



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis de sistemas
fotovoltaicos aplicados a una
micro red**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Eléctrico Electrónico

P R E S E N T A

Guillermo Rico Arellano

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Rubén Tapia Olvera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

A dios por permitirme estar presente en estos momentos

A mis padres por sus consejos, apoyo y motivación para superarme

A mis hermanos por estar presentes y hacerme muy feliz

A mi novia por su compañía incondicional

A mi profesor de carrera y asesor, el Dr. Rubén Tapia Olvera, que además de su confianza, apoyo y enseñanza que me ha brindado, lo considero un amigo

A mis compañeros de carrera y amigos por los momentos felices que vivimos

A mis sinodales, por su atención y revisión de este trabajo

Esta tesis fue realizada con apoyo del Programa de Apoyo a Proyectos de Investigación e Innovación Tecnológica (PAPIIT) de la UNAM. Con clave UNAM-DGAPA-PAPIIT-IA105417 y nombre “Nuevo esquema de control jerárquico para sistemas eléctricos de potencia con alta penetración de energías renovables”.

Agradezco a la DGAPA-UNAM la beca recibida durante diez meses.

Dedicatoria

Para Mike y Mafe

Resumen

La energía solar fotovoltaica es considerada una de las fuentes más prometedoras debido al avance tecnológico de la última década, sin embargo, por ser dependiente de la irradiancia solar, la potencia que genera no es constante. Una solución a este problema es diseñar una micro red que integre diferentes fuentes de generación, asegurando así, una mayor confiabilidad en la potencia entregada a la carga.

El objetivo de esta tesis es realizar un acercamiento a la implementación y operación de una micro red conectada a la red convencional, se emplean fuentes renovables como energía solar y del viento. Para el análisis de la micro red se presenta individualmente el funcionamiento de la fotocelda basado en el circuito equivalente y la operación del inversor que interconecta a la red convencional. Además, se muestra el dimensionamiento de estos dispositivos a fin de tener compatibilidad en la interconexión y asegurar la confiabilidad del sistema.

Finalmente, se realizan casos de estudio a la micro red mediante software de simulación. Los estudios consideran una condición operativa inicial a la que se aplican perturbaciones como: cambio de irradiancia, viento y corto circuito trifásico, posteriormente, se analiza la respuesta de las variables de interés, por ejemplo: voltaje, corriente, potencias activa y reactiva. Los resultados muestran el desempeño de esta red eléctrica y su evolución antes las condiciones operativas presentes, se puede concluir que el intercambio de potencias de la micro red con la red convencional se realiza de una manera adecuada, compensando el problema de la generación intermitente presentada en las fuentes renovables.

Índice de general

Agradecimientos	3
Dedicatoria	4
Resumen	5
Índice general	6
Índice de figuras	8
Índice de tablas	10
Acrónimos	11
Variables	12
1. Introducción	
1.1 Antecedentes	14
1.2 Descripción de micro redes	15
1.3 Análisis bibliográfico	16
1.4 Planteamiento del problema	17
1.5 Objetivo	18
1.6 Propuesta	18
1.7 Organización de la tesis	18
1.8 Referencias	19
2. Sistemas Fotovoltaicos	
2.1 Introducción	21
2.2 Generación solar y módulos fotovoltaicos	24
2.3 Modelado, control y operación	26
2.4 Tecnología disponible en el mercado y ciclo de vida	31
2.5 Referencias	32
3. Inversor y la operación del sistema	
3.1 Introducción	33
3.2 Operación y control del inversor	35
3.3 Seguidor del máximo punto de potencia (MPPT)	40
3.4 Inversor conectado a la red	43
3.5 Referencias	44
4. Micro red	
4.1 Introducción	45
4.2 Diseño	46
4.3 Componentes de la MG	47

4.4 Arquitectura de la MG	49
4.4.1 Caso 1.1: Cambio de irradiancia	49
4.4.2 Caso 1.2: Velocidad de viento variable	54
4.4.3 Caso 2: Falla en terminales del inversor	55
4.5 Factibilidad económica del sistema PV	59
4.6 Referencias	60
5. Conclusiones	61
Aportaciones	63
Trabajos futuros	64
Apéndice A	65
Apéndice B	68

Índice de figuras

Fig.1.1.	Micro red conectada a la red de suministro eléctrico	16
Fig.2.1.	Funcionamiento general de sistema PV conectado a la red	22
Fig.2.2.	Sistema fotovoltaico aislado con generador opcional de respaldo	23
Fig.2.3.	Sistema de bombeo de agua con alimentación PV	24
Fig.2.4.	Configuración serie-paralelo, voltaje y corriente resultantes	25
Fig.2.5.	Dos arreglos serie-paralelo con las mismas características de voltaje y corrientes terminales, se utiliza la misma cantidad de módulos	26
Fig.2.6.	Circuito equivalente de una celda	26
Fig.2.7.	Voltaje, corriente y potencia disponible en una celda	28
Fig.2.8.	Simplificación de circuito de la celda fotovoltaica con $R_{sh} = \infty$	28
Fig.2.9.	Comportamiento de panel fotovoltaico para corriente (a) y potencia (b), al variar la irradiación en 400, 600, 800 y 1000 $[W/m^2]$, a temperatura constante de $25^{\circ}C$	30
Fig.2.10.	Comportamiento de panel fotovoltaico para corriente (a) y potencia (b), al variar la temperatura en 35, 25 y 10 $[^{\circ}C]$, a irradiancia constante de $1000W/m^2$	31
Fig.3.1.	Sistema aislado con almacenamiento en baterías	34
Fig.3.2.	Sistema PV conectado a la red de suministro eléctrico	34
Fig.3.3.	Esquema general de inversor DC/AC monofásico en puente H	35
Fig.3.4.	Flujo de corriente por disparos G1 Y G2 del puente H	36
Fig.3.5.	Apertura de IGBT 1 y 2, para conducción en diodos D3 y D4	37
Fig.3.6.	Tensión en los puntos a y b del esquema del inversor antes de pasar por el inductor	37
Fig.3.7.	Tensión a la salida del inversor después de pasar por el inductor	38
Fig.3.8.	Circuito equivalente de conmutación del inversor con conexión a la red	38
Fig.3.9.	Circuito equivalente de conmutación de tensión regulada	39
Fig.3.10.	Convertidor DC/DC	40
Fig.3.11.	Circuito básico del convertidor tipo Buck	41
Fig.3.12.	Ciclo de trabajo para apertura y cierre de la Fig.3.11	41
Fig.3.13.	Sistema fotovoltaico para alimentación de carga conectada a la red	43
Fig.4.1.	Topología típica de un TUMT	46
Fig.4.2.	Sistema fotovoltaico con conexión a la red	49
Fig.4.3.	Carga trifásica con conexión Y aterrizada conectada al sistema	49
Fig.4.4.	Cambio del valor de irradiancia caso 1.1	50

Fig.4.5.	Voltaje PV generado y terminales de entrada en inversor	51
Fig.4.6.	Potencia trifásica aportada por el inversor	51
Fig.4.7.	Potencia trifásica aportada por la red convencional	52
Fig.4.8.	(a) Voltaje trifásico de la Red y (b) Corriente trifásica de la Red	53
Fig.4.9.	Integración de generación eólica	54
Fig.4.10.	Falla en terminales del inversor	55
Fig.4.11.	Potencia activa del inversor durante la falla	56
Fig.4.12.	Potencia activa del generador eólico durante la falla	56
Fig.4.13.	Potencia aportada de la red en la falla	56
Fig.4.14.	Potencia reactiva en la MG	57
Fig.4.15.	Corriente en la carga	57
Fig.4.16.	Voltaje en la carga	58
Fig.4.17.	Corrientes de la red, del generador eólico y del inversor	58
Fig.A.1.	Descarga de batería de plomo-ácido. (a) Corriente de descarga nominal de 20 A/h y (b) para tiempo de descarga C/2.5, C/5, C/10, C/15, C/20 horas	65
Fig.A.2.	Arreglo de baterías serie-paralelo en un sistema fotovoltaico	66
Fig.A.3.	Irradiancia promedio por mes en zona Salt Lake City	67
Fig.A.4.	Diagrama de simulación (Simulink)	71

