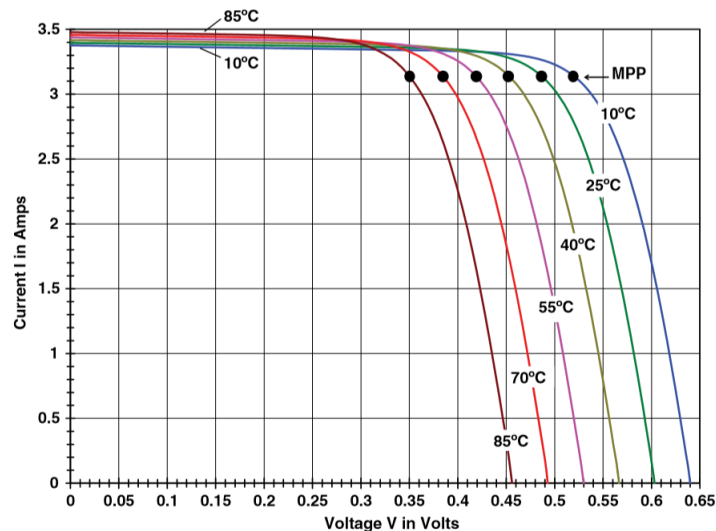


Figura 1.7: Curvas características $I = f(V)$ para la celda fotovoltaica de la figura 1.5, con una irradiancia de $G = 1kW/m^2$ y con la temperatura de la celda como parámetro [3].

1.5. Recurso solar disponible

Es importante conocer la disponibilidad del recurso solar debido a que la potencia entregada por un generador fotovoltaico es tanto mayor cuanto mayor sea el nivel de radiación efectiva incidente en el mismo [17].

Por su ubicación geográfica, nuestro país es poseedor de una gran riqueza en el recurso solar. La mayor parte del territorio nacional tiene una alta captación de energía solar diaria promedio por metro cuadrado (m^2) de superficie, mayor a 5 kilowatts-hora por metro cuadrado por día ($kWh/m^2/día$), los estados de Baja California Sur y Sonora son los que más energía solar perciben [28].

A continuación en las figuras 1.8 y 1.9 se muestran los mapas de recurso solar del mundo y de México, tomando como referencia el promedio diario y anual (2018) de irradiación normal directa [4].

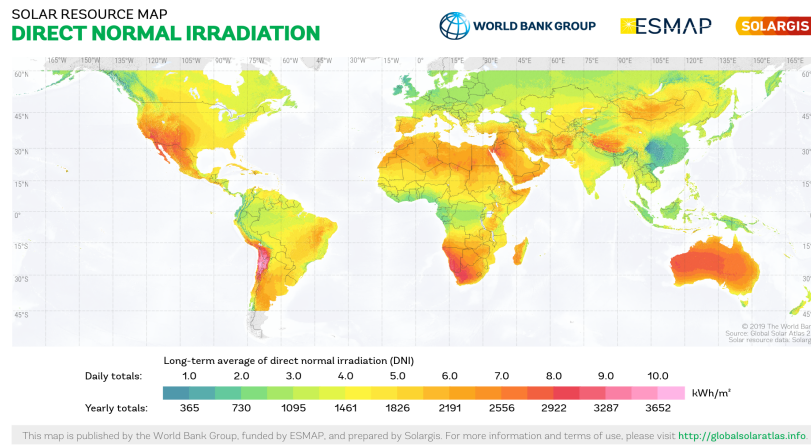


Figura 1.8: Mapa de irradiación normal directa en el mundo [4].

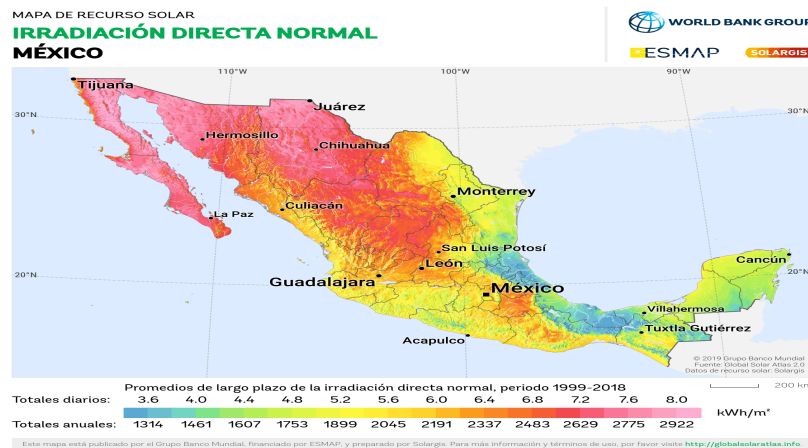


Figura 1.9: Mapa de irradiación normal directa en México [4].

1.6. Sistemas fotovoltaicos

Puesto que las características eléctricas de una celda no son suficientes para alimentar las cargas convencionales, es necesario realizar agrupaciones.

La asociación eléctrica de celdas da lugar a un módulo fotovoltaico, mientras que la asociación de estos, crean un generador fotovoltaico. Como se mencionó anteriormente, las conexiones eléctricas entre los módulos fotovoltaicos del sistema determinan la corriente y voltaje total que éste es capaz de entregar.

1.6.1. Configuraciones y su respuesta eléctrica

En la mayoría de las instalaciones, dependiendo de la potencia de la instalación, es necesario asociar varios módulos en serie o paralelo para obtener los niveles de tensión y corriente adecuados.

Para la asociación de módulos fotovoltaicos existen tres configuraciones posibles:

1. *Paralelo*: Se conectan todos los polos positivos y, por separado, todos los polos negativos del arreglo. Con ello se consigue aumentar la corriente generada y mantener un mismo valor de tensión. La corriente generada es igual a la suma de todas las corrientes generadas por cada módulo o, lo que es lo mismo, el producto de la corriente generada por un módulo por el número de módulos, como se indica en la ecuación ???. Se muestra un ejemplo en la figura 1.10, con 4 módulos fotovoltaicos de 12 voltios y 1 amperio conectados en paralelo, para suministrar 12 voltios y 4 amperios.

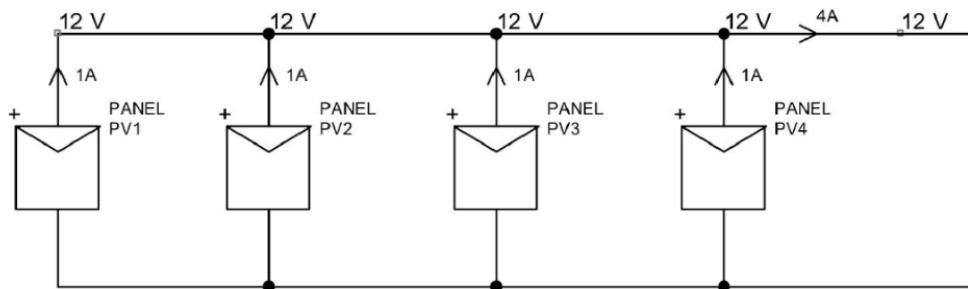


Figura 1.10: Conexión en paralelo de módulos fotovoltaicos [5].

2. *Serie*: Se conecta el polo positivo de un módulo con el polo negativo del siguiente. Con ello se consigue aumentar la tensión y mantener el mismo valor de corriente generada. La tensión generada es igual a la suma de todas las tensiones por cada módulo o, lo que es lo mismo, el producto de la tensión de un módulo por el número de módulos, como se indica en la ecuación ???. Se muestra un ejemplo en la figura 1.11, con 2 módulos fotovoltaicos de 12 voltios y 1 amperio conectados en serie, para suministrar 24 voltios y 1 amperio.

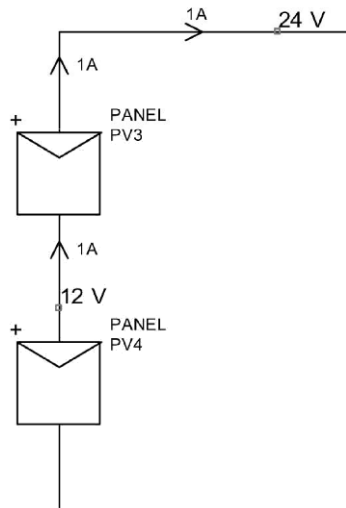


Figura 1.11: Conexión en serie de módulos fotovoltaicos [5].

3. *Mixta*: Los módulos fotovoltaicos se encuentran asociados tanto en serie como en paralelo. Se muestra un ejemplo en la figura 1.12, con 4 módulos fotovoltaicos de 12 voltios y 1 amperio conectados en dos ramas de dos módulos en serie, para suministrar 24 voltios y 2 amperios [5].

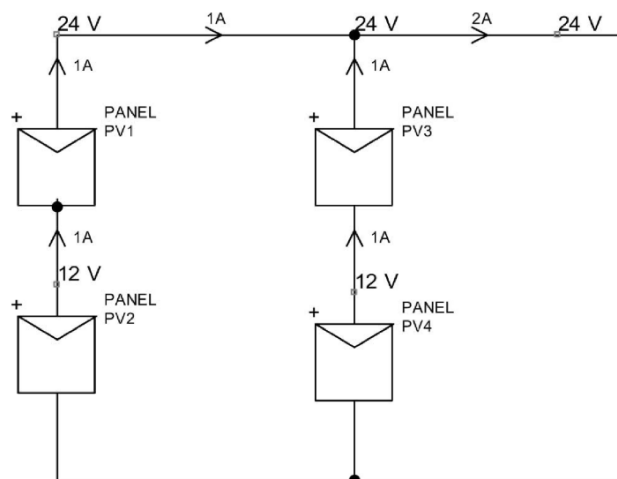


Figura 1.12: Conexión mixta de módulos fotovoltaicos [5].

De acuerdo a la configuración seleccionada, las curvas características $I = f(V)$ y $P = f(V)$ del arreglo se verán afectadas. En la figura 1.13, se observa en azul las curvas características de un arreglo de 4 módulos en paralelo, en verde las curvas características de un arreglo mixto de 2x2 módulos y en rojo las curvas características de un arreglo de 4 módulos en serie [6].

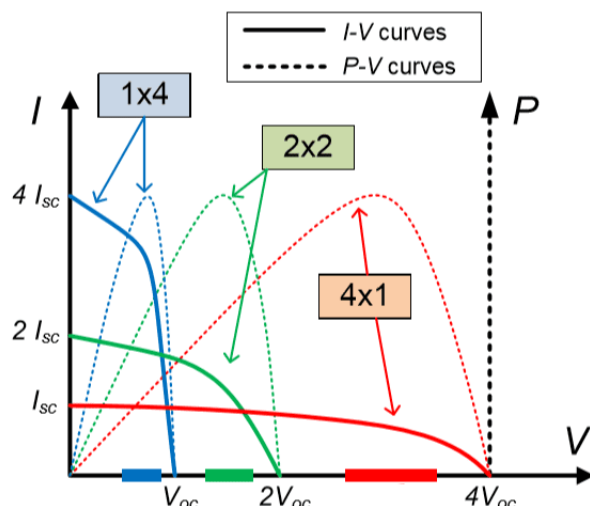


Figura 1.13: Curvas I-V y P-V de tres configuraciones [6].

1.6.2. Sistemas aislados e interconectados

Un sistema *aislado* o *autónomo* es una instalación eléctrica que suministra energía a uno o más aparatos de forma completamente independiente de la red eléctrica. La posible salida de estos sistemas va desde los kilowatts (para instalaciones de infraestructura de transporte, grandes edificios, radiotransmisores, etc.) a watts para fuentes de alimentación de aparatos portátiles (por ejemplo: relojes, calculadoras, pequeños aparatos de radio, etc.).

Los aparatos que dependen de un suministro constante de electricidad necesitan un acumulador, por lo general, una batería o un banco de baterías, aunque esos componentes elevan considerablemente los costos de la electricidad.

La figura 1.14 muestra el esquema de distribución de un sistema fotovoltaico autónomo que integra un banco de baterías para el almacenamiento de energía, donde 1) representa un generador solar, 2) controlador de carga, 3) banco de baterías, 4) controlador de descarga/dispositivo de protección de descarga profunda, 5) convertidor CC, 6) inversor, 7) consumidor, 8) generador auxiliar, por ejemplo, un generador diésel o eólico, en un sistema híbrido.

Por otra parte, los sistemas *conectados a la red* son centrales eléctricas que alimentan su energía a la red eléctrica, pero que por ley no deben interferir con el funcionamiento normal de la red y, por lo tanto, deben obtener un permiso que autorice al sistema fotovoltaico a conectarse a la central eléctrica correspondiente.

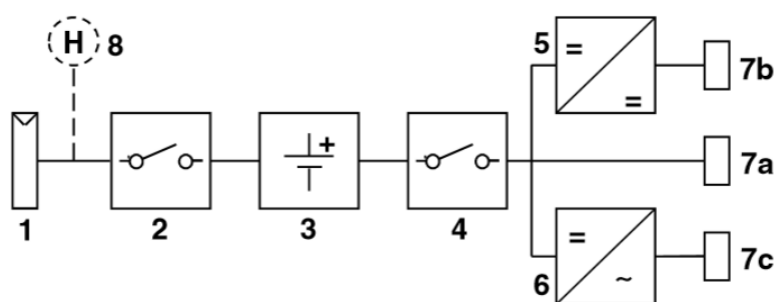


Figura 1.14: Esquema de distribución de un sistema fotovoltaico autónomo con un banco de baterías (el flujo de energía es de izquierda a derecha) [3].

En la figura 1.15 se muestra el esquema de distribución de un sistema conectado a la red que se instala en un edificio mediante configuración clásica de cableado utilizando un inversor central. El generador solar 1) en el tejado convierte la energía solar en corriente continua. Las cadenas del generador solar están conectadas en paralelo a la caja de circuitos del generador 2). La corriente continua así generada se conduce al inversor 4) a través del cable de CC 3). La energía producida por una instalación fotovoltaica debe medirse con un medidor de producción separado 6). La energía generada puede utilizarse para alimentar aparatos de CA estándar 8), y cualquier exceso de energía se introduce a la red pública. Si la instalación fotovoltaica está produciendo una cantidad de electricidad insuficiente o ninguna, la energía necesaria se extrae de la red. El intercambio de energía entre la instalación fotovoltaica y la red se mide con uno o posiblemente dos contadores eléctricos 7) [3].

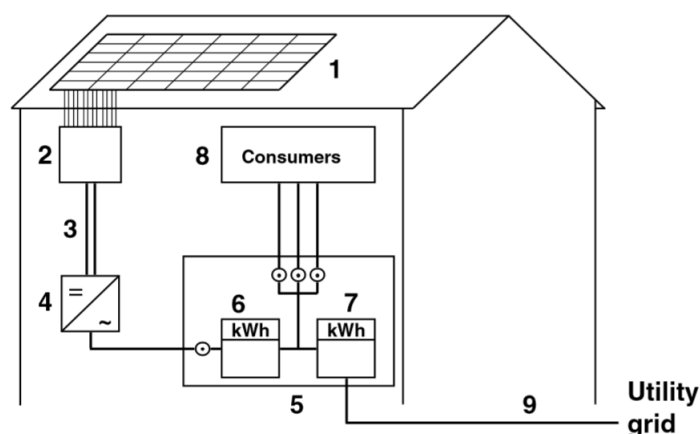


Figura 1.15: Esquema de distribución de un sistema fotovoltaico conectado a la red montado en un edificio [3].

1.6.3. Dimensionamiento

La expresión “dimensionado de un sistema fotovoltaico” se refiere al proceso de cálculo y selección de los distintos componentes y subsistemas que constituyen una instalación fotovoltaica [29].

La filosofía del dimensionado de un sistema fotovoltaico autónomo es bastante diferente de la de un sistema fotovoltaico conectado a red. En éste último, el criterio que se suele emplear para el diseño y dimensionado es el de conseguir que a lo largo de un año el rendimiento del sistema sea lo más elevado posible o que la aportación energética anual del sistema sea la máxima. Puesto que está conectado a la red eléctrica, los posibles fallos del sistema no son tan cruciales como en un sistema fotovoltaico autónomo. Por el contrario, el criterio que se sigue en el dimensionado de un sistema fotovoltaico autónomo no es tanto el producir la máxima energía sino que aparece el concepto de fiabilidad. Entendiendo por fiabilidad el asegurar el buen funcionamiento del mismo, procurando que los fallos en el sistema sean mínimos [30].

De modo que, el primer paso consiste en establecer qué tipo de sistema fotovoltaico se va a diseñar. El procedimiento para el dimensionado y el número de componentes es distinto para cada tipo de instalación.

Existen diferentes métodos y criterios que se toman en cuenta en un dimensionamiento fotovoltaico; sin embargo, a continuación se detallan los pasos que sigue el método del “peor mes” o “mes más desfavorable” [29].

1. Determinación del promedio de la energía eléctrica diaria solicitada por la instalación receptora, para cada mes, E_{elec} , expresada en ($Wh/día$).
2. Determinación del promedio de irradiación diaria disponible H_s , expresado en ($Wh/m^2 día$).
3. Determinación del peor mes o mes más desfavorable Y .
4. Elección del tipo y número de paneles fotovoltaicos.
5. Cálculo de la conexión de los módulos en serie y paralelo.
6. Dimensionado de acumulación de energía eléctrica.
7. Dimensionado del subsistema de regulación.
8. Dimensionado del subsistema de inversión.
9. Dimensionado del subsistema de transporte de la energía eléctrica.

1.7. Sombreado parcial en arreglos fotovoltaicos

La instalación de arreglos fotovoltaicos en lugares urbanos está incrementando cada vez más y el factor más importante que causa pérdidas por desajuste y que minimiza significativamente la potencia de salida del sistema fotovoltaico es el sombreado parcial [31]. La presencia de edificios y otros objetos proyectan sombras “bloqueadas” que se mueven en tanto que cambia la orientación del sol [32].

Se puede definir como “sombreado parcial” al fenómeno que ocurre cuando algunos paneles de un arreglo fotovoltaico presentan sombreado y, por lo tanto, menor irradiancia que el resto [33]. El sombreado parcial afecta el desempeño del sistema, dado que una sola celda con energía casi nula podría causar que todo un conjunto de celdas fotovoltaicas conectadas en serie produzcan también energía casi nula [9].

El sombreado parcial causa pérdidas de potencia a través de diferentes mecanismos, siendo el más grave la incoherencia del punto de máxima potencia (MPP) del conjunto con los puntos de máxima potencia de los módulos, por lo que el funcionamiento general no es el óptimo. Otro mecanismo es el encender los diodos de derivación (para evitar módulos parcialmente sombreados, aunque aun así pueden ser capaces de generar energía), los cuales crean pérdidas debido a sus resistencias en estado encendido. El sombreado parcial también puede causar corrientes inversas que hacen que los módulos actúen como cargas, reduciendo así la generación y aumentando las pérdidas térmicas. Además de los mecanismos anteriores, el sombreado parcial aumenta la probabilidad de que el seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) del sistema sea mal dirigido a máximos locales, lo que puede aumentar las pérdidas.

Las diferentes pérdidas causadas por el sombreado parcial se ilustran en la figura 1.16, donde la máxima potencia posible bajo esta condición es la suma de potencias máximas de los módulos individuales cuando funcionan independientemente bajo los mismos niveles de irradiancia dictados por el arreglo con sombreado parcial.

Se observa que la potencia máxima posible es menor que la potencia máxima del arreglo sin sombreado parcial, la diferencia es consecuencia de las pérdidas de sombreado que no pueden ser evitadas [7].

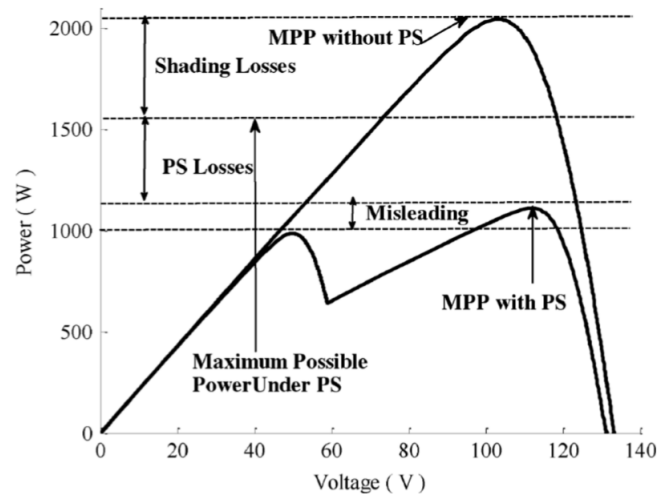


Figura 1.16: Sombreado, sombreado parcial y pérdidas engañosas para un arreglo fotovoltaico [7].

Capítulo 2

Reconfiguración dinámica de arreglos fotovoltaicos

Las pérdidas por sombreado parcial podrían reducirse mediante técnicas pasivas o activas. Las técnicas pasivas emplean elementos pasivos como los diodos de derivación, mientras que las técnicas activas emplean elementos activos como los interruptores de estado sólido. Sin embargo, los diodos no permiten que el arreglo produzca la máxima potencia posible y aumentan la complejidad para el seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) del inversor [7].

Los avances en hardware y software de los últimos años han llevado a un renovado interés en conjuntos solares reconfigurables, tanto en la literatura de investigación como en las patentes. La idea de cambiar las conexiones entre los módulos del conjunto fotovoltaico en función de los parámetros de funcionamiento o de la solicitud de carga no es reciente, de hecho, la patente fue propuesta en la década de los años 70s, y los trabajos de investigación comenzaron a aparecer a principios de la década de los 90s. Sin embargo, en aquel momento, estas técnicas no eran aplicables a un costo razonable o con una fiabilidad significativa debido a la falta de hardware adecuado para la implementación de interruptores [9].

Los métodos de reconfiguración dinámica en la literatura difieren en la estructura del sistema (arquitectura) y el algoritmo de control. Su estudio nos permite conocer las diferentes estrategias reportadas y analizar la forma en que mejoran la respuesta del arreglo fotovoltaico ante condiciones de sombreado.

2.1. Arquitecturas de reconfiguración

Los módulos fotovoltaicos de un arreglo pueden interconectarse utilizando diferentes arquitecturas, siendo las más conocidas las configuraciones en serie (S), paralelo (P) y mixtas o serie-paralelo (SP). Sin embargo, en la literatura se reportan más, como son las arquitecturas: total-cruzado (TCT), puente-ligado (BL) y honey-comb (HC). Además de configuraciones híbridas propuestas, como: serie-paralelo-total-cruzado (SPTCT) y puente-ligado-total-cruzado (BLTCT). En la figura 2.1, se muestra cada configuración para un arreglo de 8x4 módulos [8].

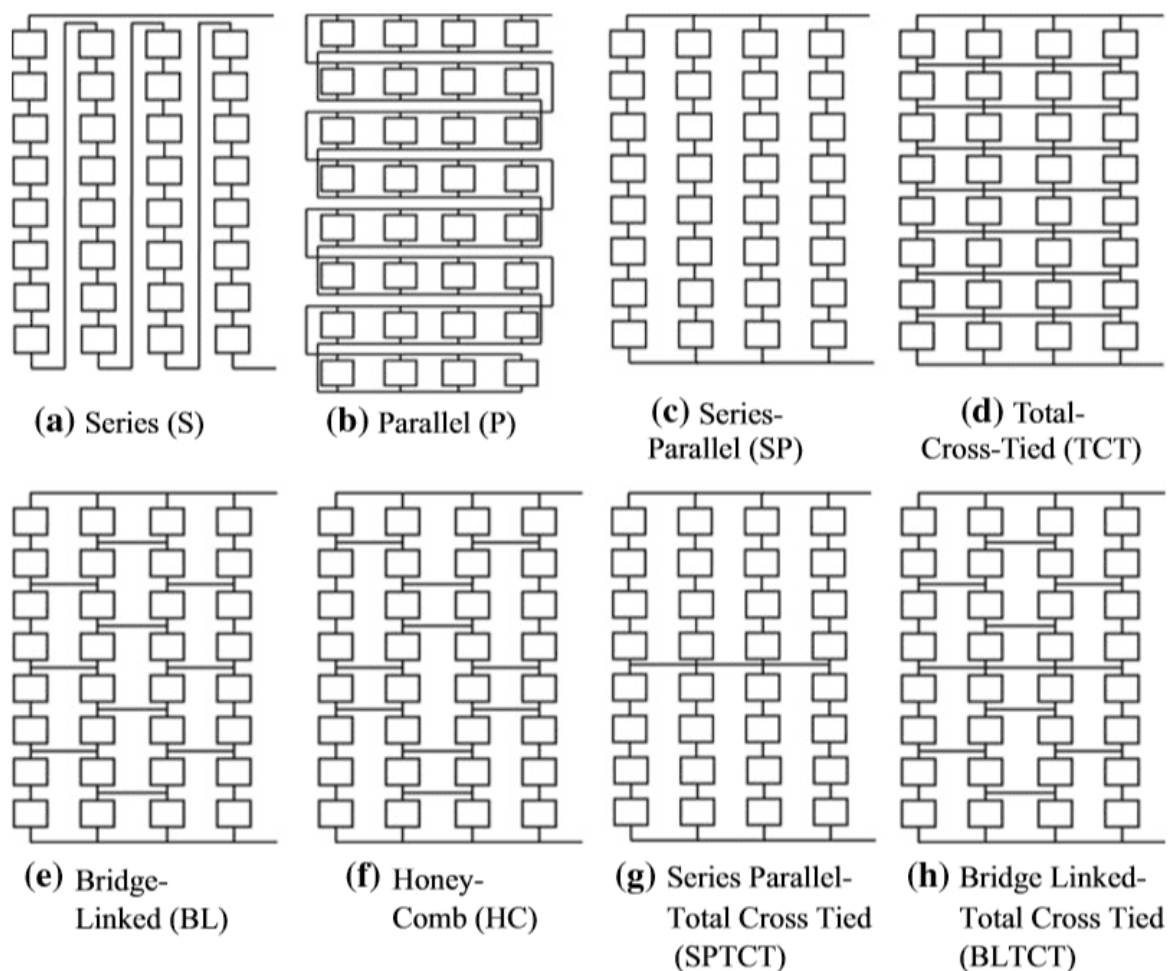


Figura 2.1: Arquitecturas simplificadas para un arreglo fotovoltaico de 8x4 [8].