Índice de tablas

Tabla 2.1.	Datos de placa de panel fotovoltaico.	29
Tabla 2.2.	Comparación de paneles solares de marcas reconocidas, 2017.	32
Tabla 3.1.	Simulación de circuito Buck del convertidor DC/DC para regulación de una carga variable.	42
Tabla 3.2.	Análisis del diagrama unifilar de la Fig. 3.13	44
Tabla 4.1.	Inversores para diseño de MG.	48
Tabla 4.2.	Selección de PV.	48
Tabla.4.3.	Flujos de potencia activa del inversor a la Red.	53
Tabla 4.4.	Flujos de potencia con integración de generación eólica	54
Tabla 4.5	Costo de inversión inicial del sistema PV	59

Acrónimos

PV	Photovoltaic
GD	Generación Distribuida
DC	Direct Current
AC	Alternating Current
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracking
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
MG	Microgrid
TUMT	Tianjin University Microgrid Testbed
DFIG	Doubly Fed Induction Generator

Variables

a	Parámetro resultante de $kT_c A$
A	Factor de idealidad, distinguible entre germanio o silicio
$D1 - D4$	Diodos en antiparalelo del esquema del inversor
D_c	Ciclo de trabajo de conmutación del convertidor DC/DC
E_G	Energía del semiconductor en su banda gap
$G1 - G4$	Disparos de compuerta del esquema del inversor
$i_{a,b,c}$	Corrientes a, b, c que alimentan la carga
I	Corriente de la celda al cerrar el circuito
I_0	Corriente inversa de saturación
$I_{0\ ref}$	Corriente de saturación inversa calculada en condiciones de referencia
I_{GE}	Corriente aportada por el generador eólico
I_i	Corriente de entrada al convertidor DC/DC
I_{Inv}	Corriente aportada por el inversor
I_{Lc}	Corriente en el inductor de la carga
I_d	Corriente del diodo
I_{Lr}	Corriente en el inductor de acoplamiento de señal en el esquema del inversor
I_{MPP}	Corriente en el máximo punto de potencia de operación de la celda
I_o	Corriente de salida del convertidor DC/DC
I_{red}	Corriente aportada por la red de suministro convencional
I_{Rc}	Corriente de la resistencia de carga del esquema del inversor
I_{R_s}	Corriente de resistencia serie
I_{SC}	Corriente de corto circuito
I_{SEQ}	Corriente equivalente del arreglo fotovoltaico
I_λ	Fuente de corriente dependiente de la irradiación solar
$I_{\lambda\ ref}$	Corriente foto generada de referencia
k	Constante de Boltzmann
L_c	Inductancia de la carga del esquema del inversor
L_r	Inductancia de acoplamiento de señal
N_p	Numero de celdas conectadas en paralelo
N_s	Numero de celdas conectadas en serie
P_0	Potencia de salida del convertidor DC/DC
P_{AGE}	Potencia activa aportada del generador eólico
P_i	Potencia de entrada al convertidor DC/DC
P_{Inv}	Potencia activa aportada del inversor
P_{MPP}	Potencia máxima generada por la celda
P_{red}	Potencia activa inyectada a la red

P_{RGE}	Potencia reactiva aportada por el generador eólico
q	Carga del electrón
$Q1 - Q4$	Transistores IGBT del esquema del inversor
Q_{MG}	Potencia reactiva generada en la MG
R_c	Resistencia de la carga del esquema del inversor
R_S	Resistencia serie
R_{sh}	Resistencia paralelo
S	Radiación solar
$S_{a,b,c}$	Potencia consumida por las cargas a, b, c
S_{ref}	Radiación solar de referencia
SWV_{EQ}	Fuente equivalente de la conmutación de la tensión de PV
T	Periodo de señal de control del interruptor
T_c	Temperatura de la celda
$T_{c ref}$	Temperatura de la celda de referencia
t_{on}	Tiempo de encendido del interruptor del convertidor DC/DC
t_{off}	Tiempo de apagado del interruptor del convertidor DC/DC
V	Tensión en terminales de salida del circuito de la celda
V_o	Voltaje de salida del convertidor DC/DC
V_{ab}	Señal de voltaje en esquema del inversor antes de ser filtrada
V_{EQ}	Voltaje equivalente del arreglo fotovoltaico
V_i	Voltaje de entrada al convertidor DC/DC
V_{in}	Tensión constante a la entrada del convertidor DC/DC
$V_{Inv.}$	Voltaje de salida del inversor en el circuito equivalente
V_{OC}	Voltaje de circuito abierto
V_{red}	Voltaje de la red de suministro
V_{RC}	Voltaje de la resistencia de carga en el circuito equivalente del inversor
V_{RS}	Voltaje de la resistencia serie de la celda
V_{Lr}	Voltaje en el inductor de acople
Z_{L1}	Impedancia de la línea 1
Z_{L2}	Impedancia de la línea 2
μ_{ISC}	Coefficiente de corto circuito de la celda
Q_{perd}	Pérdidas de potencia reactiva
Q_{red}	Potencia reactiva inyectada a la red

Capítulo 1: Introducción

1.1 Antecedentes

La problemática actual del consumo de combustibles fósiles, los gases de efecto invernadero y la extinción de recursos no renovables ha ocasionado que el ser humano se incline por invertir en energías limpias, de las cuales destacan eólicas (viento), hidráulicas (ríos, presas), geotérmicas (calor de la tierra) y solares (celdas por efecto fotovoltaico). En particular, las celdas solares son dispositivos capaces de convertir directamente la energía solar en electricidad; la primera aportación fue realizada por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel, que en el año 1839 presentara sus estudios sobre el espectro solar, magnetismo, electricidad y óptica, formando así el pilar de las celdas fotovoltaicas. Posteriormente, Nikola Tesla presenta sus trabajos acerca de la estructura de los átomos, su comportamiento como partícula y como onda de luz. Más tarde estos trabajos se incorporarán a la investigación de Albert Einstein sobre el efecto fotoeléctrico para generar electricidad y en el año 1940 el inventor norteamericano Russell Ohl construye la primera fotocelda a base de silicio con un diseño que es utilizado hasta la actualidad [1] [2].

En un inicio la energía solar fotovoltaica solo podía utilizarse para aplicaciones de corriente directa, posteriormente con los avances tecnológicos en materiales, dispositivos y técnicas de control, la conversión de energía a través de convertidores de electrónica de potencia se extendió a la corriente alterna. Específicamente los convertidores DC/AC (inversor) hacen posible que una corriente de salida este en sincronía con la red eléctrica, teniendo así intercambio de potencia activa y reactiva, y como ventaja de esto, los sistemas fotovoltaicos aplicados en MG (micro redes) conectadas a la red convencional alcanzan mayor rentabilidad, comparado con MG aisladas que requieren de sistemas de almacenamiento de energía para compensar la intermitencia energética producida en los sistemas fotovoltaicos [3]. Se estima que en un futuro existan mayores interconexiones de MG a la red, aumentando la aplicación de energías limpias y la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia.

1.2 Descripción de micro redes

Las micro redes son sistemas de generación de energía eléctrica [4] [5] basado en la interconexión de distintas fuentes de generación distribuida con la finalidad de mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico, acercando la generación a la carga y en consecuencia la reducción de costos de producción y de transmisión en la red. Una de las ventajas de las micro redes, es la utilización de energía limpia, como se muestra en la Fig. 1.1, donde se tiene una topología basada principalmente en generación eólica y fotovoltaica que alimentan cargas de iluminación en DC y AC para diferentes usos. Esta MG cuenta con almacenamiento en baterías conectado junto con las PV y la generación eólica en DC a través de un bus de corriente directa, posteriormente, mediante la interconexión del inversor, la potencia generada se lleva a un bus en AC donde también se tiene generación eólica en AC con su respectiva interfaz de conexión. El bus AC cuenta con un respaldo opcional de un generador Diesel y conexión a la red para un intercambio de potencias, donde la potencia requerida por la carga AC es inyectada por la generación de la MG. Si existe un déficit de energía, la red suministra el faltante. En caso contrario, la MG inyecta potencia a la red y la diferencia entre lo consumido y lo inyectado, se monitorea por un medidor bidireccional, para una facturación neta.