2.1.1. Arquitectura total-cruzado (TCT)

Esta arquitectura consiste en filas de módulos conectados en paralelo conectados en serie. Cualquier módulo puede ser movido de una fila a otra o retirado del arreglo. Un enfoque típico adoptado en las arquitecturas (TCT) consiste en fijar la estructura de un número de módulos del arreglo, es decir, no se someten a ningún proceso de reconfiguración (ver figura 2.2) [9].

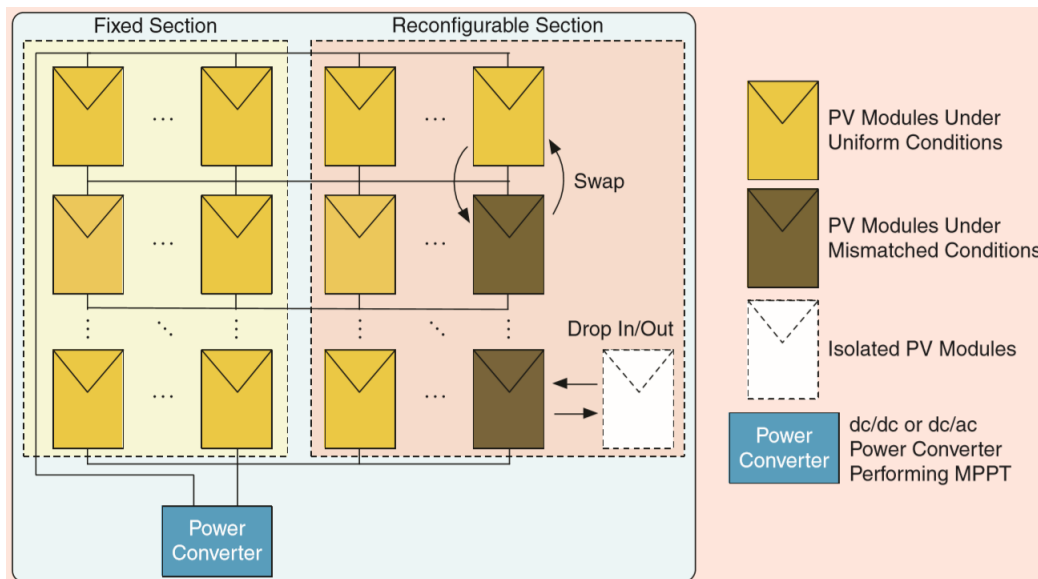


Figura 2.2: Arquitectura TCT con sección fija y reconfigurable [9] .

Los estudios teóricos sobre la fiabilidad de los conjuntos fotovoltaicos muestran que la interconexión TCT es más fiable que la SP y que es capaz de duplicar el tiempo de vida operativa del conjunto [34].

2.1.2. Arquitectura puente-ligado (BL)

En las configuraciones S y SP si determinadas celdas o módulos están sujetos a condiciones de sombreado parcial o a fallos de funcionamiento, la pérdida de potencia de desajuste es mayor y, por lo tanto, el rendimiento de estas configuraciones es bajo. Por lo tanto, para superar estos problemas, se introducen cruces entre las cadenas. Éstas ataduras cruzadas proporcionan un camino alternativo para que la corriente fluya bajo condiciones de sombreado parcial.

En la configuración puente-ligado (BL), todos los módulos están dispuestos en una arquitectura de puente rectificador, como se observa en la figura 2.1(e), donde se percibe

que cada puente consiste de cuatro módulos fotovoltaicos; dos módulos en el puente están conectados en serie y en paralelo con otros dos módulos conectados en serie. Todos los puentes están unidos para obtener los valores deseados de tensión y corriente de salida sumando las tensiones en serie y las corrientes en paralelo.

Las ventajas de esta configuración son que tiene una vida útil más larga y que genera menos números de MPP en comparación con la configuración SP. La limitación de esta configuración es que requiere más cableado debido a las ataduras cruzadas [35].

2.1.3. Arquitectura honey-comb (HC)

La arquitectura modificada de la configuración BL, mostrada en la figura 2.1(f), se conoce como configuración honey-comb (HC). En esta configuración, los módulos se conectan de manera similar a la forma hexagonal de un panal de miel. En esta configuración también se introducen lazos cruzados entre las cadenas. Cada arquitectura honey-comb consta de seis números de módulos fotovoltaicos; tres módulos están en serie y están conectados en paralelo con otros tres módulos conectados en serie. Todas estas arquitecturas están unidas para obtener los valores deseados de tensión y corriente de salida sumando las tensiones en serie y las corrientes en paralelo [35].

2.2. Algoritmos de reconfiguración dinámica

Los algoritmos de reconfiguración dinámica se basan en la idea de que las pérdidas relacionadas con el efecto de sombreado pueden ser menores a través de la reorganización de los módulos fotovoltaicos.

En la tabla 2.1 se muestra la comparación entre las principales características de algunos algoritmos de reconfiguración reportados en la literatura. El análisis se basa en el tipo de implementación, analógica o digital, en la velocidad de convergencia, en las complejidades del algoritmo y de la implementación, y en el rendimiento calculando la mejor configuración [9].

Tabla 2.1: Categoría de algoritmos reconfigurables [9].

Categoría	Analógico o digital	Velocidad de convergencia	Complejidad del algoritmo y de la implementación	Rendimiento en el seguimiento de la mejor solución
PRA	Ambos	Rápido	Baja	Bajo
ERA	Digital	Lento	Media	Alto
SRA	Digital	Medio	Media	Medio
DRA	Analógico	Rápido	Alta	Medio
COA	Digital	Medio/lento	Alta	Alto
CIA	Digital	Medio/lento	Media	Medio

2.2.1. Algoritmos de reconfiguración programada (PRA)

Este tipo de algoritmo requiere de una fase de entrenamiento para crear la relación entre las diferentes condiciones de funcionamiento para una conexión óptima entre los elementos fotovoltaicos. Si las condiciones de funcionamiento actuales del arreglo fotovoltaico no entran en el conjunto de casos analizados durante la fase de entrenamiento, el sistema conecta los módulos fotovoltaicos de una manera que no asegura la máxima producción de energía.

Los algoritmos suelen determinar las conexiones entre los elementos fotovoltaicos mediante tablas de consulta. Con baja irradiancia, los módulos se conectan en paralelo, mientras que con una alta irradiancia, los módulos se conectan en serie [9].

2.2.2. Algoritmos de reconfiguración de evaluación exhaustiva (ERA)

En este tipo de algoritmos se evalúan todas las combinaciones posibles, pero en algunas aplicaciones se acorta el tiempo de cálculo reduciendo el ancho del espacio de búsqueda, imponiendo ciertas restricciones operativas en la conexión de las unidades fotovoltaicas [9]. En el artículo [10], el espacio de búsqueda se reduce fijando el número de módulos por fila en una arquitectura TCT. En [32] se reconfigura una arquitectura híbrida utilizando un algoritmo ERA, probando todas las configuraciones posibles para encontrar la que proporciona corrientes MPP similares a los elementos de cada cadena. El procedimiento se realiza multiplicando una matriz predefinida, describiendo cada configuración con una

matriz formada por las corrientes máximas de cada cadena para calcular la potencia de la configuración, repitiendo el proceso para todas las configuraciones.

2.2.3. Algoritmos de reconfiguración ordenada (SRA)

En los algoritmos de reconfiguración ordenada (SRA), los elementos fotovoltaicos se organizan en función del nivel de irradiancia que recibe cada uno de ellos. Entonces, un criterio de ordenamiento es aplicado para buscar una solución aceptable; se introducen algunas restricciones de arquitectura para limitar el ancho del espacio de búsqueda [9].

En general, el algoritmo SRA ordena los módulos fotovoltaicos para buscar la configuración que cumpla con una condición determinada. En el artículo [36] se propone el primer paso del algoritmo, el cual es organizar las celdas fotovoltaicas en función de su nivel de irradiancia (correspondiente a su medición de tensión en circuito abierto). Después, el algoritmo reubica las celdas más iluminadas en la parte adaptativa de una arquitectura TCT para compensar las celdas más sombreadas de la parte fija del conjunto. En cambio, la solución presentada en [37] desconecta los módulos sombreados de la matriz, de modo que sólo los módulos totalmente irradiados se conectan en la arquitectura híbrida. Este tipo de solución desperdicia la potencia producida por los módulos sombreados, de manera que no es capaz de realizar una maximización real de la potencia producida por la matriz fotovoltaica.

2.2.4. Algoritmos de reconfiguración distribuida (DRA)

En los algoritmos de reconfiguración distribuida (DRA), cada elemento fotovoltaico está equipado con un controlador para decidir de forma autónoma la conexión o desconexión del propio elemento al arreglo. Esta solución aumenta la cantidad de circuitos adicionales y, su uso se limita a las arquitecturas en serie [9].

El artículo [38] presenta una solución empleando un DRA en una arquitectura en serie; donde la celda se conecta a la cadena durante un intervalo de tiempo en función de su potencia máxima, mientras que la corriente de la cadena se define por la corriente MPP más alta. En resumen, las otras celdas están conectadas a la cadena durante el tiempo en que pueden contribuir a sostener la corriente de la cadena, igualando así la corriente de las celdas durante todo el período.

2.2.5. Algoritmos clásicos de optimización (COA)

Los algoritmos clásicos de optimización (COA) se basan en la teoría de optimización clásica, en la que el valor de una función de costo matemático se optimiza mediante el uso de métodos clásicos. Además, algunas restricciones en las posibles conexiones de los elementos solares se introducen para limitar el ancho del espacio de búsqueda [9].

En el artículo [7] se propone una solución clásica de un algoritmo de optimización (COA) para reconfiguración de una arquitectura TCT con una subsección fija. La función de costo que debe minimizarse a través del algoritmo de ramificación y enlace es la diferencia de irradiancia entre los módulos de cada fila. Desafortunadamente, las soluciones de COA requieren un importante esfuerzo computacional [9].

2.2.6. Algoritmos de inteligencia computacional (CIA)

En los algoritmos de inteligencia computacional (CIA), la configuración óptima se determina mediante el uso de algoritmos heurísticos basados en conjuntos difusos, redes neuronales, enfoques evolutivos, etc. En general, se requieren los conocimientos de un diseñador o grandes cantidades de datos para definir o entrenar las reglas del algoritmo. En el artículo [39], un algoritmo difuso se diseña utilizando un pequeño conjunto de reglas para buscar la mejor configuración en función del nivel de irradiancia y requerimientos de par-velocidad de un automóvil. Sin embargo, en el artículo [40], un conjunto de reglas difusas también tiene en cuenta la derivada de la irradiancia para mejorar el rendimiento dinámico. Ambas soluciones reducen el espacio de búsqueda fijando la geometría del conjunto.

Capítulo 3

Simulación del modelo matemático de una celda fotovoltaica

En este capítulo se expone la metodología para una correcta simulación del modelo matemático de una celda fotovoltaica en MATLAB/Simulink, así como, el uso del bloque “Solar Cell”. Posteriormente, con ayuda de la hoja de datos (Apéndice A) del módulo fotovoltaico que forma parte del sistema existente en la FCE, se ajustan los valores de los parámetros para realizar su simulación y observar las curvas características I-V y P-V resultantes.

3.1. Metodología para la simulación del modelo matemático de una celda

La simulación del modelo matemático de una celda fotovoltaica realizada en MATLAB/Simulink se basa en la comprensión de los fundamentos anteriormente explicados en la sección 1.3.

El análisis del modelo matemático comienza con la sustitución de la ecuación 1.3 en la ecuación 1.2 (pudiendo despreciar a I_{Rp}), obteniendo la siguiente ecuación.

$$I = I_{pv} - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V + R_s I)}{N_s k T a} \right) - 1 \right] \quad (3.1)$$

Después, tomando en cuenta el criterio que nos dice que las celdas conectadas en paralelo (N_p) incrementan la corriente, la ecuación 3.1 finalmente se expresa como:

$$I = N_p I_{pv} - N_p I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V + R_s I)}{N_s k T a} \right) - 1 \right] \quad (3.2)$$

Al comenzar con la elaboración de los diagramas a bloques en Simulink es necesario desglosar individualmente las ecuaciones que guardan relación con la ecuación de salida de corriente I (descrita en la ecuación 3.2), es decir, la corriente de saturación I_0 y la corriente foto-generada de la celda fotovoltaica I_{pv} (ecuaciones 1.4 y 1.6).

Para el caso de la ecuación 1.6, que describe a la corriente de saturación I_0 , se observa que es necesario conocer previamente el valor de la corriente de saturación inversa I_{rs} (ecuación 1.7), por lo que primero se elabora dicha representación en un diagrama a bloques, como se muestra en la figura 3.1, sustituyendo previamente el voltaje térmico V_t .

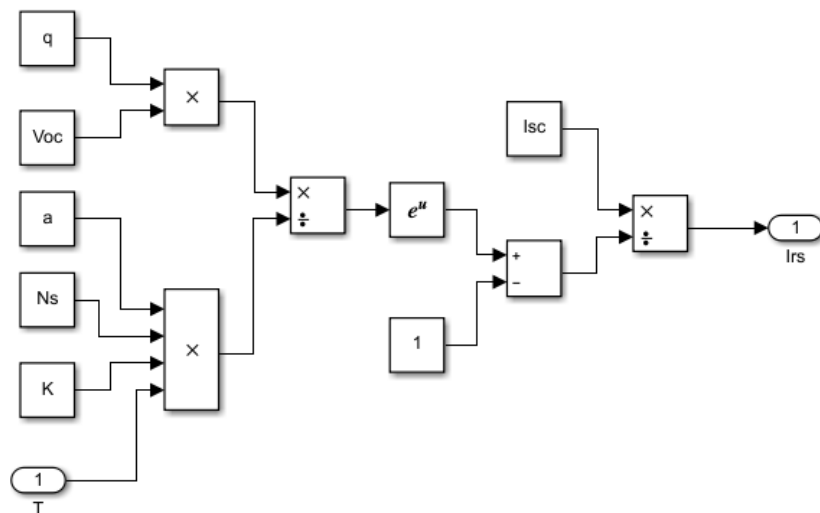


Figura 3.1: Diagrama a bloques en Simulink de la corriente de saturación inversa I_{rs} .

Seguidamente, se elabora el diagrama a bloques de la corriente de saturación I_0 , como se indica en la figura 3.2.

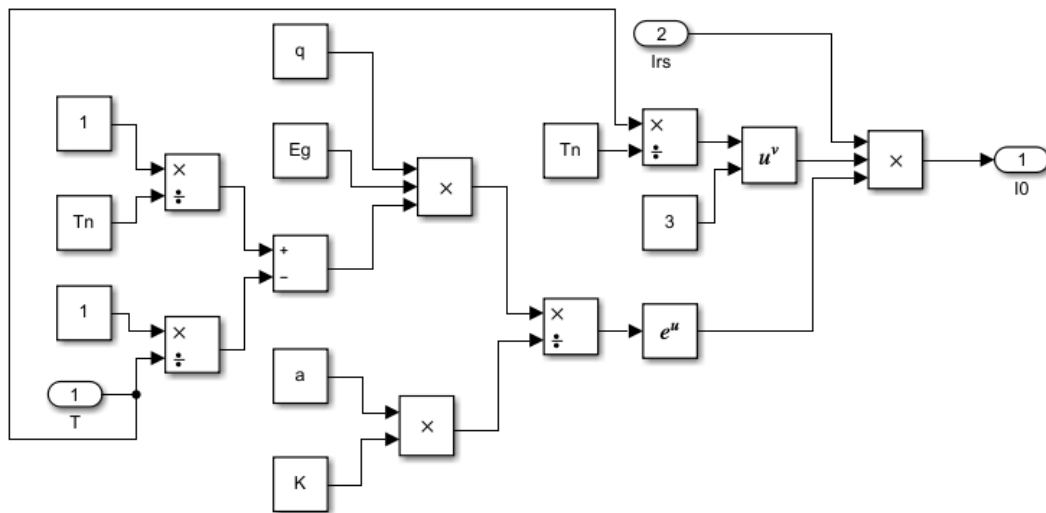


Figura 3.2: Diagrama a bloques en Simulink de la corriente de saturación I_0 .

Para la representación de la corriente foto-generada por la celda fotovoltaica I_{pv} , se realiza el siguiente diagrama a bloques (ver figura 3.3). En el diagrama se observa que la simulación trabaja en condiciones ideales, esto quiere decir que la irradiancia es de $1000W/m^2$ y la temperatura nominal de $25^\circ C$, o sea aproximadamente $298K$.

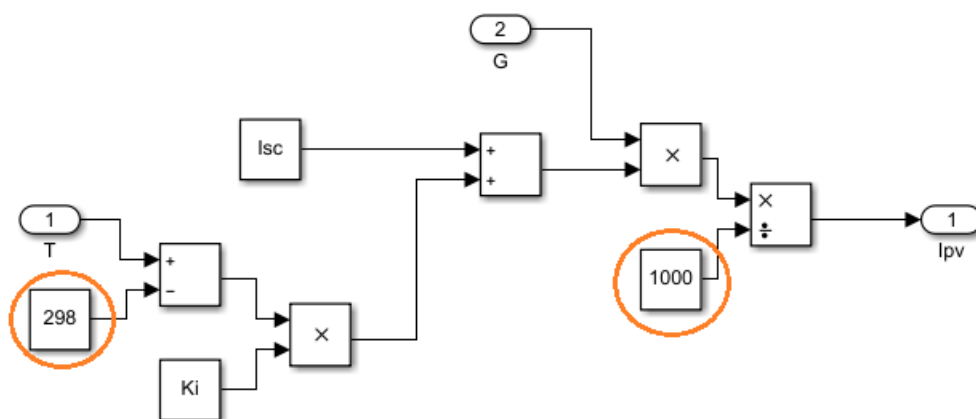


Figura 3.3: Diagrama a bloques en Simulink de la corriente foto-generada por la celda fotovoltaica I_{pv} .

Teniendo la representación en diagrama a bloques de las corrientes I_0 , I_{pv} y I_{rs} , se convierten en subsistemas para facilitar su visualización (ver figura 3.4) y, se vinculan con

el subsistema del diagrama a bloques de la salida de corriente I (ver figura 3.5), descrita en la ecuación 3.2.

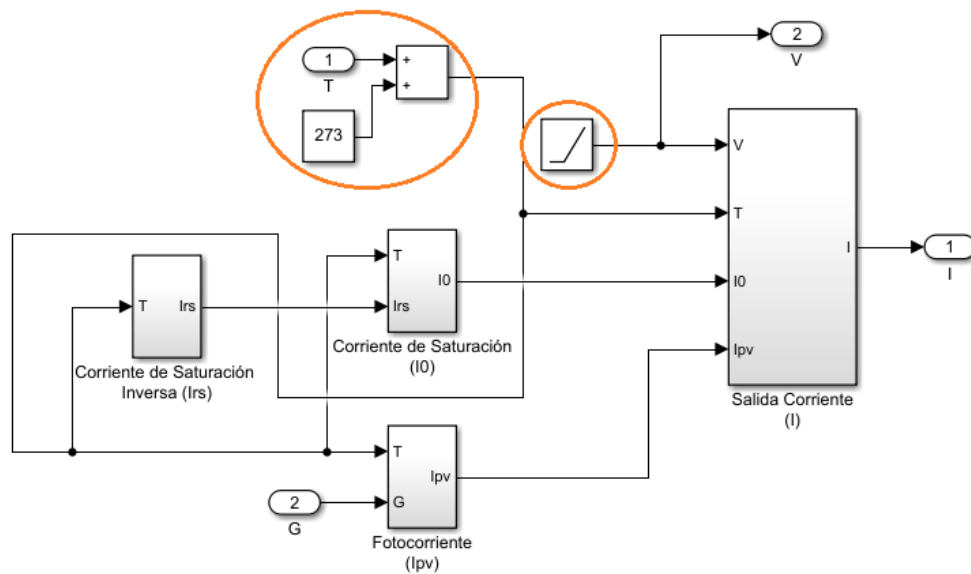


Figura 3.4: Relación entre subsistemas de las corrientes I_{rs} , I_0 , I_{pv} con el subsistema de la corriente I .

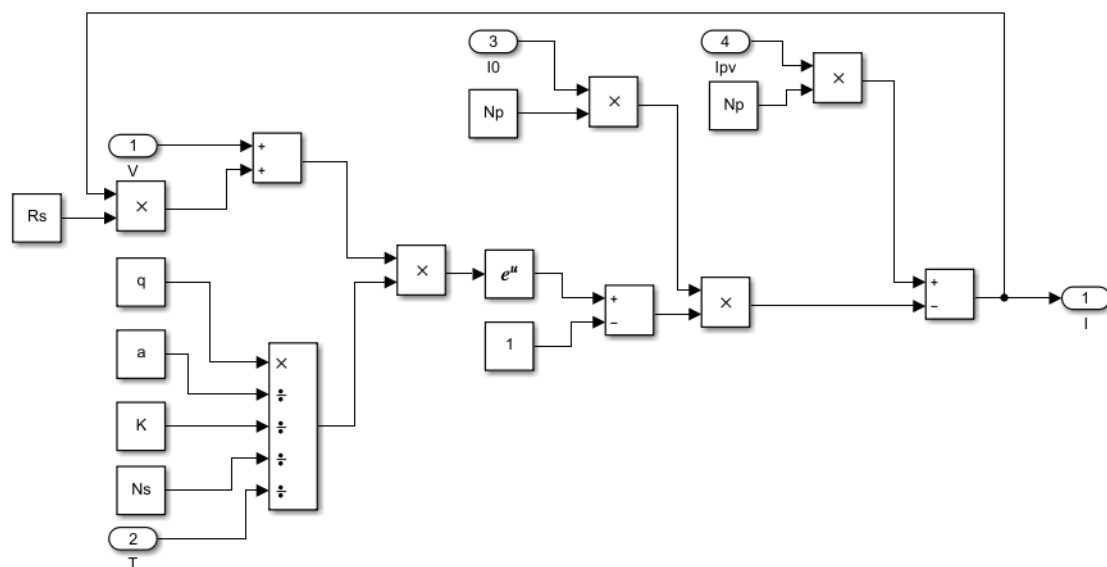


Figura 3.5: Diagrama a bloques en Simulink de la salida de corriente I .

En la figura 3.4 se percibe que la temperatura de operación (T) se convierte de grados centígrados a grados Kelvin, con ayuda de la ecuación 3.3 y, que el voltaje (V) es representado con una rampa.

$$K = C + 273 \tag{3.3}$$

Finalmente, los subsistemas de la figura 3.4 se engloban en un solo subsistema que tiene como entradas la temperatura de operación T y la irradiancia nominal G y, como salidas la corriente I y el voltaje V , como se observa en la figura 3.6.

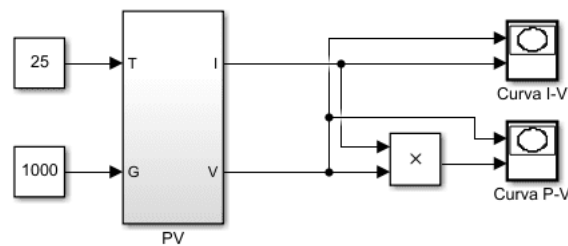


Figura 3.6: Subsistema principal en Simulink del modelo matemático de una celda fotovoltaica.

3.2. Funcionamiento y utilidad del bloque Solar Cell

El bloque “Solar Cell” de Simulink se encuentra dentro de la librería Simscape/Electrical/Sources y representa a una celda solar con una resistencia R_s conectada en serie a una combinación en paralelo de una fuente de corriente, dos diodos exponenciales y una resistencia R_p . La figura 3.7 muestra tanto el circuito equivalente como el bloque.