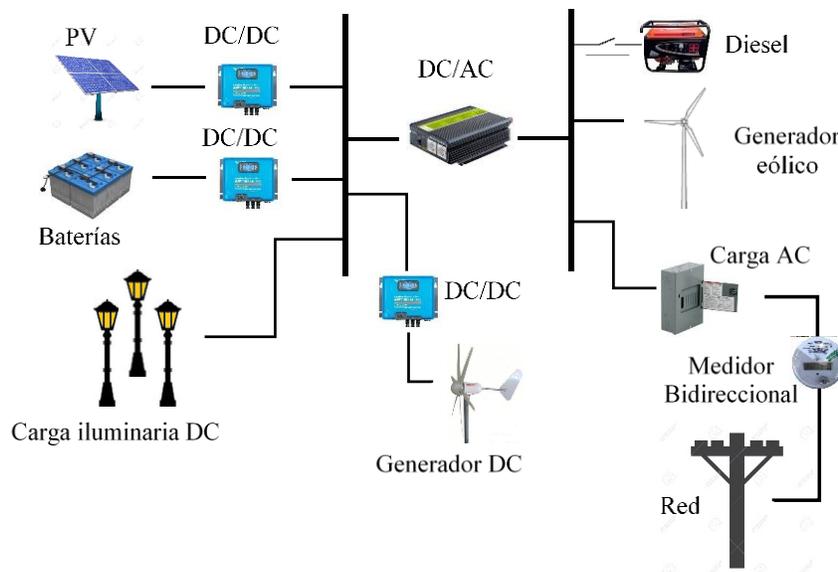


Fig. 1.1. Micro red conectada a la red de suministro eléctrico.

1.3 Análisis bibliográfico

En la actualidad se tienen ventajas de conexión de energía proveniente de fuentes renovables a la red a través de los sistemas de distribución [10], lo que permite ampliar su aprovechamiento. Por otra parte, la idea que apoya la formación de una micro red es un esquema que integre múltiples fuentes generadoras agregadas adecuadamente de manera confiable y económicamente viable, que se convierta en un sistema eléctrico operacional alimentando un conjunto de cargas [3]. Sin embargo, su planeación y operación es un tema abierto en desarrollo que admite nuevas propuestas de solución. Para ello es importante contar con una micro red reconfigurable, que sea el banco de pruebas para analizar las ventajas y limitaciones de una aplicación particular [11]. En todo el mundo se llevan a cabo una gran cantidad de trabajos de investigación enfocados en MG, para varios aspectos como coordinación de controladores [6], gestión de energía [7] y protecciones [8]. En Europa, se han construido varios bancos de pruebas de estas redes para el proyecto europeo “Microgrids”. La MG diseñada por la Universidad Técnica de Atenas, incluye sistemas fotovoltaicos, cargas controlables y aerogeneradores, en un diseño monofásico, y un sistema con tecnología multi agente (MAS) desarrollado para estimar el flujo de potencia y el consumo de energía, que permite analizar problemas operativos de las pequeñas unidades de DG de diferentes propietarios, que implican

dificultad en el control centralizado, además de la falta de instalaciones de comunicación dedicadas. DeMoTec en Alemania, se concentra principalmente en la integración de fuentes renovables utilizando un sistema de suministro híbrido modularmente aplicable y compatible con la red, enfrentando la problemática de ensamble de diferentes módulos producidos en serie de diferentes fabricantes [9]. En China los bancos de pruebas y demostraciones tienen un desarrollo robusto, como el banco construido por la Universidad Tecnológica de Hefei, que es una MG típica de generación distribuida, que incluye un esquema de diseño de hardware y software que cumple con los estándares IEC61970, para una estimación cronológica que ajusta la intermitencia de la DG y control PQ para calidad de la energía [4]. En Zhejiang Electric Power Test and Research Institute se establece un sistema en MG que utiliza un generador diésel como fuente de respaldo y un volante de inercia para un rápido equilibrio de energía, enfrentando problemas de intermitencia de energía en el sistema, mismo al que también aplican algunos experimentos de control y protecciones [9]. El banco de pruebas que propone la Universidad de Taijin denominado TUMT, es altamente reconfigurable y funcional, con características distintivas como la incorporación de múltiples portadores de energía como hidrógeno, gas natural, calor y múltiples fuentes de generación distribuida, tales como paneles fotovoltaicos; turbinas de viento y celdas de combustible, dejando estrategias abiertas a los investigadores sobre el control [11]. Mientras tanto, se han construido algunos proyectos de demostración en micro redes, como la prueba de integración de servicios distribuidos Mad River Microgrid, Nemiah Valley Microgrid y Ramea Microgrid en EE. UU. y Canadá [9]. El contar con una MG permite realizar diversos estudios necesarios para su diseño e implementación, por esto, este trabajo busca como una etapa inicial analizar una micro red reconfigurable para determinar ventajas y limitaciones de operación e implementación.

1.4 Planteamiento del problema

Para proponer una topología de MG confiable, se requieren determinar las ventajas y limitaciones de operación e implementación. En este sentido, se ha generado un mayor interés por investigar su comportamiento, ya que cada MG puede presentar características de operación y control diferentes debido a su topología. Por ende, las variables de mayor interés en una MG son: voltaje, corriente, potencias activa y reactiva. Estas variables deben ser analizadas en condiciones normales de opere

ración, con el propósito satisfacer la demanda conectada, esté o no esté conectada a la red eléctrica convencional. Además, la MG debe tener la capacidad de regresar rápidamente un estado operable cuando se presentan perturbaciones en la MG, ya que éstas pueden generar problemas adversos en los equipos que conforman la MG. Este trabajo se centra el análisis del comportamiento de una MG contactada a la red, en la cual se analizan las intermitencias de fuentes de generación renovables (solar y eólica) estado estable, así como ante condiciones de falla en la MG.

1.5 Objetivo

Analizar el funcionamiento de un sistema fotovoltaico para su incorporación como fuente de generación en una micro red, determinando ventajas y limitantes de su operación e implementación.

1.6 Propuesta

Diseño, modelado y simulación de una micro red basada principalmente en generación fotovoltaica aplicada a una carga residencial con interconexión a la red. Considerando que realizar pruebas físicas de una MG resulta costoso, se realizaran pruebas de simulación mediante el uso del software (Matlab-Simulink). El objetivo es conocer el comportamiento de las variables de interés. Posteriormente, se amplía el análisis con tecnología disponible y el dimensionamiento para una aplicación particular.

1.7 Organización de la tesis

- *Capítulo 1.* Se introduce la generación a partir de fuentes renovables motivado principalmente por los problemas actuales de contaminación. Los paneles fotovoltaicos aplicados al consumo residencial ofrecen una alternativa importante.

- *Capítulo 2.* Se presenta el funcionamiento de un sistema fotovoltaico, arreglos de paneles PV y modelado de una celda fotovoltaica, así como la tecnología disponible en el mercado.
- *Capítulo 3.* Se explica la relevancia de los inversores en las micro redes, su funcionamiento, modelado básico, dimensionamiento y operación en el sistema.
- *Capítulo 4.* Se analiza una micro red diseñada para una carga residencial la cual se encuentra conectada a la red de suministro eléctrico. Para analizar su operación se aplican pruebas por variación de irradiancia, cambio en la velocidad de viento y corto circuito trifásico.
- *Capítulo 5.* Se presentan las conclusiones generales de esta tesis.

1.8 Referencias

- [1]. Seifer Marc J, La guerra: Tesla vs Einstein. <http://www.lagazeta.com.ar>
- [2]. DMSolar, La historia de las celdas fotovoltaicas (2016). <https://www.dmsolar.mx>
- [3]. F. Katiraei, M.R. Iravani. Power Management Strategies for a Microgrid With Multiple Distributed Generation Units. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol 21, no. 4, pp1821-1831, November 2006.
- [4]. M. Meiqin et al., Testbed for microgrid with multi-energy generators, *IEEE 2008 Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, Niagara Falls, pp. 637-640.
- [5]. B. Zhao, X. Zhang, and J. Chen, Integrated microgrid laboratory system, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 2175–2185, Nov. 2012.
- [6]. R. Majumder, B. Chaudhuri, A. Ghosh, R. Majumder, G. Ledwich and F. Zare, Improvement of stability and load sharing in an autonomous microgrid using supplementary droop control loop, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 2, pp. 796–808, May 2010.
- [7]. F. Katiraei and M. R. Iravani, Power management strategies for a microgrid with multiple distributed generation units, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 4, pp. 1821–1831, Nov. 2006.
- [8]. V. Salehi, A. Mohamed, A. Mazloomzadeh and O. A. Mohammed, Laboratory-based smart power system, part II: Control, monitoring, and protection, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1405–1417, Sept. 2012.
- [9]. M. Barnes et al., Microgrid laboratory facilities, *IEEE 2005 International Conference on Future Power Systems*, Amsterdam, 2005, pp. 1-6.