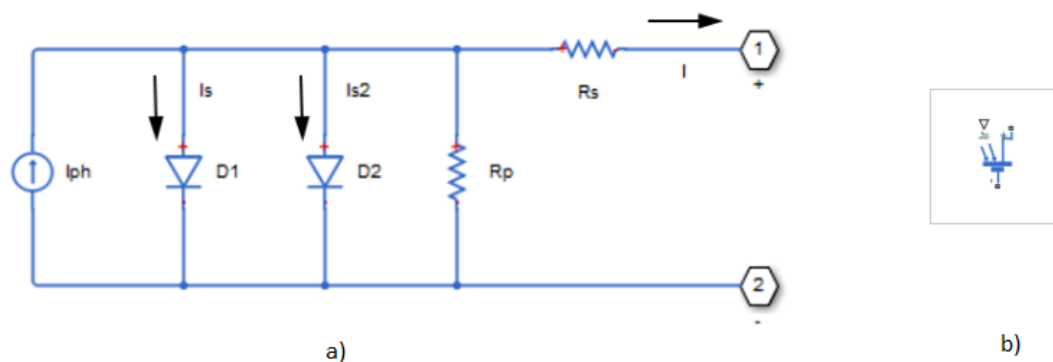


Figura 3.7: Celda solar representada con el bloque “Solar Cell” de Simulink.
 a) Diagrama del circuito equivalente de una celda solar. b) Bloque “Solar Cell”.

Por medio del análisis del circuito equivalente, se sabe que la salida de corriente I , es obtenida por medio de la ecuación 3.4.

$$I = I_{ph} - I_s \left(\exp\left(\frac{V+I \cdot R_s}{N \cdot V_t}\right) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp\left(\frac{V+I \cdot R_s}{N_2 \cdot V_t}\right) - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (3.4)$$

En simulación, este bloque constituye una alternativa para simular eléctricamente una celda fotovoltaica. Los parámetros del bloque se pueden ajustar para modelar cualquier número de celdas conectadas en serie, con lo que internamente el bloque seguirá simulando las ecuaciones para una sola celda solar, pero aumentará el voltaje de salida en función del número de celdas. Esto da como resultado una simulación más eficiente que si las ecuaciones para cada celda se simularan individualmente. Por otro lado, si se desea modelar n celdas en paralelo, se pueden escalar individualmente los parámetros involucrados. Es decir, multiplicar la corriente de corto circuito, la corriente de saturación de los diodos y la corriente foto-generada por n y dividir la resistencia en serie por n .

Sin embargo, la ventaja del bloque Solar Cell sobre el subsistema creado en la sección 3.1, es que para modelar las conexiones de n celdas en serie y/o paralelo a parte de poder hacerlo modificando los parámetros internos del bloque, también se puede lograr creando múltiples copias del mismo bloque y conectándolos manualmente. Lo cual es un punto importante dentro de una simulación, pues mejora la comprensión de lo realizado al poder visualizar directamente las conexiones entre las celdas y, nos permite (si se requiere) agregar a la simulación otros elementos eléctricos de Simulink. Adicionalmente, observamos mediante la ecuación 3.4 que el bloque no desprecia el valor de ninguna resistencia durante el análisis matemático del circuito equivalente, por lo que una simulación basada en el uso de bloques Solar Cell es más precisa que una simulación realizada con el subsistema desarrollado; sin embargo, como toda simulación no está exenta de errores, por lo que probablemente los valores obtenidos de la simulación varíen ligeramente de los valores reales.

3.3. Simulación del sistema fotovoltaico de la FCE

El arreglo fotovoltaico del Laboratorio de Energía Solar de la FCE está formado por un conjunto de 12 módulos “Sunmodule SW 265 mono” conectados en serie, como se observa en la figura 3.8.

Los parámetros eléctricos principales del módulo obtenidos de la hoja de datos (Apéndice A), se muestran en la tabla 3.1, los cuales son tomados en cuenta en las simulaciones

como características eléctricas del dispositivo. Las simulaciones del sistema fotovoltaico de la FCE se realizan con el subsistema y con el bloque Solar Cell en MATLAB/Simulink para poder validar ambos métodos. Ambas simulaciones trabajan en condiciones ideales de temperatura e irradiancia, es decir, 25°C y $1000\text{W}/\text{m}^2$.

Tabla 3.1: Características eléctricas del modulo Sunmodule SW 265 mono bajo condiciones estándar.

Potencia máxima	P _{máx}	265 Wp
Voltaje de circuito abierto	V _{oc}	38.1 V
Voltaje de máxima potencia	V _{mpp}	31.9 V
Corriente de corto circuito	I _{sc}	8.82 A
Corriente de máxima potencia	I _{mpp}	8.33 A
Celdas por módulo		60



Figura 3.8: Arreglo fotovoltaico de la FCE.

3.3.1. Simulación con subsistema creado

Para ingresar las características del módulo fotovoltaico al subsistema principal (figura 3.6) se configura desde Propiedades/Callbacks/InitFcn. Se escribe cada parámetro empleado en los diagramas a bloques, como se muestra en la figura 3.9.

Primeramente, se simula un solo módulo fotovoltaico con los parámetros mostrados en la figura 3.9. Las curvas características I-V y P-V se muestran en la figura 3.10.

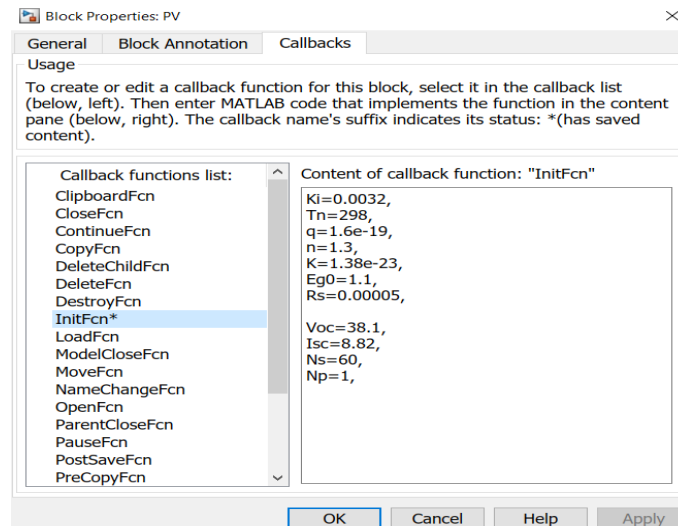


Figura 3.9: Propiedades del subsistema principal en Simulink.

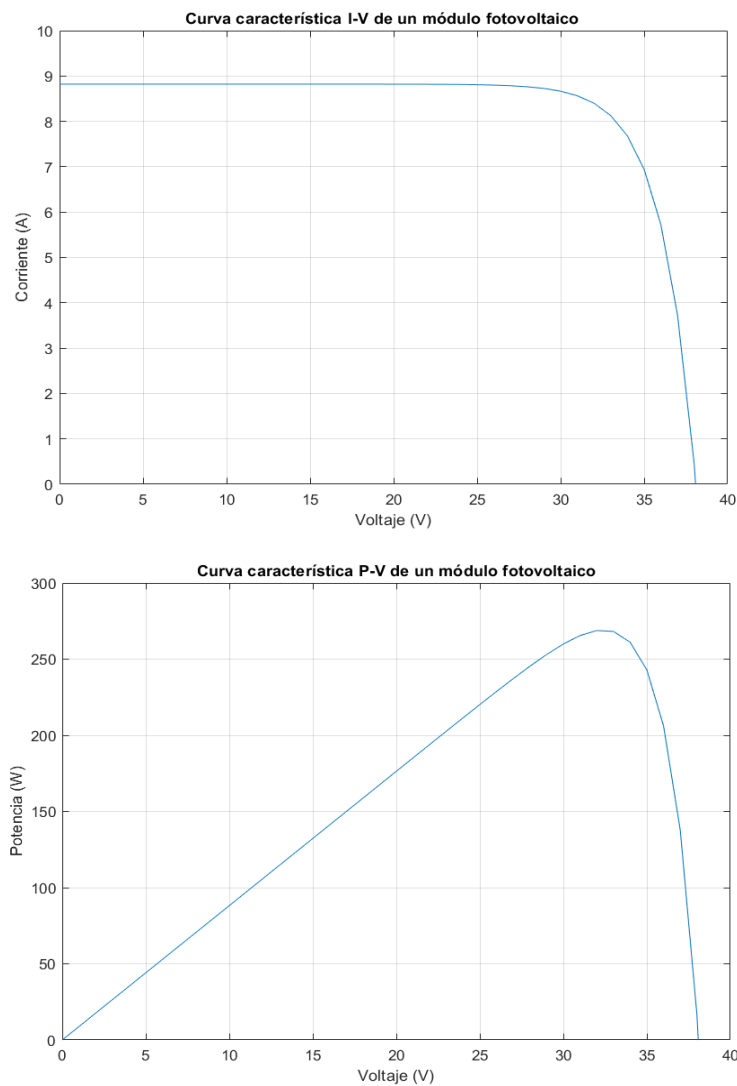


Figura 3.10: Curvas características I-V y P-V de un módulo fotovoltaico *Sunmodule SW 265 mono* empleando el subsistema en Simulink.

Para simular el arreglo fotovoltaico de la FCE, se cambian los parámetros N_s y V_{oc} . Sabemos que las celdas por módulo fotovoltaico son 60 y que están conectadas en serie, por lo tanto:

$$N_s = (60)(12\text{módulos}) = 720 \quad (3.5)$$

$$V_{oc} = (38.1V)(12\text{módulos}) = 457.2V \quad (3.6)$$

Las curvas características I-V y P-V resultantes se muestran en la figura 3.11. Se observa que al ser un arreglo conectado en serie, solamente el voltaje de salida del arreglo incrementa, mientras que la corriente de salida se mantiene.

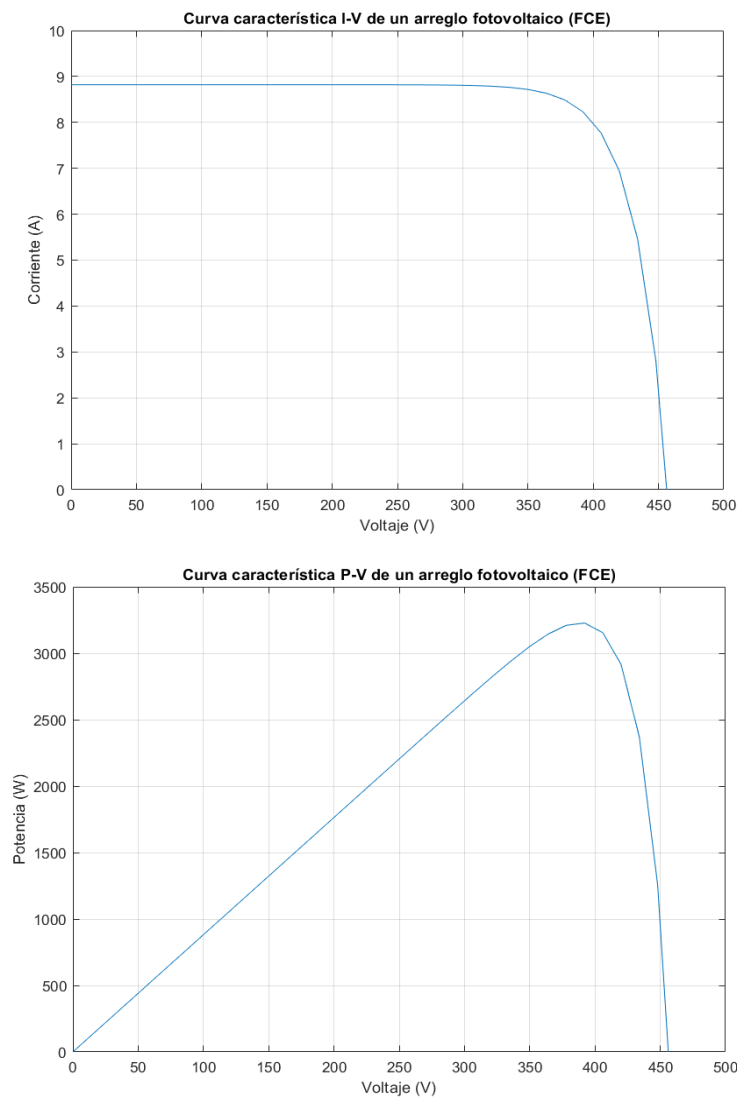


Figura 3.11: Curvas características I-V y P-V del arreglo fotovoltaico de la FCE empleando el subsistema en Simulink.

3.3.2. Simulación con bloque Solar Cell

Para configurar las características eléctricas del bloque Solar Cell se hace doble clic sobre él y en el apartado Settings/Cell Characteristics se ingresan los valores de la corriente de corto circuito I_{sc} y del voltaje de circuito abierto V_{oc} del dispositivo fotovoltaico, como se muestra en la figura 3.12.

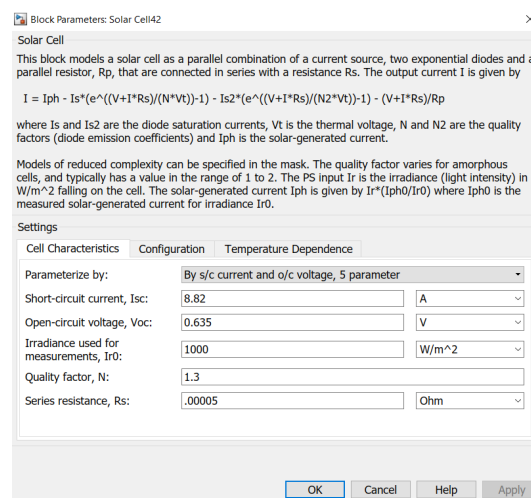


Figura 3.12: Parámetros del bloque Solar Cell en Simulink.

Al simular un solo módulo fotovoltaico, el valor de I_{sc} será el mismo que se indica en la tabla 3.1, pero el voltaje V_{oc} se dividirá entre 60 celdas que conectadas en serie integran al módulo, como se indica a continuación.

$$V_{oc} = \frac{38.1V}{60celdas} = 0.635V \quad (3.7)$$

Al tener la configuración correcta en el bloque Solar Cell, el siguiente paso es hacer 59 copias del mismo bloque y, posteriormente, conectarlos en serie (ver figura 3.13). Como se puede observar en la figura, se coloca un amperímetro y un voltímetro para obtener las curvas características I-V y P-V del módulo.

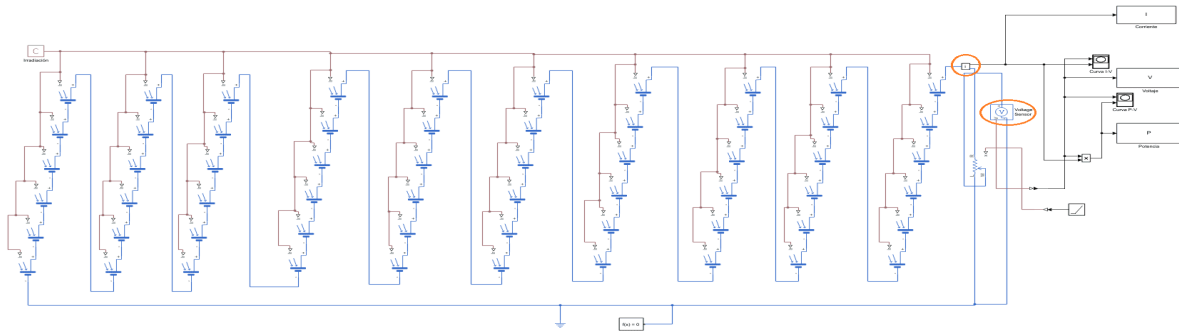


Figura 3.13: Representación de un módulo fotovoltaico *Sunmodule SW 265 mono* con el bloque Solar Cell de Simulink.

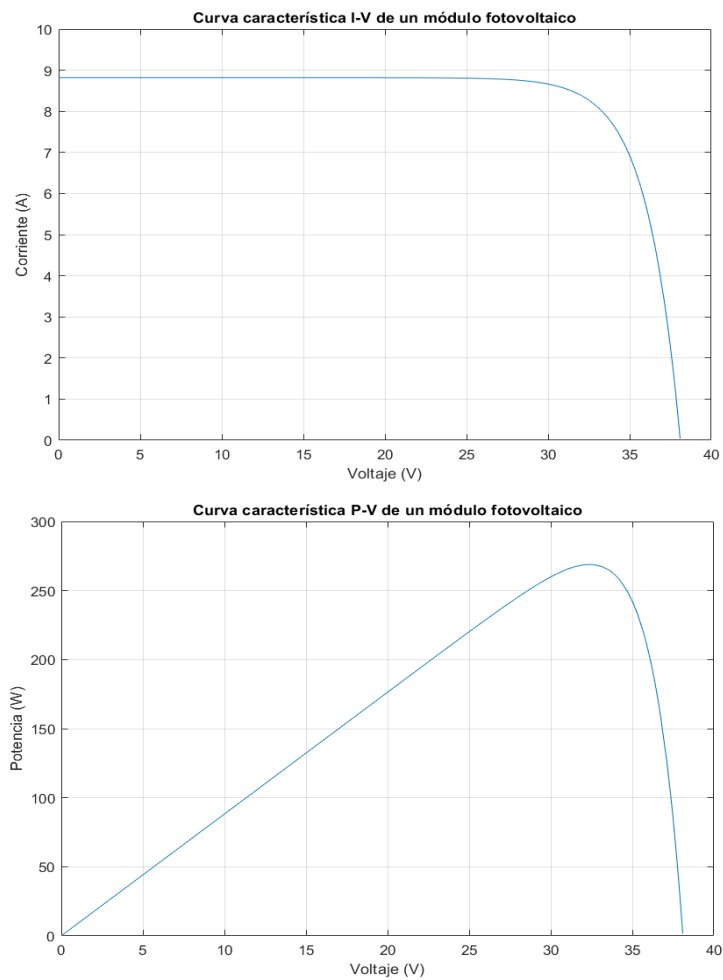


Figura 3.14: Curvas características I-V y P-V de un módulo fotovoltaico *Sunmodule SW 265 mono* empleando el bloque Solar Cell en Simulink.

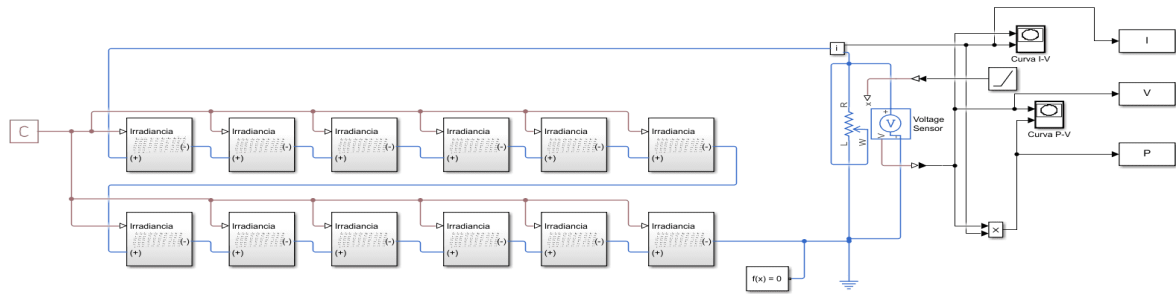


Figura 3.15: Simulación del arreglo fotovoltaico de la FCE empleando el bloque Solar Cell en Simulink.

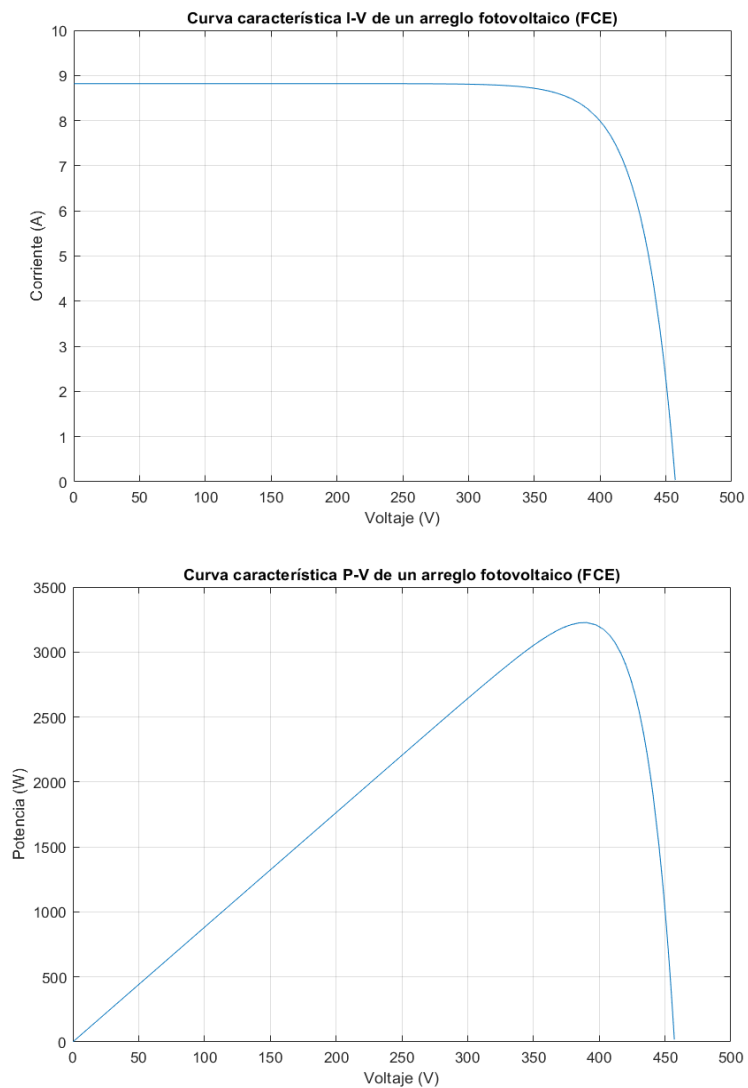


Figura 3.16: Curvas características I-V y P-V del arreglo fotovoltaico de la FCE empleando el bloque Solar Cell en Simulink.

Para simular el arreglo fotovoltaico de la FCE y para facilitar la visualización de la simulación, se convierte en un subsistema el arreglo que representa a un módulo fotovoltaico (figura 3.13). Seguidamente, se crean copias del subsistema para tener finalmente 12 de ellos y se conectan en serie, como se muestra en la figura 3.15. Las curvas características I-V y P-V obtenidas de la simulación corresponden a la figura 3.16.

3.3.3. Simulación de diferentes configuraciones

Con el fin de observar cómo determina la configuración del arreglo fotovoltaico la salida de corriente y voltaje y, cómo éstos a su vez desencadenan diferentes curvas características I-V y P-V, se realiza la simulación de las tres configuraciones más comunes (serie, paralelo, serie-paralelo o mixta) en MATLAB/Simulink. En la figura 3.17 se muestran las curvas obtenidas.

Como se mencionó en la sección 3.2, es más fácil comprender la simulación si se analizan directamente las conexiones hechas entre los módulos, por lo que estas simulaciones emplean los subsistemas compuestos por la unión de bloques Solar Cell.

La simulación del arreglo fotovoltaico de la FCE hecha con la configuración en serie está compuesta por un arreglo 12x1, en paralelo por un arreglo 1x12 y la configuración serie-paralelo por un arreglo 3x4. Todas las simulaciones trabajan en condiciones ideales de temperatura e irradiancia.

En referencia a las gráficas obtenidas, se puede decir que no hay una configuración “ideal” para un sistema fotovoltaico, el que una configuración sea más útil que otra depende de factores como la carga y la irradiancia incidente, factores que son variables en todo momento.

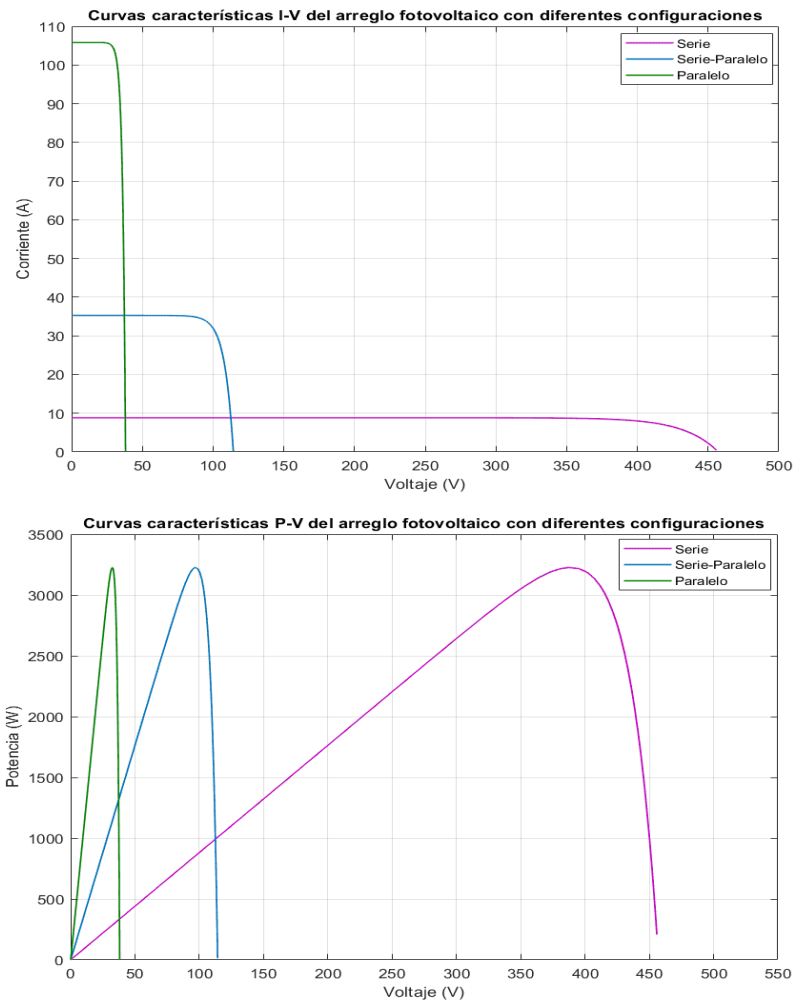


Figura 3.17: Curvas características I-V y P-V del arreglo fotovoltaico de la FCE en configuración serie (12x1), paralelo (1x12) y serie-paralelo (3x4).

Capítulo 4

Estudio, simulación y evaluación de algoritmos de reconfiguración dinámica

En este capítulo se presentan dos algoritmos/estrategias de reconfiguración dinámica para sistemas fotovoltaicos reportados en la literatura.

Aunque ambos algoritmos trabajan con una arquitectura del tipo total-cruzado (TCT), se encuentran clasificados como diferentes tipos de algoritmos. El primero se denomina como un algoritmo de evaluación exhaustiva (ERA) y, el segundo, como un algoritmo de reconfiguración ordenada (SRA).

El algoritmo ERA tiene como objetivo primordial el reducir el tiempo de cálculo disminuyendo el ancho del espacio de búsqueda, mientras que el del algoritmo SRA es que la reconfiguración del sistema sea en función del nivel de irradiancia que se recibe en cada módulo.

La finalidad del estudio de dichos algoritmos es poder aplicarlos en simulación a un arreglo fotovoltaico mediante MATLAB/Simulink. Las condiciones iniciales en las simulaciones constarán de diferentes escenarios de irradiancia incidente (sombreado parcial), manteniendo una temperatura ideal de $25^{\circ}C$. Al término de las simulaciones se busca hacer una evaluación de los resultados obtenidos, comparándose entre ellos mismos, pero sobre todo con un arreglo fotovoltaico convencional, es decir, de conexión fija. De esta manera, se podrá observar la medida en que logran mejorar la respuesta del sistema ante sombreados parciales por medio de reconfiguración dinámica.

4.1. Algoritmo de evaluación exhaustiva (ERA)

En el artículo [10] se propone una estrategia de reconfiguración dinámica para un sistema fotovoltaico conectado a la red, con el fin de mejorar la producción de energía cuando las condiciones de funcionamiento de los paneles solares son diferentes.

En arreglos fotovoltaicos conectados a la red la arquitectura total-cruzado (TCT) es una de las más prevalentes, debido a su simplicidad y bajo costo; sin embargo, una de las principales fuentes de pérdidas en dicha arquitectura surge cuando el arreglo está parcialmente sombreado. Estas pérdidas se deben principalmente a la configuración eléctrica del sistema fotovoltaico, en particular a la conexión en serie donde un módulo parcialmente sombreado limita la corriente de la cadena donde está conectado, reduciendo así la máxima potencia disponible del generador fotovoltaico.

De modo que, la estrategia ERA planteada se lleva a cabo mediante la inserción y el control de una matriz de conmutación entre el generador fotovoltaico y el inversor central, que permite la reconexión eléctrica de los módulos fotovoltaicos.

4.1.1. Diseño de la matriz de conmutación

El diseño de la matriz de conmutación consta de módulos fotovoltaicos ensamblados en una estructura matricial $m \times n$, como se muestra en la figura 4.1.

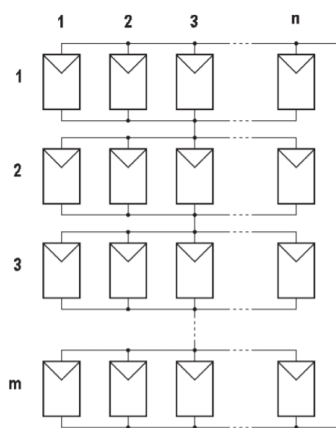


Figura 4.1: Topología del generador fotovoltaico [10].

La máxima potencia disponible en la salida del generador fotovoltaico dependerá de las condiciones de funcionamiento de cada módulo (es decir, irradiancia, temperatura y

características eléctricas) y de su ubicación en la estructura de la matriz. Esta última es una propiedad que puede utilizarse para maximizar la potencia de salida, reubicando adecuadamente los módulos fotovoltaicos dentro de la topología del generador fotovoltaico. Dicha reubicación puede llevarse a cabo insertando una *matriz de conmutación*.

Para efectuar el diseño de la matriz de conmutación, es necesario usar el número de interruptores (NI) que resulte de la sustitución de datos en la ecuación 4.1. Los interruptores deben ser unipolares de m -recorridos.

$$NI = 2 \cdot m \cdot n \quad (4.1)$$

Las posibles reconfiguraciones (PR) para los módulos que permite la matriz de conmutación están definidas en la ecuación 4.2. Sin embargo, algunas de las configuraciones posibles pueden ser ignoradas, ya que tanto la posición del módulo en una fila (ver figura 4.2a), como la posición de la fila en la cadena simple (ver figura 4.2b), son irrelevantes con respecto a la potencia de salida entregada.

$$PR = (m - n)! \quad (4.2)$$

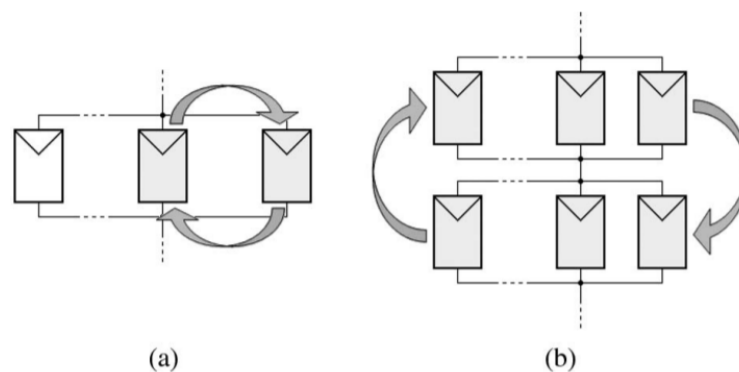


Figura 4.2: Configuraciones irrelevantes respecto a la potencia entregada [10].

Por lo tanto, las configuraciones que pueden entregar diferentes valores de potencia a la salida, suponiendo que las irradiancias presentes son diferentes, se denominan “configuraciones de interés” (N_{ci}). Para un arreglo fotovoltaico $m \times n$, el número de configuraciones de interés está dado por:

$$N_{ci} = \frac{(m \cdot n)!}{m! \cdot (n!)^m} \quad (4.3)$$

4.1.2. Estrategia de reconfiguración de la matriz

La estrategia de reconfiguración en relación con la topología del generador fotovoltaico considera dos puntos importantes:

1. El voltaje de los módulos fotovoltaicos conectados en paralelo no será muy afectado por el valor de la irradiancia en cada módulo.
2. La corriente que fluye a través de un conjunto de módulos conectados en paralelo será casi proporcional a la cantidad de irradiancia presente en cada módulo.

De modo que, para maximizar la potencia disponible a la salida del generador sería deseable que ninguna de las filas de módulos fotovoltaicos conectados en serie y en paralelo limitara la corriente que fluye en la cadena simple. Este comportamiento puede ser logrado si las corrientes, y por lo tanto las irradiancias, en las diferentes filas son similares. Este principio de funcionamiento se denomina “ecualización de la irradiancia” del generador fotovoltaico. En consecuencia, la estrategia de reconfiguración se basa en la reubicación de los módulos fotovoltaicos en las filas.

En seguida se enlistan los pasos que sigue la estrategia de reconfiguración:

1. Establecer condiciones iniciales

A partir de un arreglo fotovoltaico formado por $m \times n$ módulos inicialmente conectados como se observa en la figura 4.1, el algoritmo asume que el valor de irradiancia de cada módulo es conocido y se denota como G_{ij} , donde $i = 1, \dots, m$ y $j = 1, \dots, n$ significa la fila y la columna, respectivamente. Una vez conocidos los valores de m y n , y asumiendo que todos los valores de la irradiancia G_{ij} son diferentes, el algoritmo calcula el número de configuraciones de interés (ecuación 4.3), definidas como A_k , donde $k = 1, 2, \dots, K$, y la irradiancia correspondiente de cada módulo es anotada como G_{ijk} .

En caso de necesitar estimar el valor de la irradiancia de cada módulo, se calcula a partir de las mediciones de voltaje y corriente del módulo fotovoltaico y el modelo eléctrico del panel solar, dado por:

$$G_{ijk} = \alpha \cdot \left[I_{ij} + I_0 \cdot \left(e^{V_{ij}/nV_T} - 1 \right) \right] \quad (4.4)$$

Siendo G_{ij} la irradiancia estimada, I_{ij} y V_{ij} la medida de corriente y voltaje, respectivamente, y α, I_0 , y nV_T un conjunto de parámetros que pueden ser evaluados a

partir de los valores de la corriente de corto circuito y el voltaje de circuito abierto dados en la hoja de datos.

2. *Cómputo del promedio de irradiancia presente en cada fila*

Para cada una de las configuraciones de interés A_k , el algoritmo calcula la irradiancia media en los n módulos conectados en paralelo de cada fila. Si G_{ik} representa el promedio de irradiancia presente en la fila i de la configuración A_k , el algoritmo calcula:

$$G_{ik} = \frac{\sum_{j=1}^n G_{ijk}}{n}, \quad i = 1, 2, \dots, m \quad k = 1, 2, \dots, K. \quad (4.5)$$

3. *Cálculo del “Índice de ecualización de la irradiancia”*

Con el fin de comprobar posteriormente cuál de las configuraciones de interés entregará la máxima potencia, el algoritmo calcula para cada configuración un factor de mérito llamado “índice de la ecualización de la irradiancia”. Este índice se define para cuantificar cuán diferentes son las irradiancias medias presentes en cada fila y, por consiguiente, cuál es el grado de limitación actual de la configuración.

Una forma sencilla de definir el índice de ecualización de la irradiancia de la configuración A_k , referido como $M_{IE}(A_k)$ es:

$$M_{IE}(A_k) = \max [G_{1k}, G_{2k}, \dots, G_{mk}] - \min [G_{1k}, G_{2k}, \dots, G_{mk}] \quad (4.6)$$

Consecuentemente, el algoritmo calcula:

$$M_{IE}(A_k) = \max [G_{1k}, G_{2k}, \dots, G_{mk}] - \min [G_{1k}, G_{2k}, \dots, G_{mk}] \quad \text{para } k = 1, \dots, K. \quad (4.7)$$

Puede observarse que cuanto mejor sea la ecualización de la irradiancia, el índice es menor. En particular, si todas las filas de una configuración exhiben el mismo promedio de irradiancia, entonces, $M_{IE}A_k = 0$, como en el caso de un generador fotovoltaico que funcione bajo una irradiancia uniforme.

Las configuraciones óptimas denotadas como A_{pOPT} siendo “p” un número entero, constituyen un subconjunto de las configuraciones de interés $A_{oOPT} \in \{A_1, A_2, \dots, A_K\}$ y puede ser fácilmente detectado por la informática:

$$M_{IE}(A_{oOPT}) = \min [M_{IE}(A_1), M_{IE}(A_2), \dots, M_{IE}(A_K)] \quad (4.8)$$

Más de una configuración puede resultar óptima.

4. Cálculo del número de reubicaciones de módulos fotovoltaicos

El “número de reubicaciones” evalúa el número de módulos a reubicar cuando el generador fotovoltaico se reconfigura desde la configuración actual. Su cálculo nos permite identificar la configuración óptima A_{OPT} , es decir, la configuración que simultáneamente iguala mejor la irradiancia y minimiza el número de reubicaciones de módulos.

5. Reconfiguración de la toma de decisiones

La toma de decisiones está estructurada en tres niveles jerárquicos:

- a) El primer nivel de decisión desactiva la reconfiguración de la matriz de conmutación si la configuración óptima es la misma que la inicial. De lo contrario, el algoritmo se dirige al segundo nivel de decisión.
- b) El segundo nivel de decisión pregunta por un posible fallo del módulo, que puede ser detectado a partir de la medición de la corriente del módulo. Si algún módulo está en circuito abierto, la reconfiguración toma lugar inmediatamente para evitar la posible desconexión del generador fotovoltaico a la entrada del inversor. De lo contrario, el algoritmo se dirige al tercer nivel de decisión.
- c) El tercer nivel de decisión permite la reconfiguración de la matriz de conmutación sólo si la configuración óptima es estable (es decir, si sigue siendo la misma) durante cierto tiempo.

4.2. Algoritmo de reconfiguración ordenada (SRA)

En el artículo [11] se propone una estrategia mejorada para la optimización de conjuntos fotovoltaicos utilizando la estrategia de reconfiguración de la “ecualización de la irradiancia”. El sistema propuesto parte de la idea de que si los módulos pueden ser conectados de manera arbitraria, entonces el resultado será un aumento de la potencia. Este arreglo de módulos puede ser configurado en cualquier forma en término de filas y columnas.

La capacidad de ecualización de los arreglos depende del número de módulos sombreados y la severidad del sombreado.

4.2.1. Arreglo fotovoltaico dinámico

Los arreglos fotovoltaicos dinámicos son un intento directo de reducir el efecto de corriente limitante causado por sombreado parcial. Los módulos fotovoltaicos son conectados a través de interruptores en configuración total-cruzado (TCT) y, el sistema es capaz de equilibrar la irradiancia a través de cada nivel en la estructura TCT. La capacidad de reconfigurar el sistema se traduce como un arreglo fotovoltaico que puede producir potencialmente muchas veces más energía que un equivalente estático en condiciones de irradiancia indeseables.

La ecualización de la irradiancia es el proceso de intercambio de los módulos de un nivel a otro, de manera que la irradiancia total (y por lo tanto la capacidad de producción de corriente) en cada nivel es casi igual. Para un rendimiento óptimo, cada nivel debe contener una fracción similar de la insolación total que cae sobre la superficie del conjunto.

En el artículo [11] se presenta un ejemplo de cómo el ajuste inteligente de los niveles puede dar lugar a importantes mejoras en la producción general de energía en condiciones de sombra. Donde se tiene un arreglo de 4×4 módulos como se observa en la figura 4.3, si los módulos 8, 12 y 16 están sombreados en un 90%, entonces la potencia de salida caerá al 44% del conjunto sin sombrear. Sin embargo, al reubicar los módulos empleando una matriz de conmutación dinámica en las posiciones 14, 15 y 16, entonces la potencia obtenida resultaría del 80% de la energía no sombreada, lo cual es obviamente una mejora significativa.

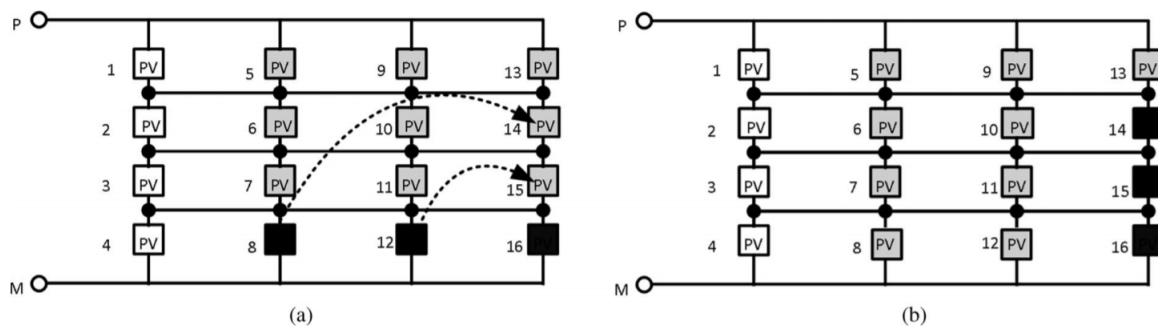


Figura 4.3: Reubicación de módulos sombreados en columnas efectivamente sombreadas [11].

Esta estrategia de reconfiguración, al igual que el algoritmo anterior, limita las configuraciones posibles para el arreglo haciendo uso del cálculo expresado en la ecuación 4.3.

4.2.2. Estrategia de reconfiguración

El algoritmo propuesto se clasifica como iterativo y jerárquico, diseñado para establecer una configuración más óptima dentro de un pequeño número de iteraciones.

A continuación, se enlistan y detallan los pasos que sigue la estrategia de reconfiguración.

1. Con base en los datos obtenidos de irradiancia de cada módulo, se ordenan las columnas de forma descendente.
2. Las columnas pares del arreglo se ordenan de menor a mayor.
3. Se unen por pares las columnas del arreglo y se obtiene el promedio de irradiancia presente en cada fila.
4. Las uniones impares de módulos se ordenan con base al promedio por filas de mayor a menor y las uniones pares de módulos se ordenarán con base al promedio por filas de menor a mayor.

El algoritmo requiere que el número de columnas sea de potencia dos; en caso contrario, se puede añadir una columna extra de ceros para poder calcular la configuración requerida.

4.3. Simulación de algoritmos de reconfiguración dinámica

Las simulaciones de ambos algoritmos realizadas en MATLAB/Simulink representan al sistema de 12 módulos fotovoltaicos del Laboratorio de Energía Solar de la Facultad de Ciencias de la Electrónica (FCE). Dichas simulaciones tienen como objetivo poner a prueba el desempeño de los arreglos reconfigurables ante tres escenarios diferentes de sombreado parcial.

La escritura de los algoritmos de reconfiguración dinámica se realiza en el editor de un bloque de Simulink llamado “MATLAB Function”, donde se especifican las entradas y salidas del sistema. En este caso, la entrada de la cual depende totalmente la respuesta de la reconfiguración dinámica de los sistemas fotovoltaicos es la irradiancia de cada módulo, y en ambos casos, la salida o respuesta del sistema se refleja en la matriz de conmutación. La matriz de conmutación se compone de un conjunto de interruptores, los cuales encienden o apagan conforme el algoritmo descrito les indique, con la finalidad de lograr una

determinada reconfiguración para el sistema fotovoltaico. El arreglo simulado debe ser de tamaño fijo, ya que en el código desarrollado no se podrían mencionar interruptores que faltan o sobran físicamente dentro de la simulación y, también se debe considerar que para la correcta aplicación de los algoritmos es necesario tener un arreglo con una arquitectura total-cruzado (TCT). Por lo tanto, el arreglo simulado consta de 12 módulos fotovoltaicos distribuidos en una topología de dimensión 3×4 . Asimismo, con el propósito de no limitar el análisis y la evaluación de los algoritmos de reconfiguración dinámica se elaboró una GUI (también conocida como interfaz gráfica de usuario o interfaz de usuario) en MATLAB. La GUI se ajusta a las dimensiones del arreglo fotovoltaico que el usuario desee analizar. En la sección 4.4.1 se explica y estudia con mayor profundidad la interfaz desarrollada.

De acuerdo con la ecuación 4.1, la matriz de conmutación para un arreglo fotovoltaico de 3×4 módulos constaría de 24 interruptores unipolares de 3 recorridos; sin embargo, en la librería de Simulink no existe un interruptor exactamente con las mismas características, en cambio, hay un interruptor unipolar de un recorrido, con el cual en conjunto puede reemplazar al interruptor requerido para la simulación. Para representar a un interruptor unipolar de 3 recorridos se necesitan tres interruptores unipolares de un recorrido, como resultado, la simulación tiene 72 interruptores. Es importante destacar que aunque el arreglo es de un tamaño relativamente pequeño, la matriz de conmutación es grande, lo que eleva la complejidad del código.

Para comprender el manejo de cada interruptor, se entiende que por módulo fotovoltaico se ocupan tres para la conexión positiva y tres para la conexión negativa, el encendido o apagado de cada uno depende del valor binario *1-on* o *0-off* que se asigne a cada uno dentro del desarrollo del código. De forma general, en la tabla 4.1 se observa la relación de cada interruptor con cada módulo fotovoltaico (MFV), indicando qué interruptores al encender permiten que los módulos se encuentren en su posición original y cuales posibilitan la reubicación (reconfiguración del arreglo) de cada módulo a otros niveles (filas).

Por otra parte, en la figura 4.4 se puede observar el entorno visual de las simulaciones realizadas en MATLAB/Simulink. Para los dos algoritmos simulados el entorno es el mismo, lo que los diferencia es el contenido del bloque MATLAB Function. Para distinguir de mejor forma se encierran con óvalos de diferentes colores los principales componentes de las simulaciones. El óvalo de color rojo enmarca a las entradas (irradiancias de los módulos) del bloque MATLAB Function, el azul representa a la matriz de conmutación (es decir, los 72 interruptores), el café señala el primer interruptor unipolar de un recorrido de la simulación (S1), el verde indica un módulo fotovoltaico, el naranja señala a una constante de irradiancia, con rosa se muestran los graficadores de las curvas I-V y P-V del sistema y, finalmente, con amarillo dos displays que presentan los resultados de las

posibles configuraciones y de las configuraciones de interés.

Tabla 4.1: Interruptores correspondientes a cada módulo fotovoltaico (MFV) de un arreglo 3x4.

			Original	F2	F3		Original	F2	F3
F1	MFV 1	+	S1	S2	S3	-	S37	S38	S39
	MFV 2	+	S4	S5	S6	-	S40	S41	S42
	MFV 3	+	S7	S8	S9	-	S43	S44	S45
	MFV 4	+	S10	S11	S12	-	S46	S47	S48
			Original	F1	F3		Original	F1	F3
F2	MFV 5	+	S13	S14	S15	-	S49	S50	S51
	MFV 6	+	S16	S17	S18	-	S52	S53	S54
	MFV 7	+	S19	S20	S21	-	S55	S56	S57
	MFV 8	+	S22	S23	S24	-	S58	S59	S60
			Original	F1	F2		Original	F1	F2
F3	MFV 9	+	S25	S26	S27	-	S61	S62	S63
	MFV 10	+	S28	S29	S30	-	S64	S65	S66
	MFV 11	+	S31	S32	S33	-	S67	S68	S69
	MFV 12	+	S34	S35	S36	-	S70	S71	S72

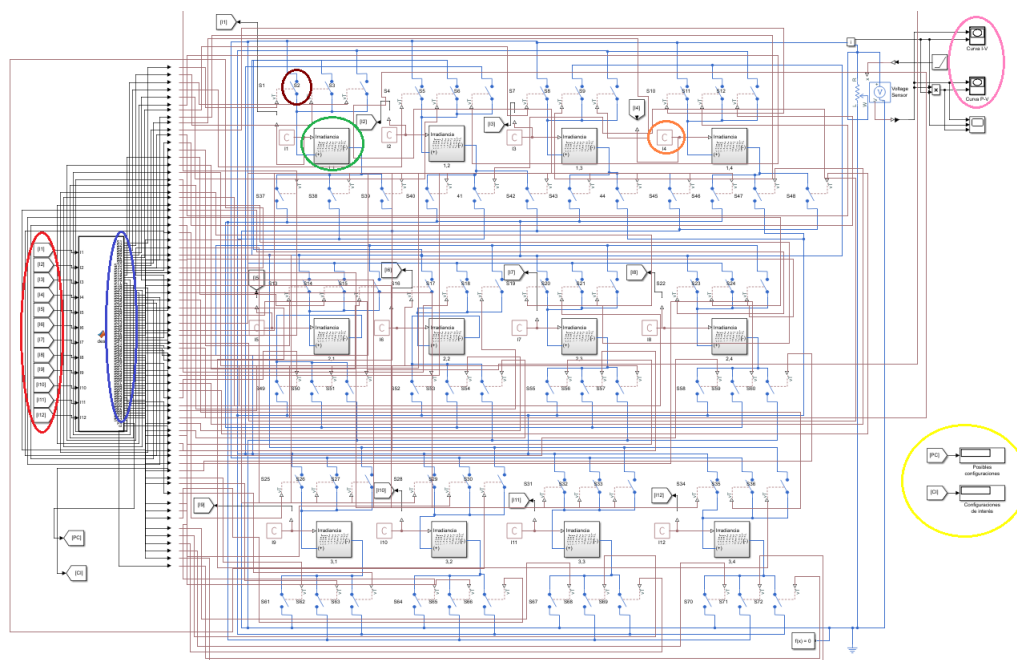


Figura 4.4: Entorno visual de una simulación realizada en MATLAB/Simulink.

Por último, en la tabla 4.2, se muestran los tres escenarios de sombreado parcial propuestos en las simulaciones posteriormente realizadas en MATLAB/Simulink (secciones 4.3.1 y 4.3.2), en la tabla se detallan los valores de irradiancia de cada módulo fotovoltaico en su posición correspondiente.

Tabla 4.2: Escenarios de sombreado parcial propuestos. Irradiancia en unidades W/m^2 .

PRIMER ESCENARIO				SEGUNDO ESCENARIO				TERCER ESCENARIO			
1000	900	900	900	1000	900	800	800	1000	1000	500	450
1000	950	900	900	500	450	450	430	1000	950	500	550
1000	150	100	100	210	280	250	210	550	700	200	150

4.3.1. Desarrollo y simulación del algoritmo ERA en MATLAB/Simulink

El desarrollo del algoritmo ERA comienza en el interior del bloque MATLAB Function, donde primeramente dentro de la función se indican como salidas: las variables “pc” y “ci”, que representan a las posibles configuraciones y a las configuraciones de interés, respectivamente, y cada interruptor con la nomenclatura $S(i)$ siendo $i = 1, 2, \dots, 72$. Seguidamente, se indican las entradas de la función (las doce variables que representan a las irradiancias de los módulos) como $I(n)$ donde $n = 1, 2, \dots, 12$.