- [10]. Zhirong Xu, Ping Yang, Chengli Zheng, Yujia Zhang, Jiajun Peng, Zhiji Zeng. Analysis on the organization and Development of multi-microgrids. *ELSEVIER. Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, no.2. June 2017
- [11]. Chengshan Wang, Xianshen Yang, Zhen Wu, Yanbo Che, Li Guo, Shuhuai Zhang, Yixin Liu. A Highly Integrated and Reconfigurable Microgrid Testbed with Hybrid Distributed Energy Sources. *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol 7, no. 1, pp. 451-459, Jan 2016.

Capítulo 2: Sistemas fotovoltaicos

2.1 Introducción

Un sistema fotovoltaico es un conjunto de dispositivos conectados entre sí para aprovechar la energía obtenida del sol convirtiéndola en energía eléctrica, que posteriormente es acondicionada a las necesidades de la carga. Típicamente, un sistema fotovoltaico contiene un convertidor electrónico, que se especifica para funcionar de manera interconectada a la red, o de manera aislada según su topología. En él se utiliza un control que asegura la calidad de energía en sus terminales de salida.

Existen diferentes topologías de red según la necesidad de la demanda, dentro de ellas destacan tres: la primera permite que la energía generada por los paneles fotovoltaicos sea inyectada directamente a la red, Fig. 2.1, donde los paneles suministran corriente continua al convertidor para que la energía se transforme en corriente alterna y sea enviada al edificio. Si la aportación de los paneles es menor a la demanda, el convertidor extrae la aportación faltante de la red y de esta manera se mantiene

alimentada la carga. Si existen excedentes por parte de los paneles PV, estos se inyectan a la red y se cuantifican por un medidor bidireccional. El convertidor además de mantener una buena calidad de la señal eléctrica y encargarse del intercambio de potencias, mantiene los paneles PV operando en su punto más eficiente respecto a sus curvas de corriente y voltaje [2].

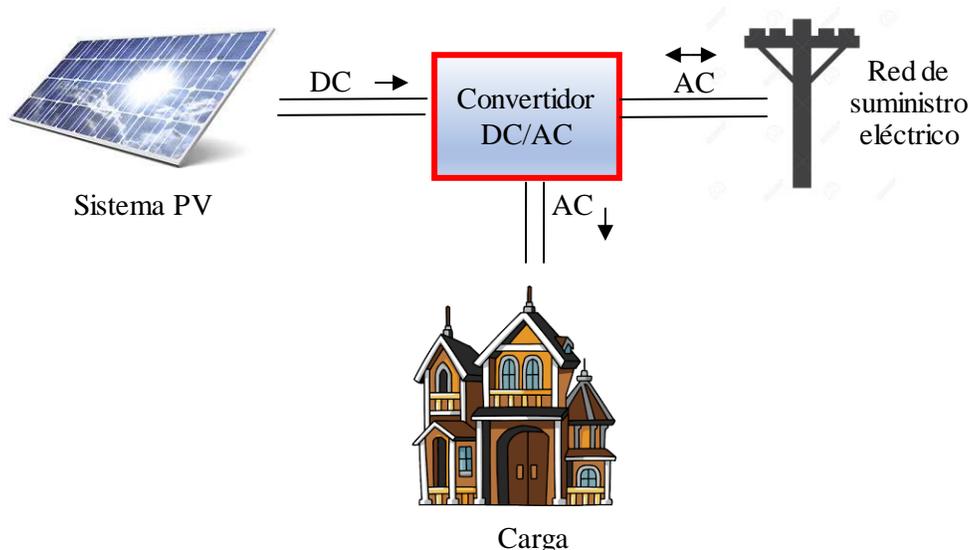


Fig. 2.1. Funcionamiento general de sistema PV conectado a la red.

Otra de las configuraciones se basa en un sistema autónomo, Fig. 2.2, que es un sistema fotovoltaico independiente de la red con almacenamiento en baterías y un generador como respaldo de energía. Este sistema en particular utiliza un inversor (convertidor CD /AC) para satisfacer la demanda en baja tensión, y a su vez permite recargar las baterías para situaciones donde la energía solar es insuficiente. Este tipo de sistemas alcanzan mayor rentabilidad en lugares remotos donde una alternativa es con respaldo de generadores de quema de combustible porque ampliar la red de suministros eléctrico público resulta muy costoso [2].

No es muy común encontrar la tercera configuración, pero ejemplifica la existencia de variaciones en el diseño de sistemas fotovoltaicos para cumplir las necesidades del consumidor. Este es un sistema con carga conectada directamente a la generación Fig. 2.3. Para esta configuración la generación fotovoltaica se conecta directamente a la carga sin baterías ni equipo de acondicionamiento de energía. Esta configuración se encuentra en aplicaciones bombeo de agua potable, en ella, los cables a la salida de la

fotocelda son conectados directamente a un motor DC, que en cuanto se obtiene radiación en la fotocelda, se produce el bombeo de agua. En este tipo de sistemas no se tiene almacenamiento de energía eléctrica, pero si es posible el almacenamiento de energía potencial en un tanque de agua en lo alto para su uso posterior. Implementar este tipo de sistemas resulta en un bajo costo de instalación, pero grandes desventajas en la aplicación [2].

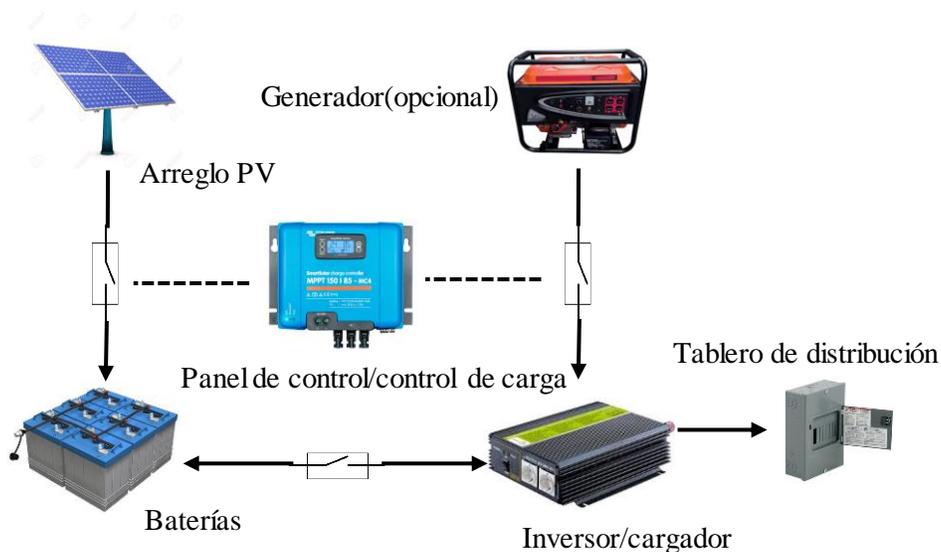


Fig. 2.2. Sistema fotovoltaico aislado con generador opcional de respaldo.

Implementar cualquier tipo de topología de red está ligado directamente con los requerimientos de la demanda, la tecnología disponible en el mercado y presupuesto. La importancia de conocer el comportamiento, compatibilidad y puesta en marcha de los componentes que integran un sistema fotovoltaico es tener una operación confiable que garantice condiciones similares a las de una red convencional y con una recuperación rápida de la inversión inicial. Para esto es necesario conocer las condiciones de generación de energía a partir de los paneles.

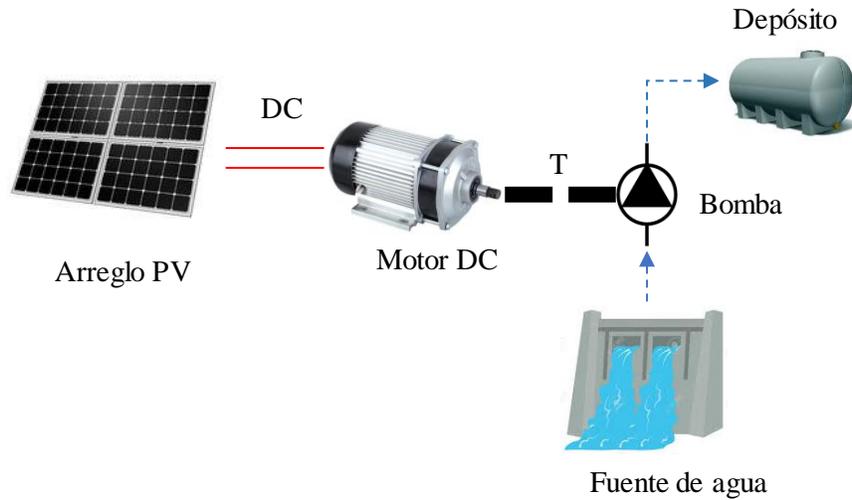


Fig. 2.3. Sistema de bombeo de agua con alimentación PV.