En líneas siguientes, se continúa definiendo a las variables pc y ci con ayuda de las ecuaciones 4.2 y 4.3, respectivamente.

Posteriormente, antes de que el algoritmo comience a trabajar, se indica la configuración inicial del arreglo fotovoltaico con la arquitectura TCT escribiendo los valores binarios correspondientes a cada interruptor (según la tabla 4.1). Después de que el algoritmo conoce la configuración inicial del arreglo y la irradiancia de cada módulo (valores ingresados previamente desde Simulink), puede dar inicio.

El algoritmo escrito se apoya en el uso de sentencias condicionales (if y elseif) que le permiten llevar a cabo una acción si se cumple cierta condición y también en caso contrario. Como lo menciona el primer nivel de toma de decisiones del algoritmo de evaluación exhaustiva (ERA), la reconfiguración debe desactivarse si la configuración óptima es la misma que la inicial, en otras palabras, si todas las irradiancias son iguales el arreglo no necesita de una reconfiguración dinámica. Por lo que la primera sentencia if únicamente

se encarga de comparar todas las irradiancias y si resultan ser iguales, los valores binarios de cada interruptor son los mismos que en la configuración inicial y simplemente termina la ejecución del algoritmo.

Sin embargo, el propósito principal de las simulaciones es observar la respuesta del algoritmo cuando trabaja con irradiancias diferentes, tratando de representar el problema de sombreado parcial en los arreglos fotovoltaicos.

Si no se cumple la condición del primer if, el algoritmo omite la instrucción dentro de dicha estructura y continúa calculando los tres promedios de irradiancia de cada fila y la diferencia absoluta entre cada promedio de las filas. Las operaciones se representan de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}IP1 &= (I1 + I2 + I3 + I4)/4 \\IP2 &= (I5 + I6 + I7 + I8)/4 \\IP3 &= (I9 + I10 + I11 + I12)/4\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}a &= abs(IP1 - IP2) \\b &= abs(IP1 - IP3) \\c &= abs(IP2 - IP3)\end{aligned}$$

El algoritmo al tener los valores de IP1, IP2, IP3, a, b y c, puede identificar por medio de condiciones las dos filas más distanciadas con relación a la irradiancia que reciben sus módulos. En términos generales, después de que el algoritmo conoce cuales son esas dos filas, realiza el intercambio de módulos adecuado considerando el menor número de reubicaciones posibles para el arreglo, es decir, dos módulos. Al realizar esta compensación en el arreglo fotovoltaico, se espera que el algoritmo logre reducir el índice de ecualización de la irradiancia, visto de otra forma, que la desviación estándar o distanciamiento entre los promedios de irradiancia de las filas se vean reducidos.

Para un mejor entendimiento, a continuación se explica cómo el algoritmo decidiría la reconfiguración adecuada para un caso en específico, donde el promedio de irradiancia de los módulos de la fila 1 es mayor que el promedio de irradiancia de la fila 2 (es decir, $IP1 > IP2$), teniendo que encontrar cual es el módulo mayormente favorecido de irradiancia de la fila 1 para poder intercambiarlo por el módulo con irradiancia intermedia de la fila 2.

Para que el algoritmo valide que se cumple el primer caso (cuando $IP1 > IP2$) debe tomar en cuenta dos condiciones:

1. Las filas 1 y 2 deben ser las más distanciadas del arreglo en cuanto al promedio de irradiancia presente en sus módulos.
2. Específicamente la irradiancia presente en los módulos de la fila 1 debe ser mayor que la irradiancia en los módulos de la fila 2.

Observando que dentro del algoritmo las variables a, b y c guardan el valor de la diferencia absoluta de promedios de irradiancia entre las filas del arreglo, para cumplir con la primera condición “a” tendría que ser mayor que las variables “b” y “c”, por lo que el algoritmo inicia con la sentencia if cuestionando si la condición comparativa ($a > b$ && $a > c$) se cumple, y para la segunda condición, el algoritmo continúa con una sentencia if que pregunta si la condición $IP1 > IP2$ también se cumple.

Cuando se cumplen ambas condiciones, el algoritmo procede a encontrar el módulo con el valor intermedio de irradiancia de la fila 2. Sabiendo que el valor más cercano al promedio de la fila es el valor intermedio, se declaran las siguientes variables:

$$d = abs(IP2 - I5)$$

$$e = abs(IP2 - I6)$$

$$f = abs(IP2 - I7)$$

$$g = abs(IP2 - I8)$$

Donde I5, I6, I7 y I8 corresponden a las irradiancias de los módulos fotovoltaicos 5, 6, 7 y 8 del arreglo. La variable d, e, f o g que resulte menor, nos indicará el módulo con el valor intermedio de irradiancia de la fila 2. El algoritmo, por medio de sentencias if enlazadas se encargará de preguntar por cada variable d, e, f y g comparándolas entre sí para conocer la variable menor y, posteriormente, comparará las irradiancias de la fila 1 (I1, I2, I3, I4) para identificar el módulo con mayor valor.

La primera reconfiguración que considera el algoritmo parte con la sentencia if que pregunta si la condición ($d < e$ && $d < f$ && $d < g$) es verdadera, si es correcto, el algoritmo continua con otra sentencia if que cuestiona si también la condición ($I1 > I2$ && $I1 > I3$ && $I1 > I4$) se cumple. Si las dos condiciones son verdaderas, quiere decir que el módulo 5 de la fila 2 es el de valor intermedio de irradiancia y que el módulo 1 de la fila 1 es el de mayor irradiancia. Posteriormente, dentro de la estructura se escribe el valor binario de cada interruptor, resaltando que de la configuración original únicamente cambian los

valores asignados a los interruptores de los módulos 1 y 5. Para realizar el intercambio de posiciones entre los dos módulos, de acuerdo con la tabla 4.1, los interruptores S1, S37, S13 y S49 se apagan (asignándoles el valor de cero) y los interruptores S2, S38, S14 y S50 se encienden (asignándoles el valor de uno), mientras que los interruptores de los demás módulos permanecen encendidos en su configuración original. Al finalizar la simulación, el algoritmo imprime un mensaje que menciona cuales módulos fueron modificados.

En cada reconfiguración de interés considerada, el algoritmo toma en cuenta las mismas comparaciones que en el ejemplo anterior, donde se elige la reconfiguración que cumple con las cuatro condiciones que tienen presente a la irradiancia de los módulos fotovoltaicos.

Una vez concluido el desarrollo del algoritmo en MATLAB/Simulink, se realizaron las simulaciones correspondientes. En cada una, se ingresaron los datos de irradiancia (de acuerdo a la tabla 4.2) en las constantes que tiene como entrada cada módulo del arreglo fotovoltaico en MATLAB/Simulink.

En las figuras 4.5, 4.6 y 4.7 se muestran los resultados de las simulaciones. Se observa que para la simulación con las características de irradiancia establecidas en el primer escenario, el algoritmo reubicó a los módulos 5 y 10, para el segundo escenario a los módulos 1 y 11, y para el tercer escenario a los módulos 5 y 9.

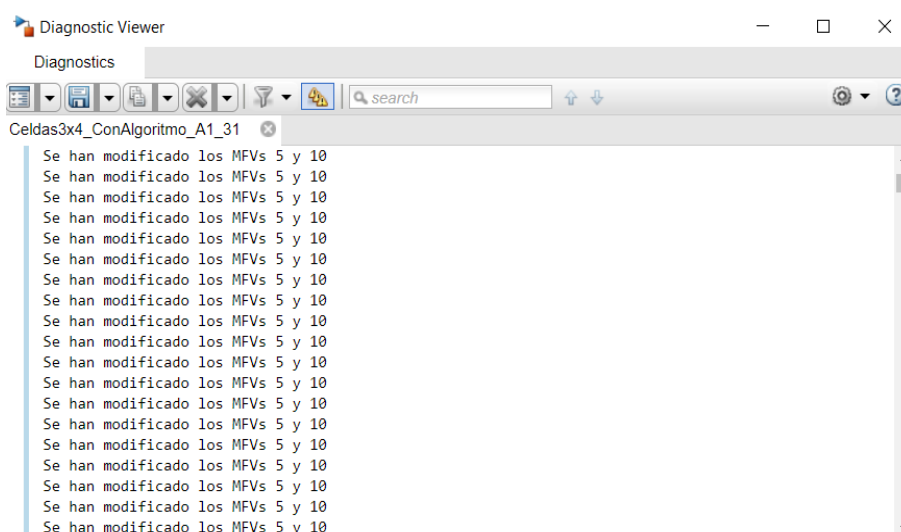


Figura 4.5: Mensaje de la simulación con el resultado de reconfiguración, dadas las condiciones del primer escenario de sombreado parcial.

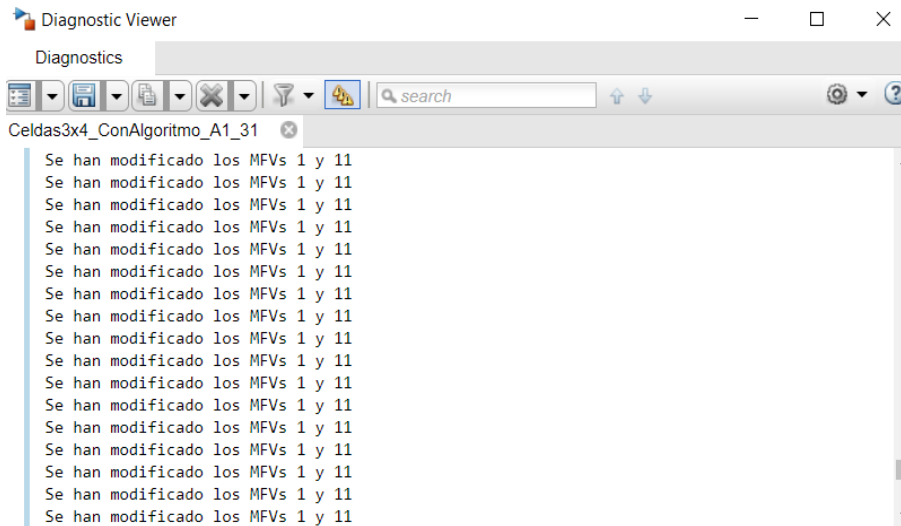


Figura 4.6: Mensaje de la simulación con el resultado de reconfiguración, dadas las condiciones del segundo escenario de sombreado parcial.

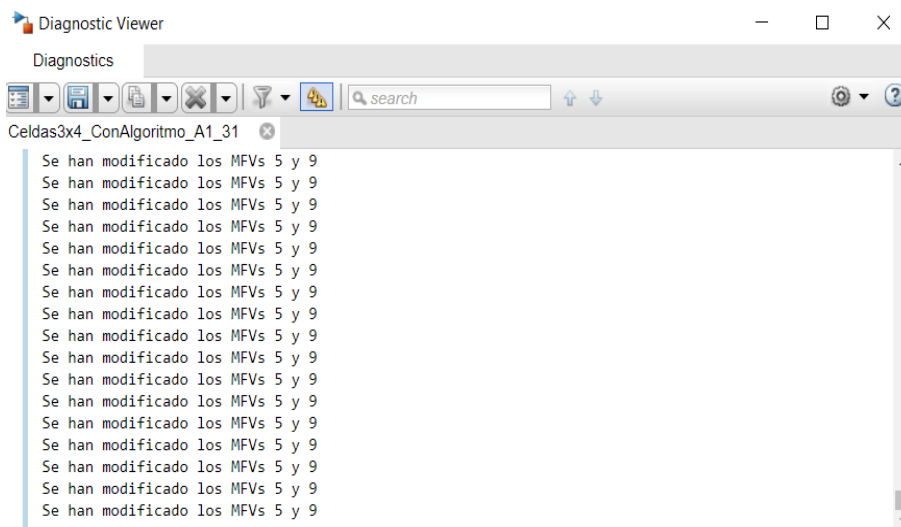


Figura 4.7: Mensaje de la simulación con el resultado de reconfiguración, dadas las condiciones del tercer escenario de sombreado parcial.

4.3.2. Desarrollo y simulación del algoritmo SRA en MATLAB/Simulink

El desarrollo del algoritmo SRA comienza en el interior del bloque MATLAB Function, basándose también en las sentencias condicionales if y elseif. Este algoritmo presenta

inicialmente la misma estructura que el algoritmo ERA hasta donde la primera sentencia if determina si la irradiancia a lo largo del arreglo es la misma.

Como sabemos, el objetivo principal de las simulaciones es evaluar la aplicación del algoritmo de reconfiguración a un arreglo fotovoltaico con sombreado parcial, por lo que las condiciones iniciales de las simulaciones harán que el algoritmo siempre descarte el contenido de la primera sentencia condicional. Al omitir la primera sentencia if, el algoritmo comenzará a trabajar realmente con la reconfiguración del arreglo, recordando que este algoritmo no se limita en cuanto al número de reubicaciones de módulos fotovoltaicos a otras filas o columnas dentro del arreglo.

La estrategia de reconfiguración menciona que primero se deben ordenar por columnas descendientemente los módulos con respecto a su irradiancia, siendo el módulo con irradiancia más alta el de la posición (1,1) en el arreglo y el módulo con irradiancia más baja el de la posición (3,4). Debido a que esta reconfiguración no será la configuración final del arreglo sino únicamente la base, en la simulación no es necesario restablecer el valor de todos los interruptores para la reubicación de los módulos, una manera más sencilla de realizarlo es simplemente hacer que las constantes de irradiancia en Simulink se ordenen previamente a la ejecución del algoritmo.

En un script en MATLAB se crea un programa capaz de almacenar en un vector las 12 irradiancias de cada módulo del arreglo, ordenar los datos de forma descendente y asignar a cada constante de irradiancia de Simulink su valor correspondiente (ver figura 4.8). Previamente a la ejecución de la simulación en Simulink el script debe ser ejecutado en MATLAB.

```

1 %clear all
2 %clc
3
4
5 for i=1:12
6     disp(['Ingrese las 12 irradiancias de cada módulo del arreglo (sin importar el orden): '])
7     MEV(i)=input('');
8 end
9 disp('El orden descendiente de las irradiancias es: ')
10 ORDMEV=sort(MEV, 'descend');
11 disp(ORDMEV)
12 I1=ORDMEV(1); %Asigna a cada constante I(n) las irradiancias en orden descendiente que le corresponde, según el algoritmo.
13 I5=ORDMEV(2);
14 I9=ORDMEV(3);
15 I2=ORDMEV(4);
16 I6=ORDMEV(5);
17 I10=ORDMEV(6);
18 I3=ORDMEV(7);
19 I7=ORDMEV(8);
20 I11=ORDMEV(9);
21 I4=ORDMEV(10);
22 I8=ORDMEV(11);
23 I12=ORDMEV(12);
    
```

Figura 4.8: Script en MATLAB encargado de ordenar los datos de irradiancia.

Continuando con el desarrollo del algoritmo en el bloque MATLAB Function, es importante aclarar que el algoritmo trabaja con las irradiancias otorgadas previamente por

el script. Por lo tanto, este orden es considerado como la configuración inicial en la simulación.

A partir de la configuración inicial del arreglo, el código considera el cumplimiento de 8 sentencias condicionales para cada reconfiguración. Las sentencias primera, segunda, tercera y cuarta se encargan de cumplir con el paso 2 de la estrategia de reconfiguración del algoritmo, es decir, buscan ordenar las columnas pares del arreglo de menor a mayor. Después, para el cumplimiento de los pasos 3 y 4 de la estrategia que establecen la unión de columnas en pares y con base al promedio de irradiancia en las filas, ordenar las uniones impares de mayor a menor y las uniones pares de menor a mayor, son asignadas dentro de la segunda y cuarta sentencia las variables “a”, “b”, “c” y “d”, “e”, “f”, respectivamente. Dichas variables se definen como la suma de las irradiancias del par de módulos formados y son empleadas en las sentencias quinta, sexta, séptima y octava de cada reconfiguración. Estas variables ayudan al algoritmo a determinar la reconfiguración óptima para el arreglo. Es dentro de la octava sentencia donde se denota el valor correspondiente de cada interruptor, según la tabla 4.1 y la reconfiguración resultante.

La figura 4.9 ayuda a interpretar de mejor forma la explicación anterior, donde cada módulo fotovoltaico del sistema 3x4 está ordenado conforme al script.

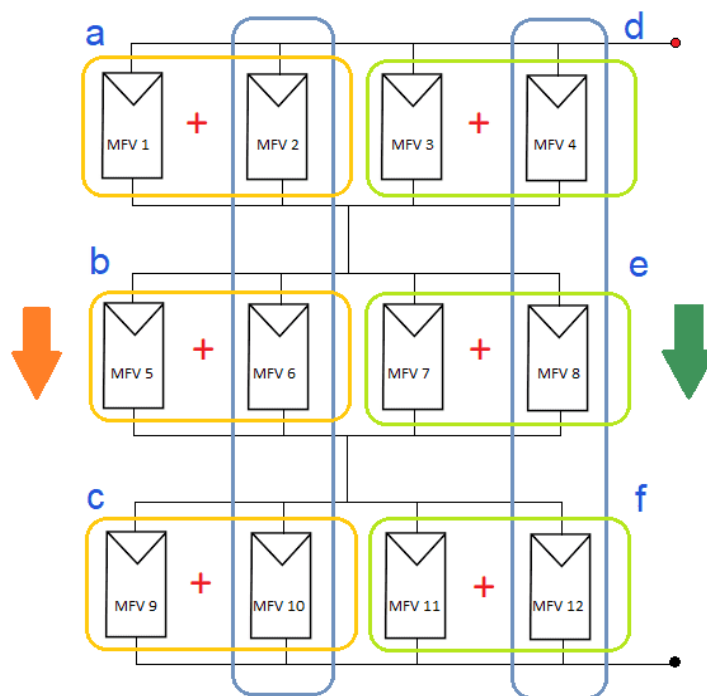


Figura 4.9: Representación de la base del funcionamiento del algoritmo SRA en MATLAB/Simulink.

En la figura 4.9 los módulos encerrados con gris pertenecen a las columnas que el código del algoritmo ordena de menor a mayor, y una vez hecho esto, con amarillo se encierran a las uniones impares y con verde a las uniones pares de módulos ubicados en tal posición. Además podemos observar a los módulos involucrados en las variables “a”, “b”, “c” y “d”, “e”, “f”, los cuales son ordenados de mayor a menor y de menor a mayor, respectivamente, en la dirección que indican las flechas.

En el algoritmo las variables se definen de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}a &= I1 + (I2) \\b &= I5 + (I6) \\c &= I9 + (I10) \\d &= I3 + (I4) \\e &= I7 + (I8) \\f &= I11 + (I12)\end{aligned}$$

Observando que las irradiancias entre paréntesis varían según el orden de los módulos encerrados en gris.

Una vez terminado el desarrollo del algoritmo en MATLAB/Simulink, se realizaron las simulaciones para evaluar la aplicación del algoritmo de reconfiguración al arreglo ante los tres escenarios de sombreado parcial indicados en la tabla 4.2. Previamente, para cada escenario los datos de irradiancia fueron ordenados por el script en MATLAB para dar lugar a la configuración inicial del sistema.

En las figuras 4.10, 4.11 y 4.12 se muestran los resultados de las simulaciones detallando el orden de los módulos fotovoltaicos del arreglo reconfigurado. La reconfiguración del arreglo está escrita de forma matricial separada con un “;” para indicar el cambio de fila. Para el escenario uno, se observa que el algoritmo decidió reconfigurar a los módulos 1, 4, 5, 8, 9 y 12; en el escenario dos, reconfiguró a los módulos 1, 3, 5, 6, 8, 9, 10, 11 y 12; en el escenario tres, reconfiguró a los módulos 1, 4, 9 y 12.

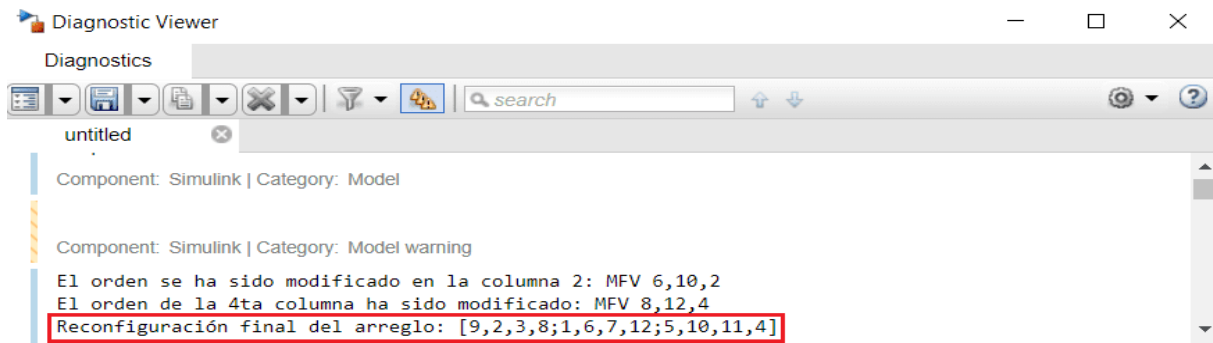


Figura 4.10: Mensaje de la simulación con el resultado de reconfiguración, dadas las condiciones del primer escenario de sombreado parcial.

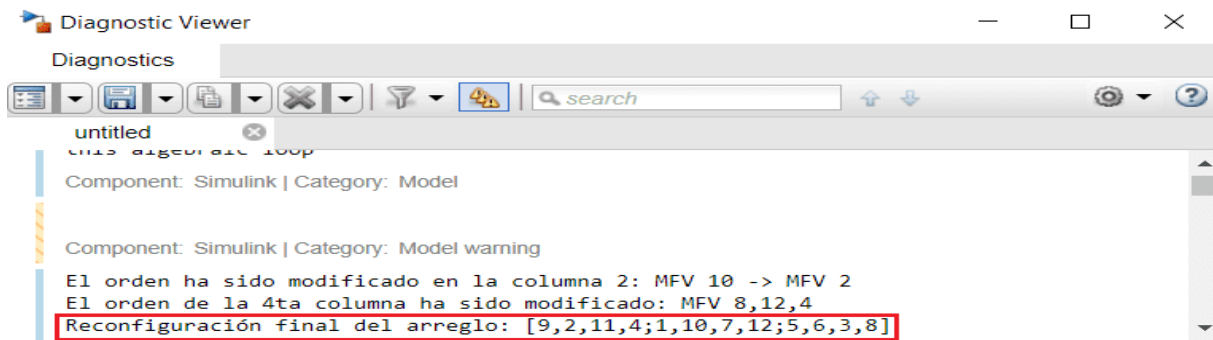


Figura 4.11: Mensaje de la simulación con el resultado de reconfiguración, dadas las condiciones del segundo escenario de sombreado parcial.

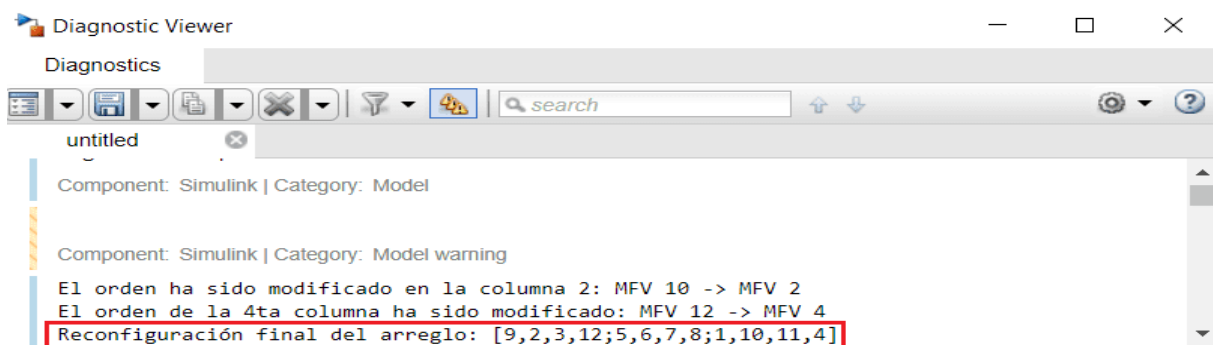


Figura 4.12: Mensaje de la simulación con el resultado de reconfiguración, dadas las condiciones del tercer escenario de sombreado parcial.

4.4. Evaluación de resultados obtenidos

La evaluación de los algoritmos de reconfiguración dinámica se fundamenta en los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas y en la valoración de la capacidad de cada algoritmo para disminuir el “índice de ecualización de la irradiancia” en cada escenario de sombreado parcial (tabla 4.2).

Para la primera parte de la evaluación se comparan las curvas características I-V y P-V resultantes de un mismo arreglo fotovoltaico en ausencia de un algoritmo de reconfiguración, con la aplicación del algoritmo de evaluación exhaustiva (ERA) y con la aplicación del algoritmo de reconfiguración ordenada (SRA), bajo las mismas condiciones iniciales. La comparación de curvas permite percibir rápidamente el algoritmo que favorece el desempeño del sistema fotovoltaico, tomando como referencia la respuesta del sistema fotovoltaico de conexión fija. Por otro lado, el análisis de la capacidad de los algoritmos para disminuir el índice de ecualización de la irradiancia consiste en el cálculo de los promedios de irradiancia presente en cada fila (PIF) del arreglo reconfigurado, así como en el cálculo de la desviación estándar. La desviación estándar es un parámetro que nos permite medir la dispersión en los datos de interés. Para ambos algoritmos, el resultado del análisis es comparado con el del arreglo fotovoltaico original (de conexión fija).

El primer escenario plantea un caso importante de sombreado parcial en la mayoría de los módulos fotovoltaicos de la última fila. En las curvas características expuestas en la figura 4.13 se puede observar que el arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo SRA muestra los mejores resultados, aumentando 114.81 % la corriente de corto circuito respecto al sistema de conexión fija y 31.81 % en comparación al sistema reconfigurado con el algoritmo ERA. En cambio, el arreglo reconfigurado con el algoritmo ERA logró incrementar 62.96 % la corriente de corto circuito del arreglo en relación al sistema de conexión fija. En las curvas características P-V podemos ver que es evidente la mejora en la respuesta de potencia de los arreglos reconfigurables.

Por otra parte, en la tabla 4.3 se muestra el análisis de ecualización de la irradiancia para un arreglo fotovoltaico de conexión fija en condiciones de sombreado correspondiente al primer escenario. En la tabla se muestran las irradiancias de cada módulo fotovoltaico según su posición dentro del arreglo, en la segunda columna se presenta el cálculo del promedio de irradiancia en cada fila (PIF), así como el promedio general, en la tercera columna se muestra el resultado de la desviación estándar del PIF, el cual es proporcional al índice de ecualización de la irradiancia.

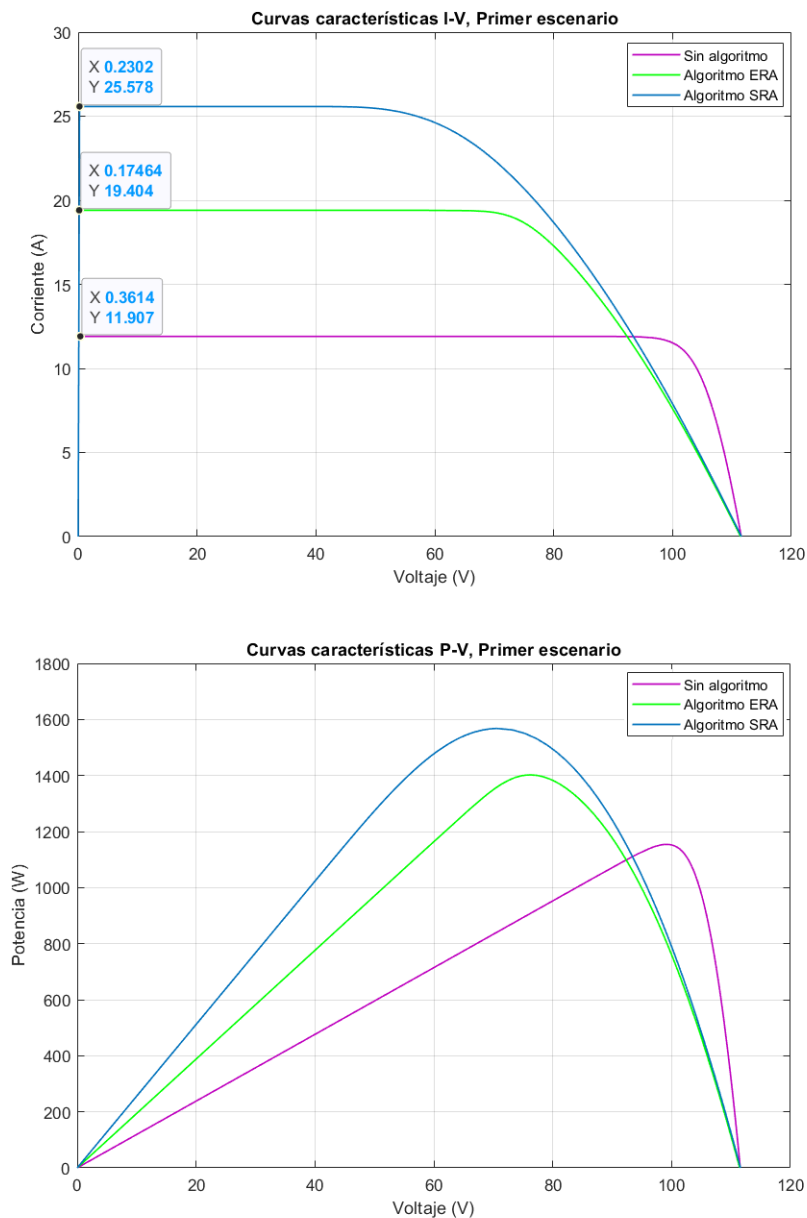


Figura 4.13: Curvas características I-V y P-V obtenidas para un arreglo fotovoltaico de conexión fija y arreglos reconfigurables con los algoritmos ERA y SRA, según las condiciones del primer escenario de sombreado parcial.

En las tablas 4.4 y 4.5 se muestran los análisis de equalización de la irradiancia que resultaron para el arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo ERA y con el algoritmo SRA, respectivamente. En las tablas se puede observar que con la aplicación del algoritmo ERA, la desviación estándar del PIF se redujo a 187.63 y con el algoritmo SRA a 7.21. Confirmando que una mayor reducción en la desviación estándar del PIF (cálculo proporcional al índice de equalización de la irradiancia) implica un mejor aprovechamiento de las condiciones iniciales de irradiancia por parte del sistema fotovoltaico.

Tabla 4.3: Análisis de ecualización de la irradiancia para un arreglo fotovoltaico de conexión fija en condiciones de sombreado parcial correspondiente al primer escenario.

PRIMER ESCENARIO				PROMEDIO DE IRRADIANCIA POR FILA (PIF)	DESVIACIÓN ESTÁNDAR PIF
1000	900	900	900	925	342.85
1000	950	900	900	937.5	
1000	150	100	100	337.5	
				733.33	

Tabla 4.4: Análisis de ecualización de la irradiancia para un arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo ERA en condiciones de sombreado parcial correspondiente al primer escenario.

RECONFIGURACIÓN ERA, PRIMER ESCENARIO				PROMEDIO DE IRRADIANCIA POR FILA (PIF)	DESVIACIÓN ESTÁNDAR PIF
1000	900	900	900	925	187.63
150	950	900	900	725	
1000	1000	100	100	550	
				733.33	

Tabla 4.5: Análisis de ecualización de la irradiancia para un arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo SRA en condiciones de sombreado parcial correspondiente al primer escenario.

RECONFIGURACIÓN SRA, PRIMER ESCENARIO				PROMEDIO DE IRRADIANCIA POR FILA (PIF)	DESVIACIÓN ESTÁNDAR PIF
1000	950	900	100	737.5	7.21
1000	900	900	100	725	
1000	900	900	150	737.5	
				733.33	

El segundo escenario plantea un caso de sombreado parcial significativo sobre todo para los módulos fotovoltaicos de las filas 2 y 3. En las curvas características expuestas en

la figura 4.14 se puede observar que el arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo SRA muestra los mejores resultados, aumentando 116.84 % la corriente de corto circuito respecto al sistema de conexión fija y 21.17 % en comparación al sistema reconfigurado con el algoritmo ERA. En cambio, el arreglo reconfigurado con el algoritmo ERA logró incrementar 78.94 % la corriente de corto circuito del arreglo en relación al sistema de conexión fija. En las curvas características P-V se observa una mejor respuesta en la salida de potencia por parte de los arreglos reconfigurables ante el escenario de sombreado parcial.

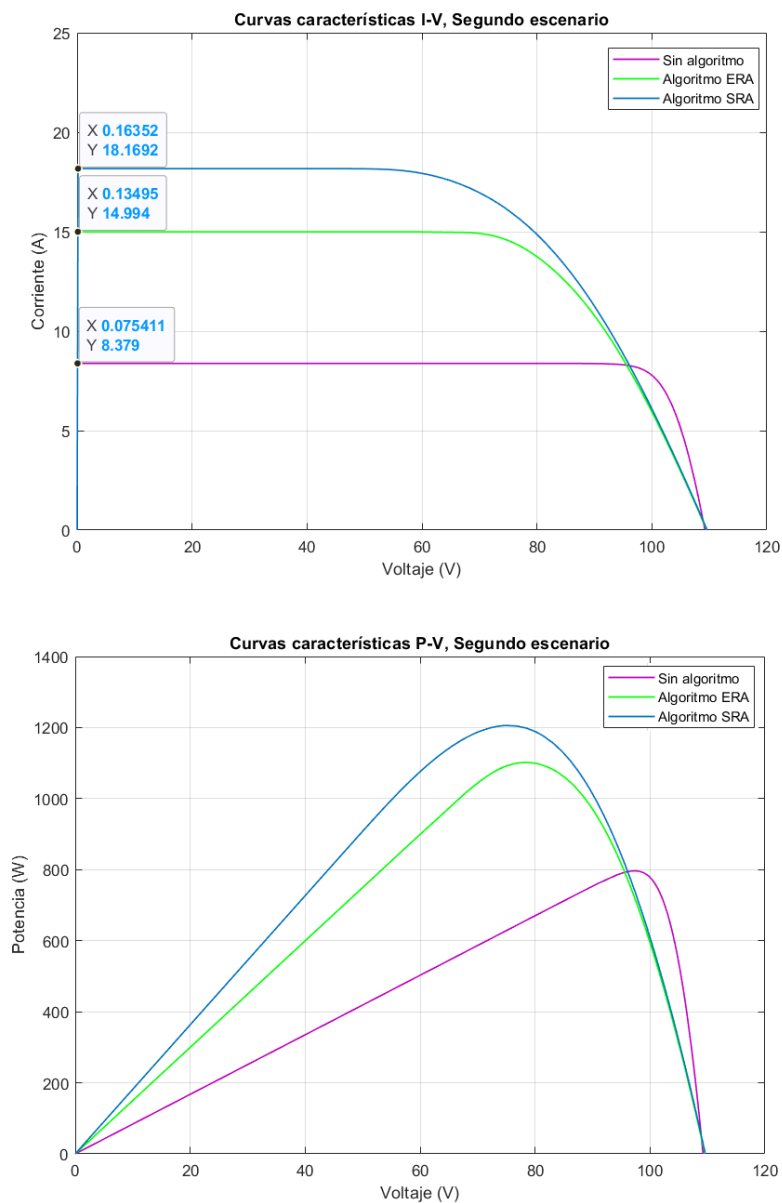


Figura 4.14: Curvas características I-V y P-V obtenidas para un arreglo fotovoltaico de conexión fija y arreglos reconfigurables con los algoritmos ERA y SRA, según las condiciones del segundo escenario de sombreado parcial.

Por otra parte, en la tabla 4.6 se muestran las irradiancias del arreglo fotovoltaico de conexión fija correspondientes al segundo escenario de sombreado parcial, así como el análisis de equalización de la irradiancia.

En las tablas 4.7 y 4.8 se muestran los análisis de equalización de la irradiancia que resultaron para el arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo ERA y con el algoritmo SRA, respectivamente. En las tablas se puede observar que con la aplicación del algoritmo ERA, la desviación estándar se redujo a 143.09, mientras que con el algoritmo SRA se redujo a 8.77.

Tabla 4.6: Análisis de equalización de la irradiancia para un arreglo fotovoltaico de conexión fija en condiciones de sombreado parcial correspondiente al segundo escenario.

SEGUNDO ESCENARIO				PROMEDIO DE IRRADIANCIA POR FILA (PIF)	DESVIACIÓN ESTÁNDAR PIF
1000	900	800	800	875	323.80
500	450	450	430	457.5	
210	280	250	210	237.5	
				523.33	

Tabla 4.7: Análisis de equalización de la irradiancia para un arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo ERA en condiciones de sombreado parcial correspondiente al segundo escenario.

RECONFIGURACIÓN ERA, SEGUNDO ESCENARIO				PROMEDIO DE IRRADIANCIA POR FILA (PIF)	DESVIACIÓN ESTÁNDAR PIF
250	900	800	800	687.5	143.09
500	450	450	430	457.5	
210	280	1000	210	425	
				523.33	

Tabla 4.8: Análisis de ecualización de la irradiancia para un arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo SRA en condiciones de sombreado parcial correspondiente al segundo escenario.

RECONFIGURACIÓN SRA, SEGUNDO ESCENARIO				PROMEDIO DE IRRADIANCIA POR FILA (PIF)	DESVIACIÓN ESTÁNDAR PIF
800	800	280	250	532.5	8.77
1000	450	430	210	522.5	
900	500	450	210	515	
				523.33	

El tercer escenario plantea un caso de sombreado parcial donde se ven afectadas, en mayor y menor medida, todas las filas del arreglo fotovoltaico. En las curvas características expuestas en la figura 4.15 se puede observar que el arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo SRA muestra los mejores resultados, aumentando 50% la corriente de corto circuito respecto al sistema de conexión fija y 17.07% en comparación al sistema reconfigurado con el algoritmo ERA. En cambio, el arreglo reconfigurado con el algoritmo ERA logró incrementar 28.12% la corriente de corto circuito del arreglo en relación al sistema de conexión fija. En las curvas características P-V se observa una mejor respuesta en la salida de potencia por parte del arreglo reconfigurado con el algoritmo SRA ante el escenario de sombreado parcial.

Por otra parte, en la tabla 4.9 se muestran las irradiancias del arreglo fotovoltaico de conexión fija correspondientes al tercer escenario de sombreado parcial, así como el análisis de ecualización de la irradiancia.

Tabla 4.9: Análisis de ecualización de la irradiancia para un arreglo fotovoltaico de conexión fija en condiciones de sombreado parcial correspondiente al tercer escenario.

TERCER ESCENARIO				PROMEDIO DE IRRADIANCIA POR FILA (PIF)	DESVIACIÓN ESTÁNDAR PIF
1000	1000	500	450	737.5	198.56
1000	950	500	550	750	
550	700	200	150	400	
				629.16	

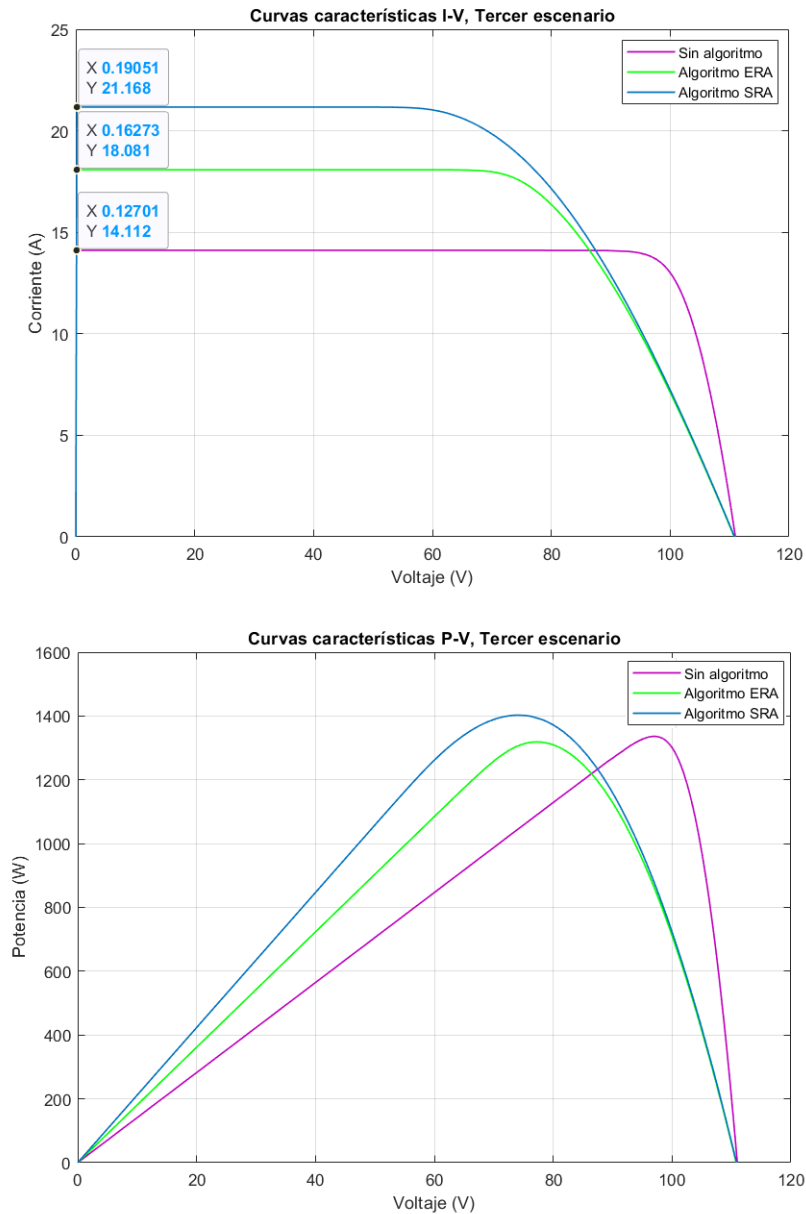


Figura 4.15: Curvas características I-V y P-V obtenidas para un arreglo fotovoltaico de conexión fija y arreglos reconfigurables con los algoritmos ERA y SRA, según las condiciones del tercer escenario de sombreado parcial.

En las tablas 4.10 y 4.11 se muestran los análisis de ecualización de la irradiancia que resultaron para el arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo ERA y con el algoritmo SRA, respectivamente. En las tablas se puede observar que con la aplicación del algoritmo ERA, la desviación estándar del PIF se redujo a 112.73 y con el algoritmo SRA a 31.45.

Tabla 4.10: Análisis de ecualización de la irradiancia para un arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo ERA en condiciones de sombreado parcial correspondiente al tercer escenario.

RECONFIGURACIÓN ERA, TERCER ESCENARIO				PROMEDIO DE IRRADIANCIA POR FILA (PIF)	DESVIACIÓN ESTÁNDAR PIF
1000	1000	500	450	737.5	112.73
550	950	500	550	637.5	
1000	700	200	150	512.5	
				629.16	

Tabla 4.11: Análisis de ecualización de la irradiancia para un arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo SRA en condiciones de sombreado parcial correspondiente al tercer escenario.

RECONFIGURACIÓN SRA, TERCER ESCENARIO				PROMEDIO DE IRRADIANCIA POR FILA (PIF)	DESVIACIÓN ESTÁNDAR PIF
1000	950	550	150	662.5	31.45
1000	700	500	200	600	
1000	550	500	450	625	
				629.16	

4.4.1. Análisis de GUI desarrollada en MATLAB

El motivo principal para llevar a cabo la elaboración de una interfaz gráfica de usuario (GUI) en MATLAB fue poder evaluar la aplicación de los algoritmos de reconfiguración dinámica en arreglos fotovoltaicos de dimensión $m \times n$, determinada por el usuario. En la figura 4.16 se muestra el entorno visual de la interfaz, primeramente se observan dos cuadros de texto editables donde el usuario puede ingresar las dimensiones del arreglo fotovoltaico de su interés, es decir, el número de filas y columnas del arreglo, al presionar el botón “Insertar” la tabla de la derecha se adapta a dicha dimensión y está lista para recibir los datos de irradiancia presente en cada módulo del arreglo fotovoltaico. Posteriormente, al presionar el botón “Calcular” se muestran los promedios de irradiancia en cada fila (PIF) del arreglo y la desviación estándar. En la parte inferior de la interfaz se presentan dos botones nombrados “Reconfiguración ERA” y “Reconfiguración SRA”, los cuales pueden ser presionados por el usuario en cualquier momento para hallar la reconfiguración que

el algoritmo seleccionado considera como óptima para el arreglo fotovoltaico de la tabla superior, la reconfiguración obtenida se muestra en la tabla de la derecha. De igual forma para este caso, al presionar el botón “Calcular” se muestran los promedios de irradiancia en cada fila (PIF) del arreglo reconfigurado y la desviación estándar. Al finalizar la ejecución del algoritmo seleccionado, se muestra en la parte inferior izquierda el tiempo en segundos que tardó el algoritmo en hallar la reconfiguración. El botón “Limpiar panel” permite suprimir todos los datos ingresados, así como los resultados obtenidos. Finalmente, el botón “SALIR” permite cerrar la ventana de la interfaz.

Es importante mencionar que con el fin de analizar desde otra perspectiva el algoritmo ERA, el código empleado en la GUI elimina la limitación de intercambiar únicamente dos módulos del arreglo fotovoltaico de estudio y permite seleccionar la reconfiguración que muestre mejores resultados durante el número de iteraciones indicado en el código. A diferencia del algoritmo SRA, el algoritmo ERA puede mostrar resultados distintos cada vez que se presiona el botón “Reconfiguración ERA” al no seguir un patrón de instrucciones fijas al reconfigurar el arreglo como es el caso del algoritmo SRA; el resultado de la reconfiguración ERA no se muestra de forma inmediata.

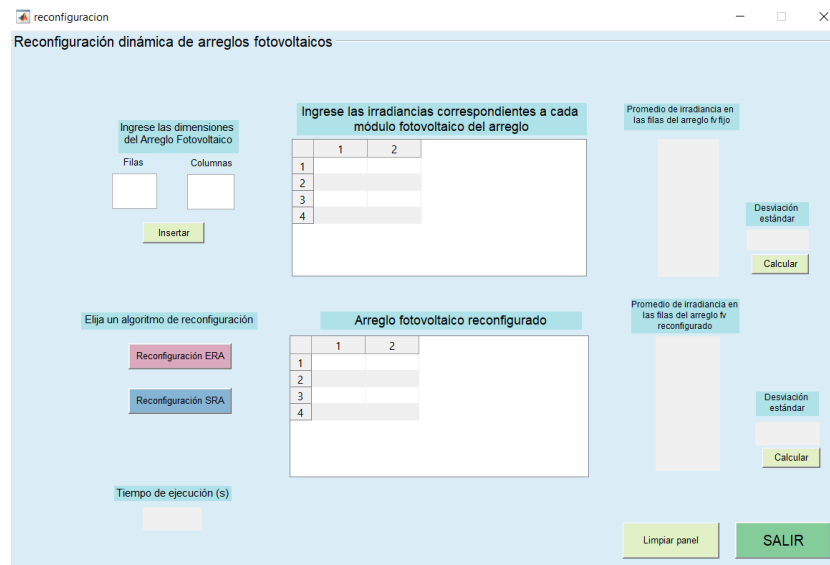


Figura 4.16: GUI desarrollada en MATLAB.

Los escenarios de sombreado parcial propuestos para demostrar el funcionamiento de la GUI en MATLAB se encuentran planteados en el manual [12]. Los ejemplos de sombreado parcial son reales y, en ocasiones, comunes en instalaciones fotovoltaicas mal diseñadas. Se asume una arquitectura total-cruzado (TCT) en todos los casos.

El primer ejemplo representa a una instalación fotovoltaica con un problema de mala ubicación, probablemente la causa sea que el estudio no se realizó de forma detallada

para tomar en cuenta no sólo las sombras entre las filas de los módulos, sino también las sombras de edificios colindantes, árboles cercanos, elementos de fachadas, etc. La figura 4.17 muestra un arreglo fotovoltaico que fue instalado en un tejado. Se observa que el efecto de la instalación de la planta superior no fue considerado y en verano durante las horas del mediodía se proyectan sombras en varios módulos de la última fila del edificio de la planta inferior. Por ello, el rendimiento de esta instalación fotovoltaica se ve reducido.



Figura 4.17: Sombreado parcial en instalación fotovoltaica debido a otra estructura que obstruye la luz solar a mediodía [12].

La tabla 4.12 muestra los valores de irradiancia correspondientes a cada módulo fotovoltaico de la instalación estudiada. La dimensión considerada para el arreglo fotovoltaico es de 4×4 módulos.

Tabla 4.12: Datos de irradiancia en unidades W/m^2 correspondientes al primer ejemplo planteado.

PRIMER ESCENARIO DE SOMBREADO PARCIAL			
780	780	795	800
790	788	788	792
800	800	802	810
500	550	554	650

A continuación, en las figuras 4.18 y 4.19 se muestran los resultados obtenidos en la GUI en MATLAB por el algoritmo ERA y el algoritmo SRA, respectivamente. En este ejemplo se observa que la desviación estándar calculada para el arreglo fotovoltaico presentado es de 115.31 y que ambos algoritmos logran disminuirla, aunque en mayor

medida el algoritmo SRA con una desviación estándar de 14.25, mientras que el algoritmo ERA la redujo a 51.73.