2.2 Generación solar y módulos fotovoltaicos

La energía solar que llega a la tierra se pierde en un 35% en la atmosfera y se estima que al nivel del suelo terrestre se tiene una capacidad de $1000\text{W}/\text{m}^2$. Esta energía solar se puede aprovechar por celdas fotovoltaicas para la producción de energía eléctrica. Su funcionamiento se basa en el efecto fotovoltaico que implica la transformación de la energía que irradia el sol en energía eléctrica sin la producción intermedia de calor [3]. Las celdas son parecidas a obleas que contienen materiales semiconductores. Internamente tienen dos bandas de energía, una denominada *permitida* y la otra *prohibida*. En la primera se encuentran las bandas de valencia y de conducción separadas por un espacio de energía, si un electrón brinca de una banda a otra deja un hueco. Este hueco puede considerarse una carga positiva, posteriormente, si se le aplica una corriente al semiconductor los huecos contribuyen a la corriente eléctrica y, con la presencia de un campo eléctrico produce que las partículas se muevan en direcciones contrarias y se polaricen las terminales de la fotocelda, de tal manera que cuando se ilumina se comporta como una batería con cargas acumuladas en los extremos opuestos del “chip”, que al cerrar el circuito fluye una corriente a través de él. La tensión y corriente aportada por cada celda se puede incrementar en los módulos PV.

Típicamente se construyen con material de silicón mono cristalino, con protección física de un vidrio anti reflexivo de un material especial sintético. Los módulos se montan en estructuras de aluminio ligero con el propósito de ubicar la mejor posición solar a fin de maximizar la obtención de radiación solar y el número de módulos a utilizar para un sistema se determina por la cantidad de potencia eléctrica demandada. Para los módulos se tiene conexión en serie para un incremento de voltaje y en paralelo para un incremento de corriente, Fig. 2.4. De los módulos se pueden formar arreglos PV constituidos por una configuración serie – paralelo, Fig. 2.5, alcanzando niveles de potencia más elevados [2].

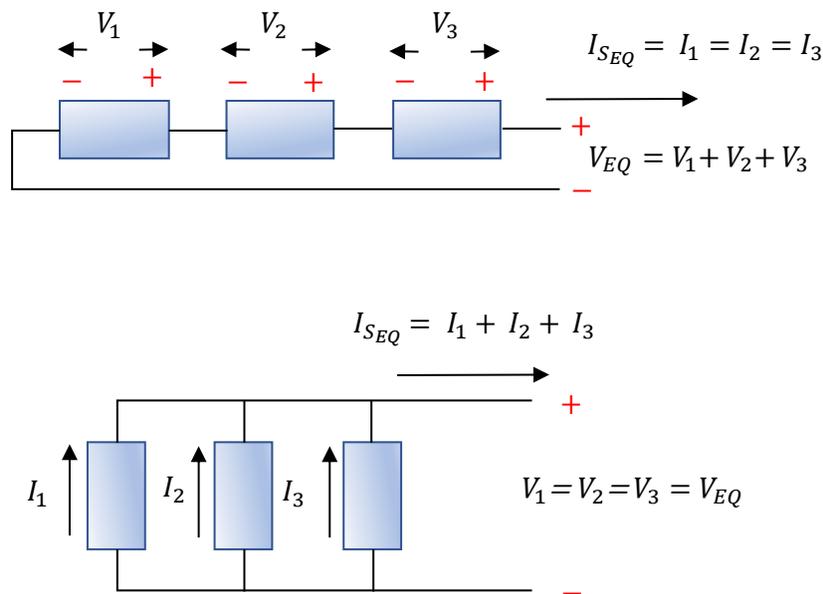


Fig. 2.4. Configuración serie-paralelo, voltaje y corriente resultantes.

La potencia eléctrica producida en los módulos PV depende directamente de la temperatura y radiación solar, razón por la cual es necesario un estudio previo de la zona de instalación que estime las condiciones de irradiación y temperatura durante el año. Estas condiciones son uno de los factores que determinan el número de paneles necesarios para solventar la potencia de consumo. Otro factor que determina la cantidad de paneles es su operación interna, además, determina la tensión y potencia de salida.

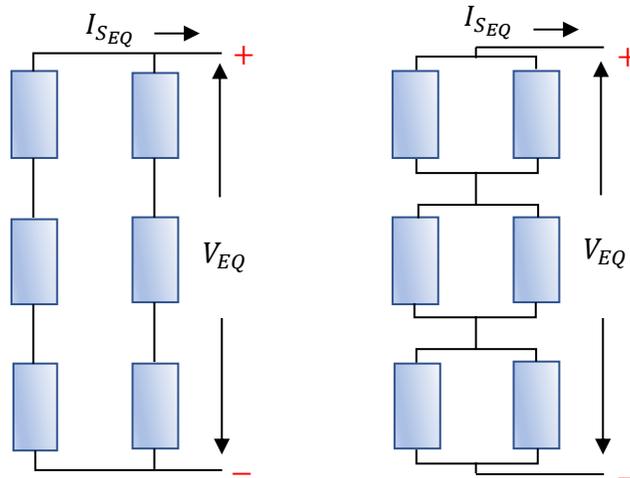


Fig. 2.5. Dos arreglos serie-paralelo con las mismas características de voltaje y corriente en terminales, se utiliza la misma cantidad de módulos.

2.3 Modelado, control y operación

El circuito eléctrico equivalente de una fotocelda, Fig. 2.6 [1][2], consta de un diodo, una resistencia en paralelo, una fuente de corriente variable dependiente de la temperatura ambiente e irradiación solar y una resistencia en serie que representa la resistencia interna del material al flujo de corriente. Se observa que la corriente proveniente de la fuente I_λ fluye entre el diodo, la resistencia en paralelo R_{sh} y la resistencia serie R_s , para formar en V el voltaje fotovoltaico de cada celda. El modelo matemático que describe el circuito se encuentra en función de la radiación solar y de la temperatura de la celda, para esto la corriente del diodo está dada por 2.0, y para el análisis de la corriente que de salida se tiene 2.1 y 2.2.

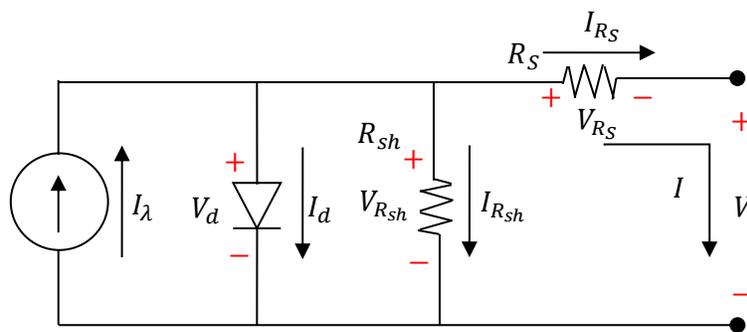


Fig. 2.6. Circuito equivalente de una celda.

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{q(V+I_{R_S}R_S)}{a}} - 1 \right) \quad 2.0$$

$$I = I_\lambda - I_d - I_{R_{sh}} \quad 2.1$$

$$I = I_\lambda - I_0 \left(e^{\frac{q(V+I_{R_S}R_S)}{a}} - 1 \right) - \frac{V + I_{R_S}R_S}{R_{sh}} \quad 2.2$$

$$I_\lambda = \frac{S}{S_{ref}} [I_{\lambda ref} + \mu_{ISC}(T_c - T_{c ref})] \quad 2.3$$

$$I_0 = I_{0 ref} \left(\frac{T_c}{T_{c ref}} \right)^3 e^{\frac{qE_G(1/T_{c ref} - 1/T_c)}{kA}} \quad 2.4$$

Donde I_d es la corriente del diodo; I_0 es la corriente inversa de saturación, que típicamente toma el valor de 100pA para celdas de silicón (2.4); “q” es $1.6 \times 10^{-19} C$, que es la carga del electrón y “a” es un parámetro proveniente de $a = kT_c A$, donde k es la constante de Boltzmann; T_c es la temperatura de la celda y A es el factor de idealidad correspondiente al tipo de material, silicio o germanio; R_S es la resistencia serie a la salida de la fotocelda; V es el voltaje en terminales de salida de la celda; I_S es la corriente serie asociada a la salida de la celda; I_λ es la corriente foto generada (2.3); R_{sh} es la resistencia en paralelo que representa las pérdidas internas o corriente de fuga a través del diodo.