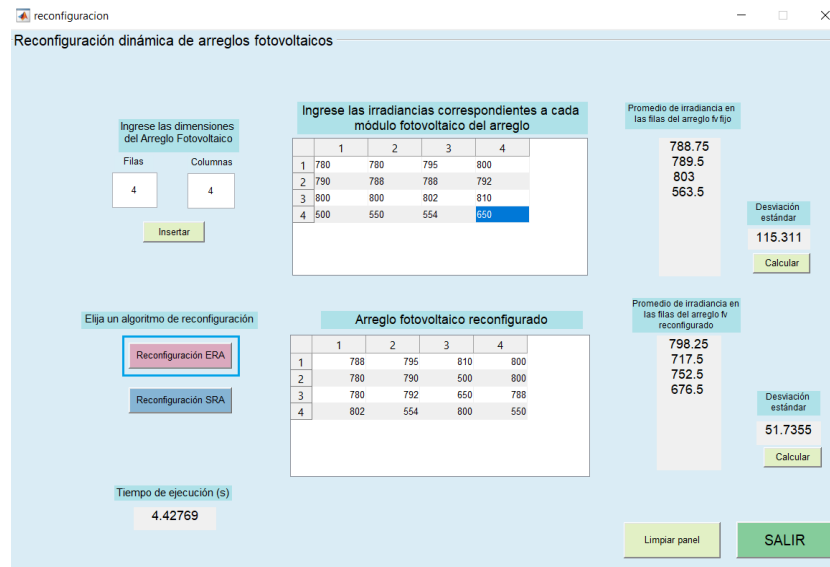


Figura 4.18: Resultados obtenidos por el arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo ERA.

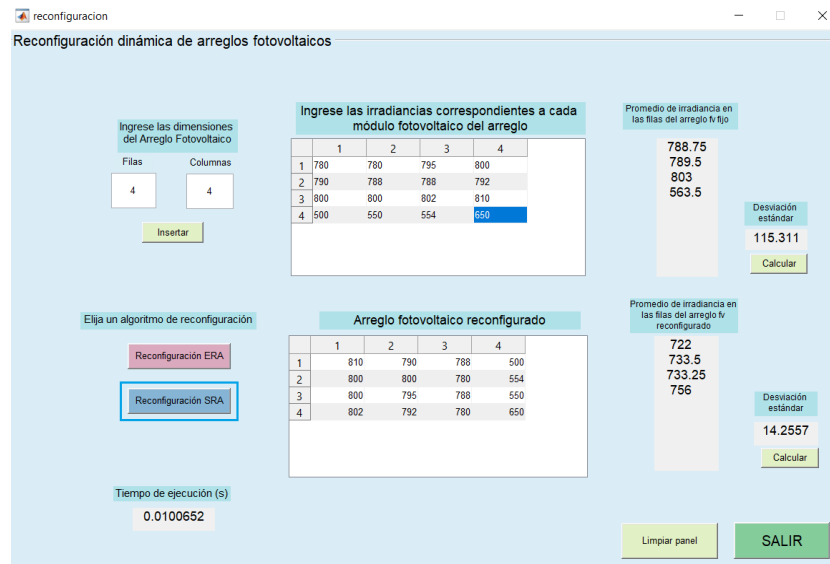


Figura 4.19: Resultados obtenidos por el arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo SRA.

El segundo ejemplo considera que la productividad de un arreglo fotovoltaico puede verse reducida si la separación entre filas y/o la inclinación no se calculan correctamente. La figura 4.20 muestra como en época invernal y en las horas del mediodía las estructuras

frontales de esta instalación fotovoltaica proyectan sombra sobre los módulos traseros debido a que la distancia entre filas no es la adecuada.



Figura 4.20: Sombreado parcial a mediodía en instalación fotovoltaica debido al cálculo incorrecto del distanciamiento entre las filas del arreglo [12].

La tabla 4.13 muestra los valores de irradiancia correspondientes a cada módulo fotovoltaico de la parte de la instalación estudiada. La dimensión considerada para el arreglo fotovoltaico es de 2×14 módulos.

Tabla 4.13: Datos de irradiancia en unidades W/m^2 correspondientes al segundo ejemplo planteado.

SEGUNDO ESCENARIO DE SOMBREADO PARCIAL													
960	953	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950
955	952	618	617	617	617	620	618	619	620	620	619	900	952

A continuación, en las figuras 4.21 y 4.22 se muestran los resultados obtenidos en la GUI en MATLAB por el algoritmo ERA y el algoritmo SRA, respectivamente. En este ejemplo se observa que la desviación estándar calculada para el arreglo fotovoltaico presentado es de 170.16 y que ambos algoritmos lograron disminuirla notablemente; el algoritmo ERA logró reducir la desviación estándar a 2.57, mientras que el algoritmo SRA la redujo a 2.67.

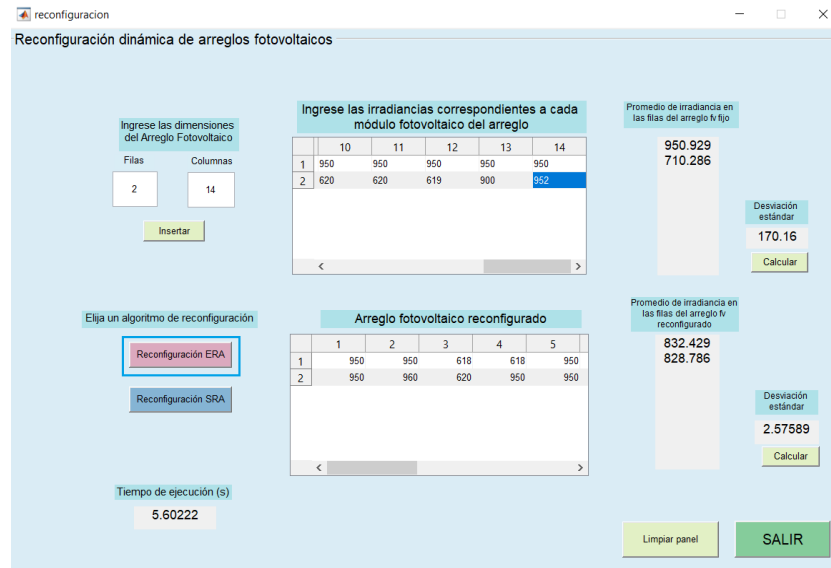


Figura 4.21: Resultados obtenidos por el arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo ERA.

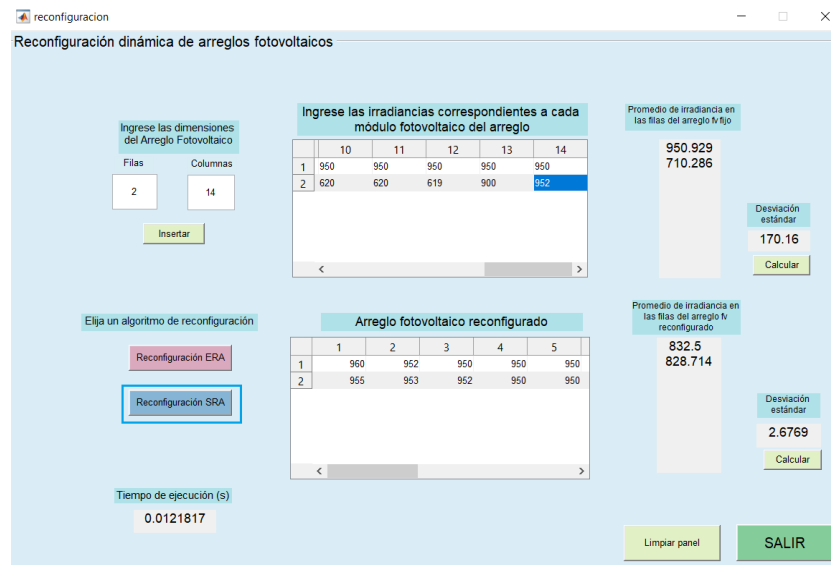


Figura 4.22: Resultados obtenidos por el arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo SRA.

El tercer ejemplo representa un caso frecuente en instalaciones fotovoltaicas, módulos que aunque inicialmente fueron correctamente instalados, la vegetación circundante que ha crecido con el paso del tiempo alrededor de la instalación fotovoltaica causa sombras importantes sobre los módulos. En la figura 4.23 se observa el escenario planteado de sombreado parcial en una instalación fotovoltaica establecida en la región de Coquimbo, Chile.

La tabla 4.14 muestra los valores de irradiancia correspondientes a cada módulo fotovoltaico de la instalación estudiada. La dimensión considerada para el arreglo fotovoltaico es de 3×6 módulos, bajo este escenario de sombreado parcial.

Finalmente, en las figuras 4.24 y 4.25 se muestran los resultados obtenidos en la GUI en MATLAB por el algoritmo ERA y el algoritmo SRA, respectivamente. En este ejemplo se observa que la desviación estándar calculada para el arreglo fotovoltaico presentado es de 14.9, en comparación con los ejemplos anteriores es una desviación estándar menor debido a que todo el arreglo fotovoltaico está siendo afectado por sombras y el distanciamiento entre los datos de irradiancia es menor. En las figuras se observa que ambos algoritmos logran disminuir la desviación estándar, el algoritmo ERA la redujo a 4.62, mientras que el algoritmo SRA a 0.19.



Figura 4.23: Sombreado parcial en instalación fotovoltaica debido a la vegetación que la rodea [12].

Tabla 4.14: Datos de irradiancia en unidades W/m^2 correspondientes al tercer ejemplo planteado.

TERCER ESCENARIO DE SOMBREADO PARCIAL					
535	562	582	608	610	618
540	570	585	650	652	655
551	576	590	655	656	655

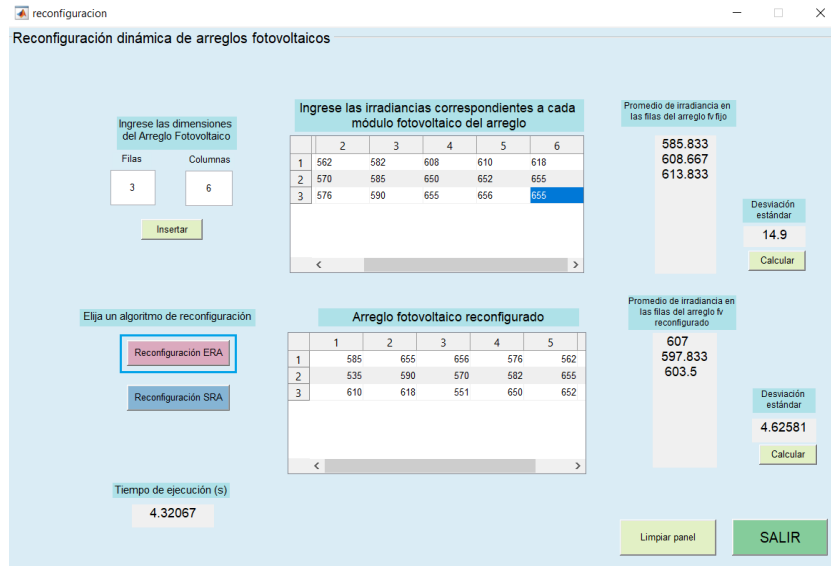


Figura 4.24: Resultados obtenidos por el arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo ERA.

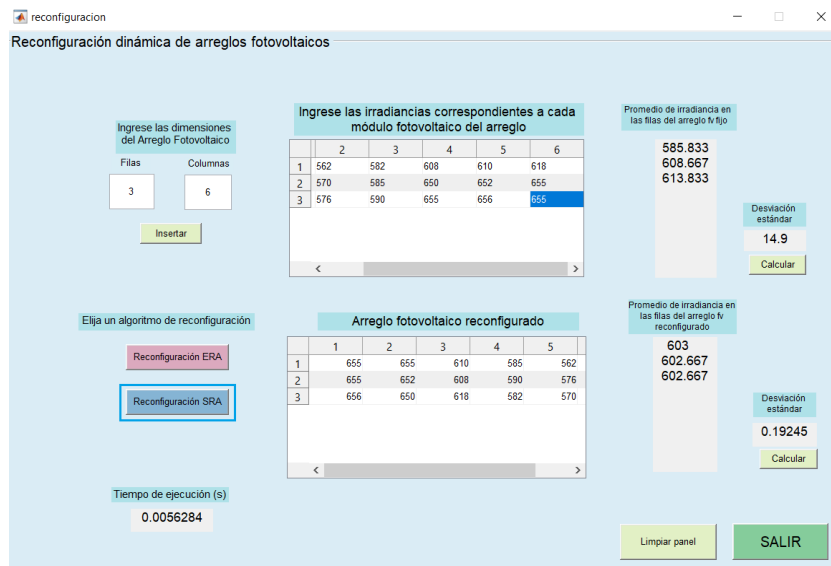


Figura 4.25: Resultados obtenidos por el arreglo fotovoltaico reconfigurado con el algoritmo SRA.

Capítulo 5

Estudio para la aplicación física de los algoritmos

Finalmente, en este capítulo se plantean los lineamientos necesarios para la aplicación física en tiempo real de los algoritmos de reconfiguración dinámica para arreglos fotovoltaicos, de acuerdo con la escala de trabajo.

Por otra parte, se presenta la proyección económica hecha para un arreglo fotovoltaico TCT de dimensión 4×4 . La proyección económica contempla los dispositivos requeridos para hacer de éste un arreglo fotovoltaico reconfigurable, con el principal objetivo de determinar si su implementación sería económicamente rentable.

La evaluación económica de un proyecto compara, mediante distintos instrumentos, si el flujo de caja proyectado permite al inversionista obtener la rentabilidad deseada, además de recuperar la inversión. Los métodos más comunes corresponden al valor actual neto, la tasa interna de retorno, el periodo de recuperación de la inversión y la relación costo-beneficio [14], los cuales son calculados en este capítulo.

5.1. Lineamientos necesarios para la aplicación física de los algoritmos

Los lineamientos necesarios para la aplicación física en tiempo real de los algoritmos de reconfiguración dinámica disponen de elementos eléctricos según la dimensión de la escala de trabajo.

El artículo [6] menciona los dispositivos empleados en un prototipo de un arreglo fotovoltaico reconfigurable a pequeña escala. Los elementos señalados son los siguientes: cuatro unidades fotovoltaicas (UNI-PAC15 UNI-SOLAR), matriz de conmutación (9 interruptores de estado sólido ASSR-1611), diodo de bloqueo, microcontrolador (Explorer

16 Microchip), tarjeta de adquisición de datos y las baterías (HR-3UTGA SANYO y LC-R121R3P Panasonic).

Acerca del funcionamiento que cumple cada uno de los elementos involucrados en la implementación se puede mencionar que, la tarjeta de adquisición de datos es la encargada de registrar y enviar los valores entregados por el arreglo de paneles fotovoltaicos a la PC, donde se interpretan dichos valores y, en función del algoritmo de reconfiguración, se dirige mediante el microcontrolador a la matriz de conmutación. La energía generada por el sistema de paneles fotovoltaicos reconfigurables es almacenada en baterías recargables. Se pueden incluir controladores de carga, estos limitan o detienen en forma automática el almacenamiento de la energía generada por los paneles fotovoltaicos, de acuerdo con la necesidad energética de las baterías.

Por otro lado, es evidente que al aumentar la escala de trabajo, el alcance eléctrico de los elementos utilizados también debe hacerlo. Tomando en cuenta como ejemplo el sistema fotovoltaico simulado (12 módulos fotovoltaicos *Sunmodule SW 265 mono*), los dispositivos a emplear constarían de una matriz de conmutación (formada por 12 interruptores SPDT 450 Series heavy duty power y 12 interruptores SPST Power PCB T9V Solar), un sensor de irradiancia (HT304N), un sensor de temperatura (PT300N) y una unidad remota para la medición de irradiancia (SOLAR-02 HT).

De forma general y breve, podemos observar una metodología similar al considerar los elementos necesarios para la aplicación de los algoritmos a arreglos fotovoltaicos. La metodología considera el monitoreo, adquisición de datos de irradiancia del sistema fotovoltaico, análisis de datos mediante los algoritmos (PC) y una matriz de conmutación.

Para obtener la respuesta esperada por parte de los sistemas fotovoltaicos reconfigurables a pequeña y a gran escala es necesario realizar un monitoreo constante de las condiciones iniciales (irradiancia y temperatura) del arreglo.

5.2. Análisis económico

Para la realización del análisis económico, se plantea un escenario en el cual durante el día se genera sombreado parcial en una instalación fotovoltaica de dimensión 4×4 con arquitectura total-cruzado (TCT), la causa del sombreado parcial es la infraestructura que obstruye el paso directo de la radiación solar; tal infraestructura fue construida posterior al diseño de la instalación fotovoltaica. La presencia de sombra es de un 90 % en tres módulos fotovoltaicos que forman parte de la última fila del arreglo. Por fines prácticos, se supone que dicha instalación fotovoltaica se encuentra situada en el Laboratorio de Energía Solar de la Facultad de Ciencias de la Electrónica (BUAP), contando con módulos fotovoltaicos *Sunmodule SW 265 mono*.

En el escenario de sombreado parcial descrito ambos algoritmos entregan el mismo resultado de reconfiguración y, por consiguiente, recuperan la misma cantidad de potencia a la salida del sistema. Cuando la posición del Sol es desfavorable para el sistema y se presenta inevitablemente sombreado parcial, la potencia de salida del sistema cae de 100 % a 44 % aproximadamente; sin embargo, con el uso del algoritmo ERA o SRA, la potencia de salida del sistema caería aproximadamente de 100 % a 80 %, lo cual sería una mejora significativa en el rendimiento del sistema.

A continuación, en la tabla 5.1 se muestra la comparativa de la energía generada por el arreglo fotovoltaico de conexión fija y por el arreglo reconfigurable.

Tabla 5.1: Energía generada por los arreglos fotovoltaicos con sombreado parcial.

	Arreglo fotovoltaico 4x4 (TCT) con sombreado parcial	Arreglo fotovoltaico reconfigurable 4x4 (TCT) con sombreado parcial
Energía producida por día (kWh)	10.44	18.98
Energía producida por mes (kWh)	313.23	569.51

Podemos observar que la energía producida por el arreglo fotovoltaico reconfigurable recupera considerablemente energía. No obstante, es necesario considerar previamente un análisis económico que nos brinde mayor seguridad acerca de la rentabilidad del proyecto.

De acuerdo con el artículo 139 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), la Comisión Reguladora de Energía aplicará las metodologías necesarias para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales del suministro básico. Las tarifas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) contemplan el uso doméstico, comercial e industrial de la energía. La instalación fotovoltaica ubicada en la FCE-BUAP puede considerarse como de *Gran Demanda de Media Tensión Ordinaria* (GDMTO), donde la demanda energética es menor a los 100 kW. A continuación, en la tabla 5.2 se presentan los cargos correspondientes a la tarifa GDMTO consultados en el mes de Noviembre del 2020 [13].

Tabla 5.2: Cargos para la tarifa GDMTO [13].

Tarifa	Descripción	Cargo	Unidades	NOV-20
GDMTO	Gran demanda en media tensión ordinaria	Fijo	\$/mes	456.42
		Variable (Energía)	\$/kWh	1.255
		Distribución	\$/kW	146.28
		Capacidad	\$/kW	271.19

Tomando en cuenta el costo de la energía por kWh al día según la tarifa GDMTO, se obtiene el beneficio económico señalado en la tabla 5.3. Se observa que la diferencia de energía producida entre el arreglo fotovoltaico de conexión fija y el arreglo reconfigurable es de 8.54 kWh al día, que anualmente se traduce en 3,117.1 kWh. El beneficio económico obtenido por el arreglo fotovoltaico reconfigurable para el primer año de funcionamiento es de \$3,912.80 (MXN).

Tabla 5.3: Beneficio energético y económico de los arreglos fotovoltaicos analizados con la tarifa GDMTO.

	Arreglo fotovoltaico 4x4 (TCT) con sombreado parcial	Arreglo fotovoltaico reconfigurable 4x4 (TCT) con sombreado parcial
Energía producida por día (kWh)	10.44	18.98
Beneficio económico por día (kWh)	\$13.10 MXN	\$23.82 MXN

5.2.1. Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI)

El *Periodo de Recuperación de la Inversión* (PRI) tiene por objeto medir en cuánto tiempo se recupera la inversión, incluyendo el costo de capital involucrado. La importancia de este indicador es que complementa la información acerca del análisis de rentabilidad para un proyecto [14].

Para conocer el periodo de recuperación de la inversión destinada para el proyecto necesitamos conocer el costo total o *inversión* de la implementación (proyección económica). Es importante esclarecer que el análisis de costos realizado asume que ya se cuenta con los cables y conductores necesarios para el cableado en la instalación y, por otra parte, mencionar que dentro del análisis de costos no fueron tomados en cuenta los siguientes puntos:

- Horas hombre
- Mantenimiento
- Instalación
- Ingeniería (diseño)

En la tabla 5.4 se muestran los materiales necesarios para la implementación del proyecto y su costo. Los interruptores seleccionados son SPST, por lo que se necesitan ocho por cada módulo fotovoltaico, dando un total de 128. Se decide elegir este tipo de relevadores debido a que el costo es más accesible en comparación con los relevadores SPDT.

Tabla 5.4: Proyección económica.

Concepto	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Precio Unitario (MXN)	Total (MXN)
Relevador de potencia SPST T9V Solar	128	\$4.26	\$86.48	\$11,069.18
Sensor de irradiancia HT304N	1	\$695.00	\$14,108.50	\$14,108.50
Sensor de temperatura PT300N	1	\$199.00	\$4,039.70	\$4,039.70
Unidad remota para la medida y registro de datos SOLAR-02	1	\$495.00	\$10,048.50	\$10,048.50
				\$39,265.88

Asimismo, es importante mencionar que se puede considerar como una alternativa más económica el empleo de fotoceldas para sensar la irradiancia en cada módulo fotovoltaico.

Para conocer el periodo de recuperación de la inversión, se tomó en cuenta el 4.8% de inflación en las tarifas de CFE [41] y un tiempo de vida útil de 25 años para el sistema fotovoltaico. En la tabla 5.5 se muestra parte del desarrollo del análisis realizado. El análisis completo se encuentra en el Apéndice B.

Tabla 5.5: Análisis económico para el cálculo del periodo de recuperación de la inversión.

Año	Inversión	Flujo Anual	Flujo de Efectivo Neto	Flujo mensual	Acumulación de Flujos Anuales
0	-\$39,265.88		-\$39,265.88		
1		\$3,912.80	-\$35,353.08	\$326.07	\$3,912.80
2		\$4,100.61	-\$31,252.47	\$341.72	\$8,013.41
3		\$4,297.44	-\$26,955.03	\$358.12	\$12,310.86
4		\$4,503.72	-\$22,451.30	\$375.31	\$16,814.58
5		\$4,719.90	-\$17,731.40	\$393.32	\$21,534.48
6		\$4,946.46	-\$12,784.95	\$412.20	\$26,480.93
7		\$5,183.88	-\$7,601.06	\$431.99	\$31,664.82
8		\$5,432.71	-\$2,168.35	\$452.73	\$37,097.53
9		\$5,693.48	\$3,525.13	\$474.46	\$42,791.01
10		\$5,966.77	\$9,491.90	\$497.23	\$48,757.78

Meses del año	Acumulación de flujos mensual
8	
Enero	\$37,571.99
Febrero	\$38,046.44
Marzo	\$38,520.90
Abril	\$38,995.36
Mayo	\$39,469.81
Junio	\$39,944.27
Julio	\$40,418.73
Agosto	\$40,893.18
Septiembre	\$41,367.64
Octubre	\$41,842.10
Noviembre	\$42,316.56
Diciembre	\$42,791.01

Con ayuda del análisis realizado, se sabe que la recuperación de la inversión sería en 8 años y 5 meses. Debemos recordar que una parte del flujo de efectivo neto implicado pagará la rentabilidad deseada y otra recuperará la inversión [14].

5.2.2. Valor Actual Neto (VAN)

El *Valor Actual Neto* (VAN) es el método más conocido, mejor y más generalmente aceptado por los evaluadores de proyectos. Mide el excedente resultante después de obtener la rentabilidad deseada o exigida y después de recuperar toda la inversión. Para ello, calcula el valor actual de todos los flujos futuros de caja, proyectados a partir del primer periodo de operación, y le resta la inversión total expresada en el momento 0 [14].

Si el resultado es mayor que 0, mostrará cuánto se gana con el proyecto, después de recuperar la inversión, por sobre la tasa de retorno que se exigía al proyecto; si el resultado es igual a 0, indica que el proyecto reporta exactamente la tasa que se quería obtener después de recuperar el capital invertido; y si el resultado es negativo, muestra el monto que falta para ganar la tasa que se deseaba obtener después de recuperada la inversión. En algunos casos, cuando el VAN es negativo, puede indicar que además de que no se obtiene rentabilidad, parte o toda la inversión no se recupera [14].

La ecuación 5.1 nos indica la fórmula para calcular el VAN.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} \quad (5.1)$$

Donde:

I_0 representa la inversión realizada en el momento inicial ($t = 0$).

F_t es el flujo de efectivo en cada periodo t .

n es el número de periodos de tiempo.

k es el tipo de interés exigido a la inversión (considerado de 4.8% en este análisis).

Sustituyendo los valores de inversión (39,265.88), los flujos de efectivo neto, el número de periodos (25 años) y el interés de 4.8% en la fórmula del VAN se obtuvo un resultado de \$261,694.69 para la implementación del proyecto.