La fuente variable de corriente foto generada está en función de la ec. 2.3, donde “S” representa la radiación solar; S_{ref} es la irradiación solar sobre un marco de referencia de $1000 W/m^2$, $I_{\lambda ref}$ es la corriente foto generada en condiciones de referencia y se puede tomar como la corriente de corto circuito ($I_{\lambda ref} = I_{SC}$); μ_{ISC} es el coeficiente de corto circuito dado por el fabricante para un coeficiente de temperatura. De igual manera la corriente de saturación está dada por la ec. 2.4, donde E_G es la energía del semiconductor en su banda gap e $I_{0 ref}$ es la corriente inversa de saturación en condiciones de referencia.

La Fig. 2.7 muestra la curva de comportamiento de una celda fotovoltaica frente a condiciones de máximo y mínimo voltaje de generación para una corriente máxima y mínima de aportación. Se hace la comparación con la curva de potencia donde se observan los puntos de voltaje-corriente en los cuales se tiene mayor potencia aprovechable de la celda. I_{SC} es la corriente de corto circuito; V_{OC} es el voltaje a circuito abierto; MPP el punto máximo de potencia; I_{MPP} es la corriente en el punto máximo de potencia; V_{MPP} es el voltaje en el punto máximo de potencia y P_{MPP} es la potencia en su punto máximo referenciado a la curva de potencia.

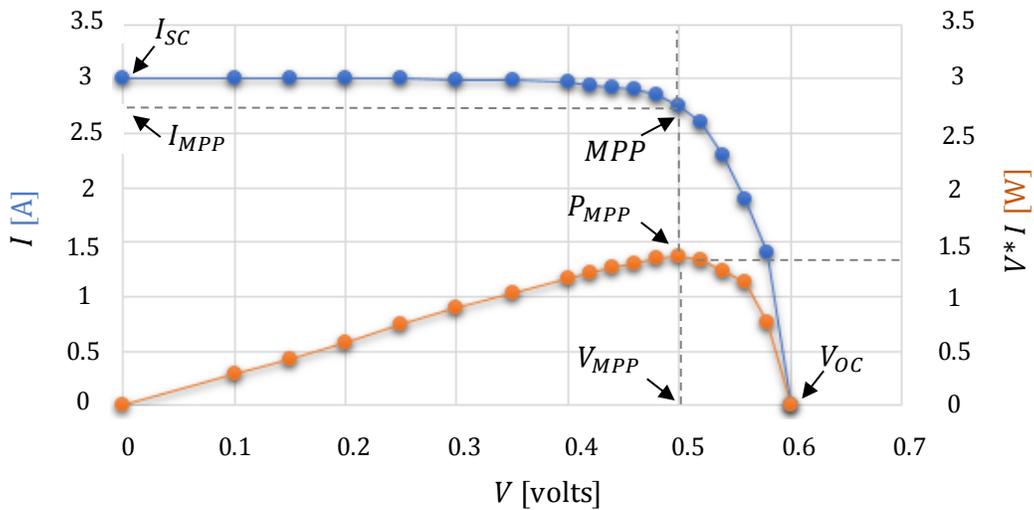


Fig. 2.7. Voltaje, corriente y potencia disponible en una celda [4].

De la Fig. 2.6 se tiene una simplificación por R_{sh} que representa las impurezas del silicio con variación insignificante a la corriente de salida de la celda, se considera $R_{sh} = \infty$. En la Fig. 2.8 se observa una fuente de corriente en paralelo al diodo y a su vez en serie con R_S . Esto conllevan a que solo sea necesario calcular la corriente que fluye por el diodo paralelo y la corriente que fluye por R_S , ec. 2.5-2.7 para determinar la tensión en terminales.

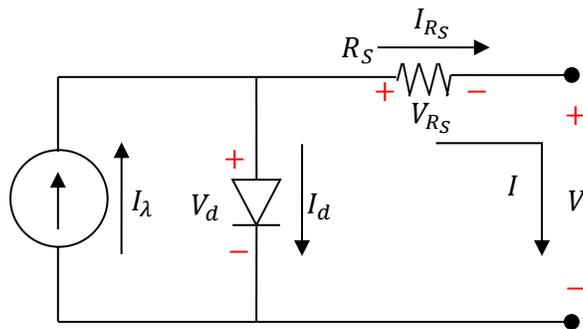


Fig. 2.8. Simplificación de circuito de la celda fotovoltaica con $R_{sh} = \infty$.

$$I = I_{\lambda} - I_d \quad 2.5$$

$$I = I_{\lambda} - I_0 \left(e^{\frac{q(V+I_{R_S}R_S)}{a}} - 1 \right) \quad 2.6$$

$$V = V_d - V_{R_S} \quad 2.7$$

Estos modelos representan el comportamiento de una sola celda fotovoltaica. En la práctica un sistema fotovoltaico emplea una cantidad mayor de celdas que forma un panel solar, donde las celdas se conectan en serie- paralelo para alcanzar niveles más altos de voltaje, corriente y potencia. Para determinar el modelo que contemple las conexiones serie-paralelo se utiliza 2.6 y se le aplican conexiones N_P y N_S paralelo y serie respectivamente resultando 2.8. Del mismo modo, la corriente inversa de saturación de referencia se llega a 2.9.

$$I = N_P I_\lambda - N_P I_0 \left(e^{\frac{q(V/N_S + I R_S R_S / N_P)}{a}} - 1 \right) \quad 2.8$$

$$I_{0 \text{ ref}} = \frac{I_{SC}}{\left(e^{\left(\frac{V_{OC}}{N_P * a} \right)} - 1 \right)} \quad 2.9$$

La Tabla 2.1 ejemplifica los datos de placa proporcionados por un proveedor. Con el objetivo de evaluar diferentes entornos de operación, se modifican los valores de irradiancia y temperatura. Para este panel fotovoltaico se obtienen las curvas de voltaje-corriente, Fig. 2.9a y voltaje-potencia, Fig. 2.9b. Se observa que en las curvas para diferentes irradiancias existe una modificación directa en el máximo punto de potencia que puede extraer el panel, comportamiento similar al teórico de la Fig. 2.7. Al analizar diferentes valores de temperatura, se observa que se tiene un mínimo impacto en el máximo punto de potencia, a diferencia del efecto por cambios de irradiancia, Fig.2.10.

Tabla 2.1. Datos de placa de panel fotovoltaico¹

MPP	220.0716[W]	I_d	$2.0953e^{-10}$ [A]
V_{OC}	36.72[V]	R_{sh}	352.3733[Ω]
I_{SC}	7.85[A]	R_S	0.32981[Ω]
V_{MPP}	29.82[V]	I_λ	7.8666[A]
I_{MPP}	7.38[A]	Factor de idealidad	0.97884
# de celdas	60	del diodo	
		Coeficiente de temperatura V_{OC} [%/°C]	-0.3534
		Coeficiente de temperatura I_{SC} [%/°C]	0.05535