5.2.3. Tasa Interna de Retorno (TIR)

El criterio de evaluación denominado *Tasa Interna de Retorno* (TIR), mide la rentabilidad como porcentaje [14]. Para el cálculo de la TIR podemos emplear como herramienta una función en Excel. Según los datos del proyecto, la TIR corresponde a 10.73%.

A partir de los resultados obtenidos para el cálculo del VAN y la TIR del proyecto, se puede determinar la rentabilidad del proyecto [14]. De acuerdo con la tabla 5.6, los valores obtenidos harían rentable económicamente la implementación del proyecto propuesto.

Tabla 5.6: Interpretación de los valores obtenidos de VAN y TIR de un proyecto [14].

VAN>0 y TIR>0	La rentabilidad es superior a la exigida después de recuperar toda la inversión.
VAN=0 y TIR>0	La rentabilidad es igual a la exigida después de recuperar toda la inversión.
VAN<0 y TIR>0	La rentabilidad es inferior a la exigida después de recuperar toda la inversión.
VAN<0 y TIR=0	La rentabilidad es 0, pero se recupera toda la inversión.
VAN<0 y TIR<0	La rentabilidad es 0 y no se recupera toda o parte de la inversión.

5.2.4. Relación Costo-Beneficio

El criterio *Relación Costo-Beneficio* pone de manifiesto el beneficio que se obtiene por unidad de inversión necesaria. Cuanto mayor sea, por tanto, esta *RCB* mejor situado estará el proyecto en la escala de selección [42].

La ecuación 5.2 nos indica la fórmula para calcular la relación costo-beneficio [42].

$$RCB = \frac{VAN}{C_0} \quad (5.2)$$

Donde:

VAN representa al Valor Actual Neto.

C_0 es la inversión inicial.

El valor obtenido para la relación costo-beneficio del proyecto corresponde a 7.66.

Conclusiones

Mediante la representación del modelo matemático en MATLAB/Simulink de una celda fotovoltaica fue posible comprender la influencia de las condiciones iniciales de temperatura, pero sobre todo de irradiancia en la respuesta eléctrica del dispositivo. El análisis de las curvas características I-V y P-V obtenidas en cada simulación resultó fundamental para interpretar de forma clara el comportamiento eléctrico del sistema.

Las curvas características observadas en la figura 3.17 derivadas de la simulación del sistema fotovoltaico de la FCE configurado en serie, serie-paralelo y paralelo nos permiten visualizar que cada configuración es capaz de satisfacer la necesidad energética que una carga puede demandar al sistema en diferentes momentos. Sin embargo, al considerar que los sistemas fotovoltaicos son de configuración fija y que las condiciones de irradiancia son variables, como ocurre en diversas instalaciones fotovoltaicas en zonas urbanas, la potencia entregada resulta considerablemente afectada, debido a que el sistema limita su comportamiento al no ser capaz de usar a su favor las condiciones iniciales.

El estudio de algoritmos de reconfiguración dinámica permite analizar y evaluar una oportunidad de mejora actual que podrían tener las instalaciones fotovoltaicas para lograr adaptarse al efecto de sombreado, puesto que con frecuencia se presentan sombras que disminuyen el rendimiento del sistema previamente diseñado.

Las simulaciones realizadas en Simulink nos permitieron observar que, aunque ambos algoritmos evaluados trabajan bajo el mismo concepto, sus metodologías consideran un enfoque diferente que determina el resultado de la reconfiguración. Los resultados obtenidos indican que ambos algoritmos mejoran la respuesta del sistema fotovoltaico en comparación con el sistema de arquitectura fija; sin embargo, el algoritmo SRA al no limitarse en cuanto al número de movimientos, destacó en mayor proporción durante las simulaciones, encontrando en todos los casos de sombreado la reconfiguración más cercana a lo óptimo para el arreglo. Los resultados muestran que el algoritmo SRA aumentó como mínimo 50 % y como máximo 116.84 % la corriente de corto circuito respecto al sistema de conexión fija, mientras que el algoritmo ERA logró aumentar como mínimo 28.12 % y como máximo 78.94 %. No obstante, el desarrollo del algoritmo SRA podría considerarse más complejo que el del algoritmo ERA.

Por medio del cálculo de la desviación estándar realizado en cada escenario de sombreado parcial propuesto para los arreglos fotovoltaicos reconfigurados con los algoritmos ERA y SRA, se pudo confirmar que la reducción en la desviación estándar, proporcional al índice de ecualización de la irradiancia, corresponde a la mejora que tiene el sistema para adaptarse a las condiciones de irradiancia. Los resultados del análisis indican que el algoritmo SRA logró reducir en mayor medida este indicador.

La interfaz gráfica de usuario (GUI) desarrollada en MATLAB logra sugerir al usuario la reconfiguración óptima según las condiciones de irradiancia ingresadas, sin presentar limitaciones en la dimensión del sistema, a diferencia de las simulaciones realizadas en Simulink. Mediante la interfaz pudimos observar que incluso, si el algoritmo ERA no se limita en el número de movimientos, en la mayoría de los casos continúa brindando mejores resultados el algoritmo SRA al seguir una metodología más clara para el objetivo deseado.

Gracias a los escenarios de sombreado parcial planteados para la demostración del funcionamiento de la GUI, pudimos percibir que el tiempo de ejecución del algoritmo ERA es mayor que el del algoritmo SRA. Resulta difícil acotar el intervalo de tiempo de trabajo de los algoritmos, puesto que esto depende de las dimensiones del arreglo fotovoltaico, del equipo de cómputo empleado y de la programación.

En las condiciones planteadas en que se realizó la evaluación económica resultó ser rentable llevar a cabo la implementación física del proyecto. Sin embargo, es evidente que el trabajo de investigación no necesariamente debe finalizar con este trabajo de tesis, resulta conveniente como trabajo a futuro considerar que sean implementados los algoritmos de reconfiguración dinámica en arreglos fotovoltaicos y, con esto, por fin tener una perspectiva más amplia y sólida del tema.

Apéndice A

Hoja de datos del módulo fotovoltaico Sunmodule SW 265 mono

En el presente apéndice se muestra la hoja de datos del módulo fotovoltaico “Sunmodule SW 265 mono”, el cual en conjunto integra al sistema fotovoltaico del Laboratorio de Energía Solar de la FCE. La hoja de datos nos sirve para conocer las características eléctricas del dispositivo.

Sunmodule⁺ SW 265 mono / 2.5 Frame

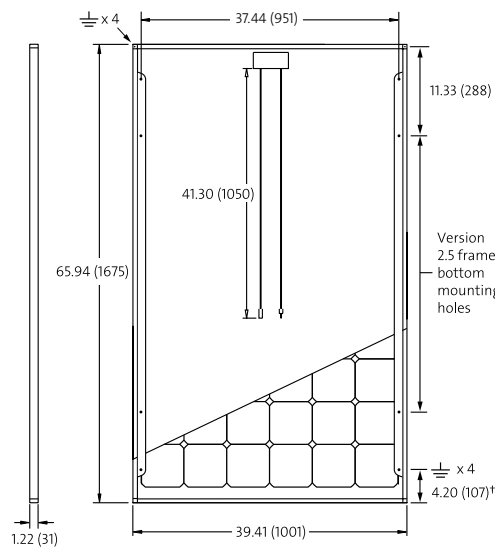
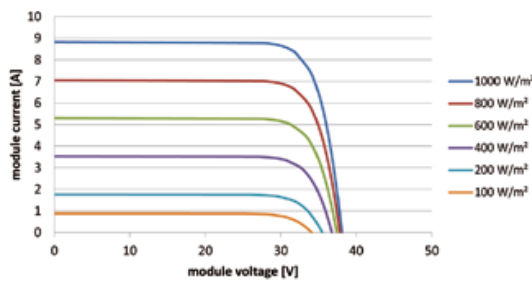
PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

Maximum power	P_{max}	265 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	38.1 V
Maximum power point voltage	V_{mpp}	31.9 V
Short circuit current	I_{sc}	8.82 A
Maximum power point current	I_{mpp}	8.33 A

*STC: 1000 W/m², 25°C, AM 1.5

THERMAL CHARACTERISTICS

NOCT	46 °C
TC I_{sc}	0.004 %/K
TC V_{oc}	-0.30 %/K
TC P_{mpp}	-0.45 %/K
Operating temperature	-40°C to 85°C



PERFORMANCE AT 800 W/m², NOCT, AM 1.5

Maximum power	P_{max}	187.6 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	34.3 V
Maximum power point voltage	V_{mpp}	28.7 V
Short circuit current	I_{sc}	7.12 A
Maximum power point current	I_{mpp}	6.66 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200 W/m², 95% (+/-3%) of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.

COMPONENT MATERIALS

Cells per module	60
Cell type	Mono crystalline
Cell dimensions	6.14 in x 6.14 in (156 mm x 156 mm)
Front	Tempered glass (EN 12150)
Frame	Clear anodized aluminum
Weight	46.7 lbs (21.2 kg)

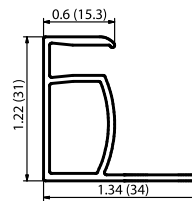
SYSTEM INTEGRATION PARAMETERS

Maximum system voltage SC II	1000 V	
Max. system voltage USA NEC	600 V	
Maximum reverse current	16 A	
Number of bypass diodes	3	
UL Design Loads*	Two rail system	113 psf downward 64 psf upward
UL Design Loads*	Three rail system	170 psf downward 64 psf upward
IEC Design Loads*	Two rail system	113 psf downward 50 psf upward

* Please refer to the Sunmodule installation instructions for the details associated with these load cases.

ADDITIONAL DATA

Power sorting ¹	-0 Wp / +5 Wp
J-Box	IP65
Connector	MC4
Module efficiency	15.81 %
Fire rating (UL 790)	Class C



VERSION 2.5 FRAME

- Compatible with both "Top-Down" and "Bottom" mounting methods
- Grounding Locations:
 - 4 corners of the frame
 - 4 locations along the length of the module in the extended flange[†]

NEW!

Black & Veatch validated PAN files now available. Ask your account manager for more information.

1) Measuring tolerance traceable to TUV Rheinland: +/- 2% (TUV Power Controlled). All units provided are imperial. SI units provided in parentheses.

SolarWorld AG reserves the right to make specification changes without notice.

Apéndice B

Periodo de Recuperación de la Inversión

En este apéndice se presenta el análisis realizado para conocer el Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI), mencionado en la sección 5.2.1, para la implementación de los algoritmos de reconfiguración dinámica a un arreglo fotovoltaico.

Figura B.1: Análisis realizado para el cálculo del PRI.

Año	Inversión	Flujo anual	Flujo de Efectivo Neto	Flujo mensual	Acumulación de Flujos anuales
0	-\$ 39,265.88		-\$ 39,265.88		
1		\$ 3,912.80	-\$ 35,353.08	\$ 326.07	\$ 3,912.80
2		\$ 4,100.61	-\$ 31,252.47	\$ 341.72	\$ 8,013.41
3		\$ 4,297.44	-\$ 26,955.03	\$ 358.12	\$ 12,310.86
4		\$ 4,503.72	-\$ 22,451.30	\$ 375.31	\$ 16,814.58
5		\$ 4,719.90	-\$ 17,731.40	\$ 393.32	\$ 21,534.48
6		\$ 4,946.46	-\$ 12,784.95	\$ 412.20	\$ 26,480.93
7		\$ 5,183.88	-\$ 7,601.06	\$ 431.99	\$ 31,664.82
8		\$ 5,432.71	-\$ 2,168.35	\$ 452.73	\$ 37,097.53
9		\$ 5,693.48	\$ 3,525.13	\$ 474.46	\$ 42,791.01
10		\$ 5,966.77	\$ 9,491.90	\$ 497.23	\$ 48,757.78
11		\$ 6,253.17	\$ 15,745.07	\$ 521.10	\$ 55,010.95
12		\$ 6,553.33	\$ 22,298.40	\$ 546.11	\$ 61,564.28
13		\$ 6,867.89	\$ 29,166.28	\$ 572.32	\$ 68,432.17
14		\$ 7,197.54	\$ 36,363.83	\$ 599.80	\$ 75,629.71
15		\$ 7,543.03	\$ 43,906.85	\$ 628.59	\$ 83,172.74
16		\$ 7,905.09	\$ 51,811.94	\$ 658.76	\$ 91,077.83
17		\$ 8,284.54	\$ 60,096.48	\$ 690.38	\$ 99,362.36
18		\$ 8,682.19	\$ 68,778.67	\$ 723.52	\$ 108,044.56
19		\$ 9,098.94	\$ 77,877.61	\$ 758.24	\$ 117,143.49
20		\$ 9,535.69	\$ 87,413.30	\$ 794.64	\$ 126,679.18
21		\$ 9,993.40	\$ 97,406.70	\$ 832.78	\$ 136,672.58
22		\$ 10,473.08	\$ 107,879.78	\$ 872.76	\$ 147,145.67
23		\$ 10,975.79	\$ 118,855.57	\$ 914.65	\$ 158,121.46
24		\$ 11,502.63	\$ 130,358.20	\$ 958.55	\$ 169,624.09
25		\$ 12,054.76	\$ 142,412.96	\$ 1,004.56	\$ 181,678.84

Meses del año 8	Acumulación de flujos mensual
ENERO	37571.99
FEBRERO	38046.44
MARZO	38520.90
ABRIL	38995.36
MAYO	39469.81
JUNIO	39944.27
JULIO	40418.73
AGOSTO	40893.18
SEPTIEMBRE	41367.64
OCTUBRE	41842.10
NOVIEMBRE	42316.56
DICIEMBRE	42791.01

Apéndice C

Artículo publicado

En este apéndice se presenta el artículo publicado en el presente año en la Revista Digital “Memorias del Congreso Nacional de Control Automático” de la Asociación de México de Control Automático.



Analysis and simulation of a dynamic reconfiguration algorithm for a photovoltaic array

L. M. Martínez-Rugiero* J. F. Guerrero-Castellanos*

* Benemérita Universidad Autónoma de Puebla, Facultad de Ciencias de la Electrónica, Puebla, México (e-mail: liliana.martinezru@alumno.buap.mx, fermi.guerrero@correo.buap.mx).

Abstract: This article presents the development of a simulator and an in-depth analysis of two dynamic reconfiguration algorithms for photovoltaic arrays. The analyzed dynamic reconfiguration algorithms (ERA and SRA) are based on the concept of “irradiance equalization”, which seeks to reduce the partial shading effect’s losses. Both algorithms work in a Total-Cross-Tied (TCT) architecture and differ by the strategy used. The obtained results are analyzed, and a comparison with traditional schema is carried out to assess its effectiveness. Some recommendations for real-time implementation are outlined.

Keywords: Partial Shading, Irradiance Equalization Index, Dynamic Photovoltaic Arrays (DPVAs), Sorting Reconfiguration Algorithm (SRA), Exhaustive Evaluation Reconfiguration Algorithm (ERA).

1. INTRODUCTION

Nowadays, the world energy system is based mainly on fossil fuels that generate emissions of polluting gases and consume many other resources, such as water. Due to its negative impact, it is necessary to promote research and development of renewable energies as an alternative to generate energy in a cleaner and more efficient way.

In the specific case of solar energy, México is one of the five countries with the greatest potential in the world. The average solar energy the country receives is 5kWh per square meter per day (Klapp et al. (2007)).

The concept of “solar energy” refers mainly to the use of solar radiation for the generation of useful energy. The photoelectric effect is the principle of operation of solar cells, devices based on the p-n junction, whose electrons are displaced to the conduction band due to the energy contribution of incident photons. The current of a solar cell is a balance between the photocurrent and the dark current, which depends on the voltage applied to the terminals of the device. When the voltage applied is zero (short-circuited cell) the current is due exclusively to the photocurrent. The value of the current remains almost constant until it is close to the voltage value at which the diode starts to conduct. From this point, the current decreases abruptly until it reaches a zero value (open circuit cell) at the point where the photocurrent and dark current are compensated (Lamigueiro (2013)). The two end points of short circuit and open circuit are defined

by two parameters, the short circuit current, I_{sc} , and the open circuit voltage, V_{oc} .

A photovoltaic generator is made up of $N_p \cdot N_s$ modules, where N_p is the number of rows and N_s is the number of modules connected in each series. The total generator current is calculated as $I_g = N_p \cdot I_m$, on the other hand, the total generator voltage is calculated as $V_g = N_s \cdot V_m$ (Lamigueiro (2013)).

Currently, the installation of photovoltaic arrays in urban areas is increasing and the partial shading is the major cause for mismatch losses which can reduce considerably the energy yield of photovoltaic systems (Belhachat and Larbes (2015)). As the sun traverses the sky, the presence of buildings and other objects will cast “block” shadows that move as the sun orientation changes (Storey et al. (2014)). Therefore, estimation of the power yield under different environmental conditions, finding methods to overcome the negative effects mentioned and finally improving the efficiency of the PV generation systems has been considered by many researchers during the recent years (Jazayeri et al. (2014)).

The dynamic reconfiguration algorithms are based on the idea that losses related to the shading effect can be reduced through the reorganization of the photovoltaic modules. The studied algorithms work with a Total-Cross-Tied (TCT) architecture and are classified as different types of control algorithms. The first is called an Exhaustive Evaluation Reconfiguration Algorithm (ERA) and the second as a Sorting Reconfiguration Algorithm

Bibliografía

- [1] P. K. Shishodia and Gurinder Kaur Ahluwalia. *Photovoltaics*, pages 371–407. Springer International Publishing, Cham, 2017.
- [2] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 24(5):1198–1208, 2009.
- [3] Heinrich Häberlin. *Photovoltaics: system design and practice*. John Wiley & Sons, 2012.
- [4] Global solar atlas. <https://globalsolaratlas.info/map>, 2018.
- [5] Miguel Pareja Aparicio. *Energía solar fotovoltaica: guía del usuario*. Marcombo, 2006.
- [6] Ye Zhao, L. Yang, and B. Lehman. Reconfigurable solar photovoltaic battery charger using a switch matrix. In *Intelec 2012*, pages 1–7, 2012.
- [7] M. Z. Shams El-Dein, M. Kazerani, and M. M. A. Salama. Optimal photovoltaic array reconfiguration to reduce partial shading losses. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(1):145–153, 2013.
- [8] Priyabrata Santra, R. K. Singh, H. M. Meena, R. N. Kumawat, Dhananjay Mishra, D. Machiwal, Devi Dayal, D. Jain, and O. P. Yadav. In Suneet Singh and Venkatasailanathan Ramadesigan, editors, *Advances in Energy Research, Vol. 1*, pages 45–56, Singapore, 2017. Springer Singapore.
- [9] Giovanni Spagnuolo, Giovanni Petrone, Brad Lehman, Carlos Andres Ramos Paja, Ye Zhao, and Martha Lucia Orozco Gutierrez. Control of photovoltaic arrays: Dynamical reconfiguration for fighting mismatched conditions and meeting load requests. *IEEE industrial electronics magazine*, 9(1):62–76, 2015.
- [10] G. Velasco-Quesada, F. Guinjoan-Gispert, R. Pique-Lopez, M. Roman-Lumbreras, and A. Conesa-Roca. Electrical pv array reconfiguration strategy for energy extraction improvement in grid-connected pv systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 56(11):4319–4331, 2009.

-
- [11] J. P. Storey, P. R. Wilson, and D. Bagnall. Improved optimization strategy for irradiance equalization in dynamic photovoltaic arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 28(6):2946–2956, 2013.
- [12] F. Martinez-Moreno and N. Tyutyundzhiev. Buenas y malas prácticas, manual para mejorar la calidad y reducir el coste de los sistemas fotovoltaicos. In *Seventh Framework Programme*, 2013.
- [13] Comisión Federal de Electricidad. Consulta tu tarifa. <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Tarifas/GranDemandaMTO.aspx>, 2020.
- [14] Nassir Sapag Chain. *Proyectos de inversión: formulación y evaluación*. Pearson Educación, 2011.
- [15] Jaime Klapp, Jorge L Cervantes-Cota, and José Federico Chávez Alcalá. *Towards a cleaner planet: energy for the future*. Springer Science & Business Media, 2007.
- [16] ProMéxico. La industria solar fotovoltaica y fototérmica en México, 2017.
- [17] Oscar Perpiñán Lamigueiro. Energía solar fotovoltaica. *Creative Commons ebook*, 2013.
- [18] R. S. Magdaleno, P. A. Sánchez- Pérez, J. L. Z. Ramírez Cruz, D. M. Escobar, and A. Sánchez-Juárez. Influence of partial shading on the power output of a solar cell and a pv module. In *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC 34th EU PVSEC)*, pages 1324–1327, 2018.
- [19] M. Jazayeri, S. Uysal, and K. Jazayeri. A comparative study on different photovoltaic array topologies under partial shading conditions. In *2014 IEEE PES T D Conference and Exposition*, pages 1–5, 2014.
- [20] S. Khatoon, Ibraheem, and M. F. Jalil. Analysis of solar photovoltaic array under partial shading conditions for different array configurations. In *2014 Innovative Applications of Computational Intelligence on Power, Energy and Controls with their impact on Humanity (CIPECH)*, pages 452–456, 2014.
- [21] Peter Bulanyi and Rodd Zhang. Shading analysis & improvement for distributed residential grid-connected photovoltaics systems. In *The 52nd Annual Conference of the Australian Solar Council*, 2014.
- [22] O.Q. Muñoz. *Internet de las Cosas (IoT)*. ibukku, LLC, 2019.

-
- [23] Paul A Lynn. *Electricity from sunlight: an introduction to photovoltaics*. John Wiley & Sons, 2011.
- [24] Gopal Nath Tiwari and Swapnil Dubey. *Fundamentals of photovoltaic modules and their applications*. Royal Society of Chemistry, 2009.
- [25] John Perlin. Let it shine: The 6,000-year story of solar energy (novato, calif: New world library, 2013), revision of ken butti and john perlin. *A Golden Thread: 2500 Years of Solar Architecture and Technology*.
- [26] J. Perlin. Seven of the greatest solar stories over the millennia, 2017.
- [27] Hans S Rauschenbach. *Solar cell array design handbook: the principles and technology of photovoltaic energy conversion*. Springer Science & Business Media, 2012.
- [28] UNIVERSITARIOS POTOSINOS. Energía solar fotovoltaica. page 25, 2019.
- [29] Elías Castañeda Santa Cruz. Dimensionado de un sistema solar fotovoltaico para abastecer cargas de baja potencia y consumo en laboratorio de ingeniería ambiental de la unalm. 2016.
- [30] Jorge Aguilera, Leocadio Hontoria, and Francisco José Muñoz. Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos. *Grupo Idea, Departamento de electrónica, Escuela politécnica superior, Universidad de Jaén*, 2011.
- [31] F Belhachat and C Larbes. Modeling, analysis and comparison of solar photovoltaic array configurations under partial shading conditions. *Solar Energy*, 120:399–418, 2015.
- [32] J. Storey, P. R. Wilson, and D. Bagnall. The optimized-string dynamic photovoltaic array. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 29(4):1768–1776, 2014.
- [33] V. Waghmare-Ujgare and M. D. Goudar. Exploration of partial shading condition in photovoltaic array. In *2017 International Conference on Energy, Communication, Data Analytics and Soft Computing (ICECDS)*, pages 931–936, 2017.
- [34] Nalin K Gautam and ND Kaushika. Reliability evaluation of solar photovoltaic arrays. *Solar Energy*, 72(2):129–141, 2002.
- [35] Suneel Raju Pendem and Suresh Mikkili. Modeling, simulation, and performance analysis of pv array configurations (series, series-parallel, bridge-linked, and honey-comb) to harvest maximum power under various partial shading conditions. *International journal of green energy*, 15(13):795–812, 2018.

-
- [36] D. Nguyen and B. Lehman. An adaptive solar photovoltaic array using model-based reconfiguration algorithm. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 55(7):2644–2654, 2008.
- [37] Mahmoud Alahmad, Mohamed Amer Chaaban, Su kit Lau, Jonathan Shi, and Jill Neal. An adaptive utility interactive photovoltaic system based on a flexible switch matrix to optimize performance in real-time. *Solar Energy*, 86(3):951–963, 2012.
- [38] Vaibhav Vaidya and Denise Wilson. Maximum power tracking in solar cell arrays using time-based reconfiguration. *Renewable energy*, 50:74–81, 2013.
- [39] Y. Auttawaitkul, B. Pungsiri, K. Chammongthai, and M. Okuda. A method of appropriate electrical array reconfiguration management for photovoltaic powered car. In *IEEE. APCCAS 1998. 1998 IEEE Asia-Pacific Conference on Circuits and Systems. Microelectronics and Integrating Systems. Proceedings (Cat. No.98EX242)*, pages 201–204, 1998.
- [40] Ze Cheng, Zhichao Pang, Yanli Liu, and Peng Xue. An adaptive solar photovoltaic array reconfiguration method based on fuzzy control. In *2010 8th World Congress on Intelligent Control and Automation*, pages 176–181, 2010.
- [41] Centro de Estudios de las Finanzas Públicas. La situación financiera de la comisión federal de electricidad, 2019.
- [42] Sabina Scarpellini and Alfonso Aranda Usón. *Análisis de viabilidad económico-financiero de un proyecto de energías renovables*, volume 169. Prensas de la Universidad de Zaragoza, 2009.