¹ Módulo Solartech Energy SEC-220W-M6-G

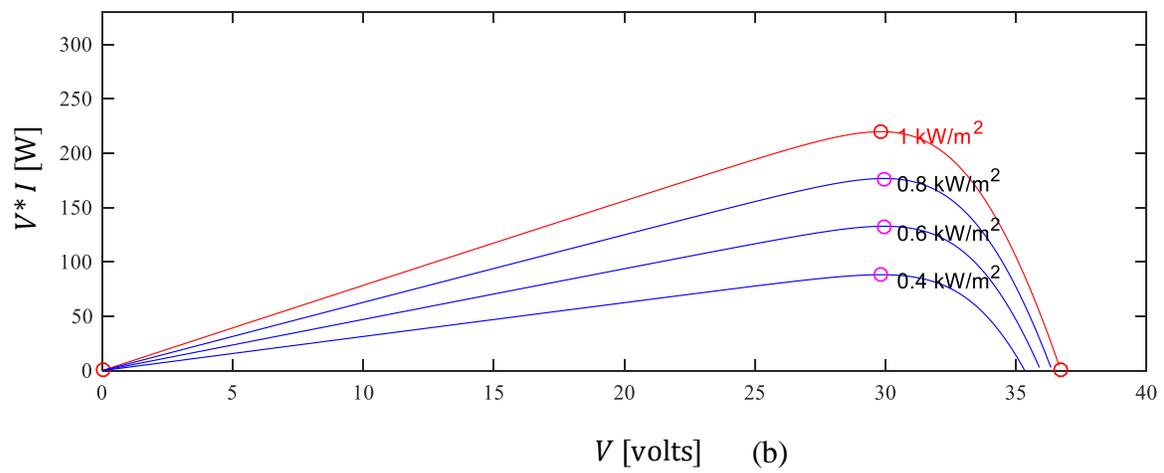
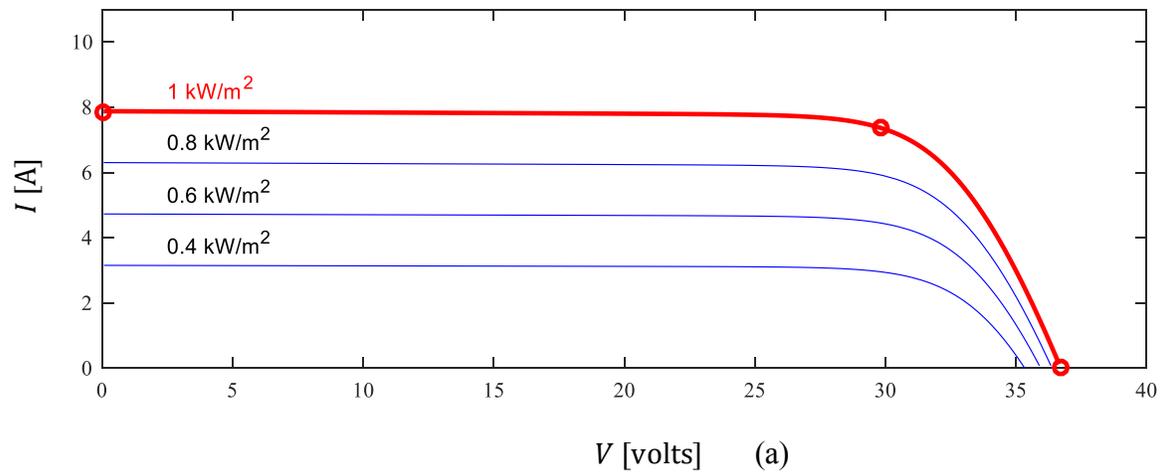


Fig. 2.9. Comportamiento de panel fotovoltaico para corriente (a) y potencia (b), al variar la irradiación en 400, 600, 800 y 1000 $[\text{W/m}^2]$, a temperatura constante de 25°C .

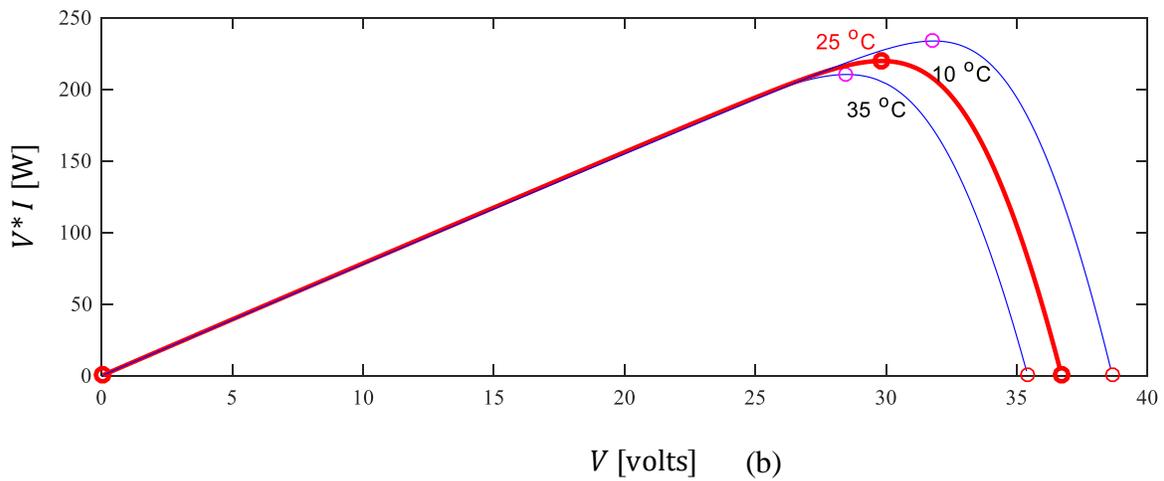
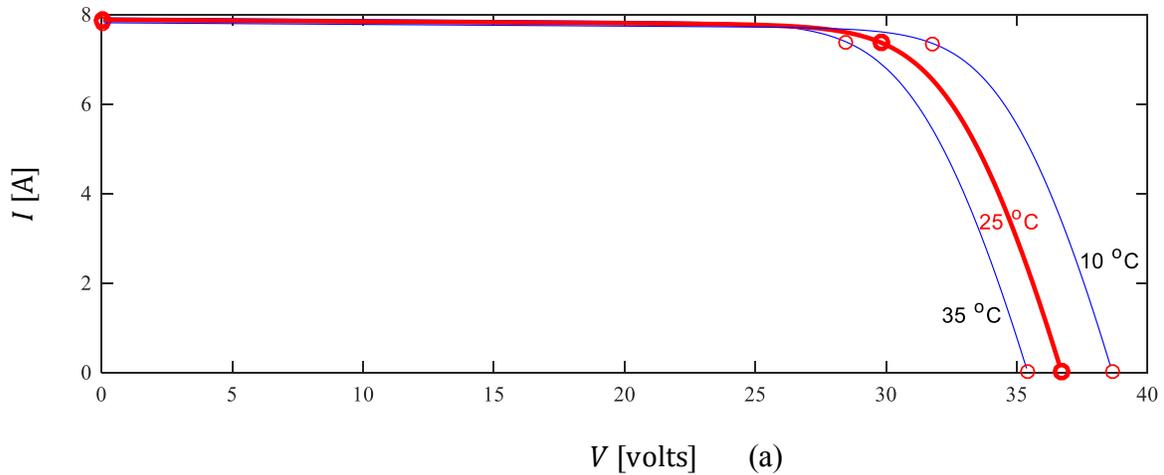


Fig. 2.10. Comportamiento de panel fotovoltaico para corriente (a) y potencia (b), al variar la temperatura en 35, 25 y 10 [°C], a irradiancia constante de 1000W/m^2 .

2.4 Tecnología disponible en el mercado

En el mercado de paneles fotovoltaicos se encuentran una gran cantidad de modelos y proveedores por todo el mundo, SunPower (USA), Panasonic-Sanyo (Japón), LG (Corea del sur), Solsonica (Italia), Trina Solar (China), algunos otros: Kyocera Solar, SolarWorld, Trinasolar, Yingli Solar, First Solar, Canadian Solar, Suntech, Sharp Solar y más. En la Tabla 2.2 se hace una comparación de 5 marcas de los paneles fotovoltaicos, se considera el panel de mayor potencia disponible en el mercado, así

como voltaje a potencia máxima, eficiencia, garantía y capacidad de trabajo en un periodo de 5 y 25 años [5].

Tabla 2.2. Comparación de paneles solares de marcas reconocidas, 2017.

Marca	Modelo	MPP	V_{MPP}	Eficiencia	Garantía	5 años	25 años
SunPower	SPR-X22-360	360[W]	59.1 [V]	19.8%	10 años	95%	80%
Pan-San	N330	330[W]	58 [V]	19.7%	10 años	95%	80%
LG	LG400N2WA5	400[W]	40.6 [V]	19.3%	12 años	95.8%	84.8%
Solsonica	S610SPP-260	260 [W]	30.35 [V]	15%	10 años	90%	80%
Trina Sol.	TSM- 365	365[W]	39.1 [V]	18.6%	10 años	90%	80%

La selección de un panel fotovoltaico adecuado depende del caso específico para cada ubicación, demanda eléctrica y preferencias. Además de que el panel fotovoltaico cumpla con las características de potencia, voltaje y condiciones de operación, también es conveniente contemplar el porcentaje de trabajo, valorado en porcentaje de eficiencia sobre la eficiencia inicial, al que podrá operar al paso de los años e incluirse en la estimación del sistema. Adicionalmente, si se instala el panel en un clima con lluvias y granizo es recomendable verificar el tipo de protección que se ofrece por diseño.

2.5 Referencias

- [1]. Felix A. Farret, M. Godoy Simoes. Integration of alternative sources. A John Wiley & Sons, Inc. Canadá. IEEE (2006)
- [2]. Gilbert M. Masters. Renewable and efficient electric power systems. A John Wiley & Sons, Company. Canadá. IEEE (2004)
- [3]. Foster Robert, Ghassemi Majid, Cota Alma. Solar Energy. Renewable Energy and the Environment. New Mexico State University. Editorial CRC Press (2010)
- [4]. Granada Gutiérrez Everardo, Díaz Guillen J.C., Jiménez Marco A., Osorio Mario. (2013) Modelado y simulación de celdas y paneles solares. *Latindex*, vol. 35, 17-22.
- [5]. Matlab. Simulink. Help. Documentation. PV Array (2014)

Capítulo 3: Inversor y la operación del sistema

3.1 Introducción

Históricamente los dispositivos que convierten de DC a AC se les denomina inversores, un esquema básico de su implementación se muestra en la Fig. 3.1, donde se tiene una topología de sistema aislado de la red. El sistema fotovoltaico se conecta a la batería y al inversor a través de un diodo polarizado que evita el retroceso de la corriente al panel. Esto permite almacenar la energía que el inversor no necesite en la batería, posteriormente, se utiliza en periodos de baja potencia del panel [1]. Para más información acerca del almacenamiento de energía para un sistema aislado véase apéndice A.

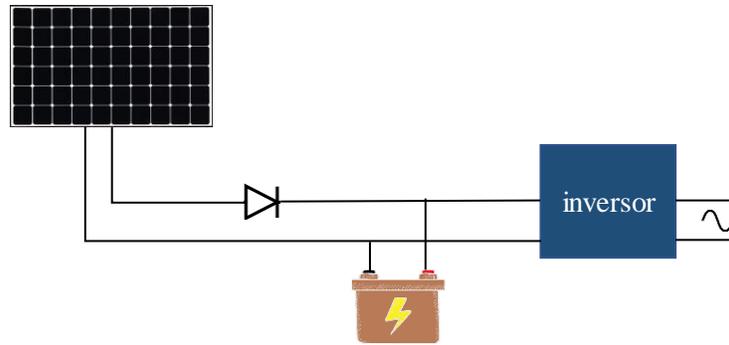


Fig. 3.1. Sistema aislado con almacenamiento en baterías

Utilizar baterías tiene limitantes debido a su costo beneficio, para esto existe una estrategia de respaldo utilizada en energías renovables. Consiste en una topología similar al de la Fig. 3.2., que utiliza a la red como sistema de respaldo para periodos donde el inversor tiene limitantes de potencia. La carga se alimenta a través de un tablero de distribución central, y se utiliza un medidor bidireccional que registra la diferencia de energía que se consume de la red menos la que se inyecta a la red. [1]

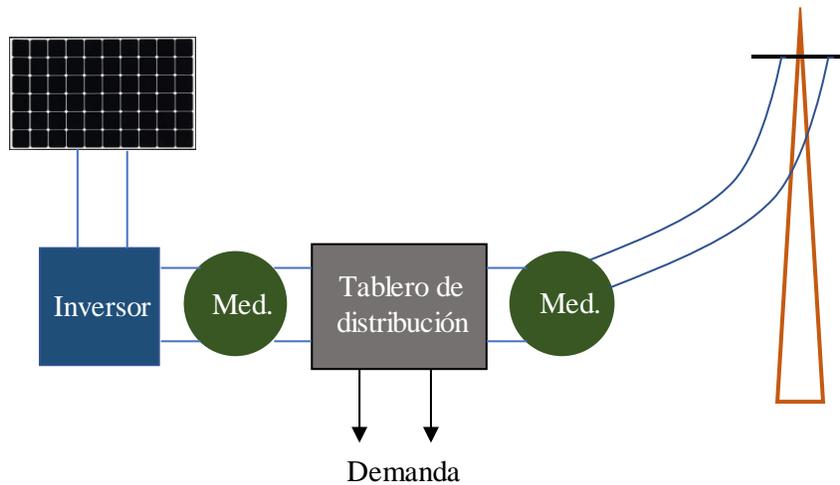


Fig. 3.2. Sistema PV conectado a la red de suministro eléctrico.

3.2 Operación y control del inversor

En la Fig. 3.3 se muestra el diagrama básico de conexión para una salida monofásica que utiliza transistores para la interrupción en DC, formando una señal AC, el resultado puede ser una onda senoidal pura, cuadrada o de señal modificada. La entrada al inversor es de corriente directa, que por efecto Joule entre más baja sea la corriente que circula menor serán las pérdidas por calentamiento. Existen inversores con sistemas MPPT para conexión a la red que se encargan de aprovechar la máxima potencia extraíble DC. Esto se logra mediante la aplicación de un cambio en la referencia de tensión de entrada, para mantener un mayor rango de tensión de alimentación, logrando así, alcanzar una mayor eficiencia en el dispositivo [2] y [3].

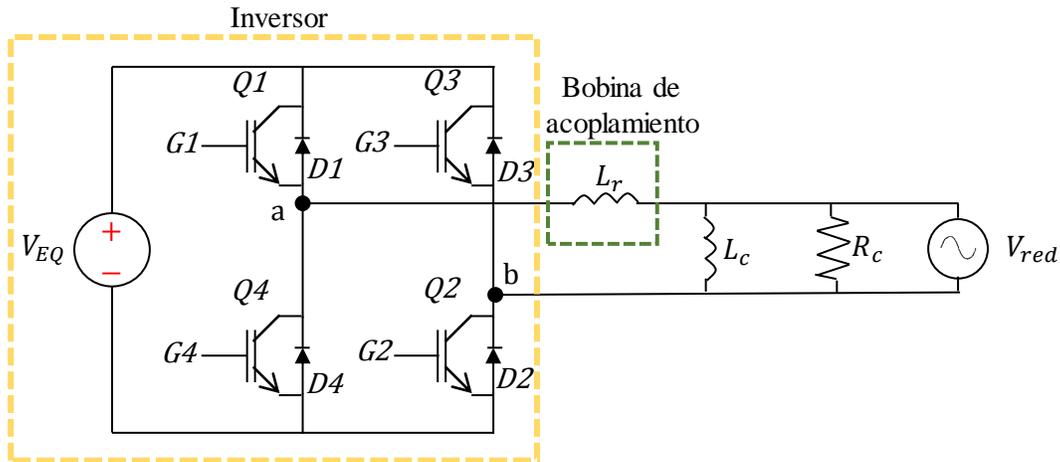


Fig. 3.3. Esquema general de inversor DC/AC monofásico en puente H.

Existe una amplia variedad de inversores con diferentes metodologías del control de disparo de los transistores, en el caso de la Fig. 3.3 se tiene un inversor de puente H monofásico con acoplo a la red mediante un filtro L_r . Este inversor está compuesto por un bus DC y un puente de dos ramas, donde cada rama contiene 2 interruptores que conmutan de acuerdo con la estrategia de control. Cada interruptor está compuesto por transistores IGBT ($Q1, Q2, Q3, Q4$), diodos en antiparalelo ($D1, D2, D3, D4$) y disparos de compuerta ($G1, G2, G3, G4$), que se conectan a la red V_{red} , y a una carga modelada por R_c y L_c .

Para formar el semi ciclo positivo con control de banda de histéresis, es necesario realizar dos recorridos, el primero del punto A al punto B, como se muestra en la Fig.

3.4. Cuando la corriente de salida del inversor supera el límite superior de la banda de histéresis, se debe ejecutar una acción de control que evite que la corriente salga de la banda de histéresis. La bobina L_r sobre la cual se ejerce un control de corriente debe aumentar la energía almacenada, y en este caso la corriente del inversor aumenta en magnitud pasando del punto A al B, para esto los IGBT 1 y 2 deben activarse para que el bus DC suministre energía a las bobinas L_r y L_c .

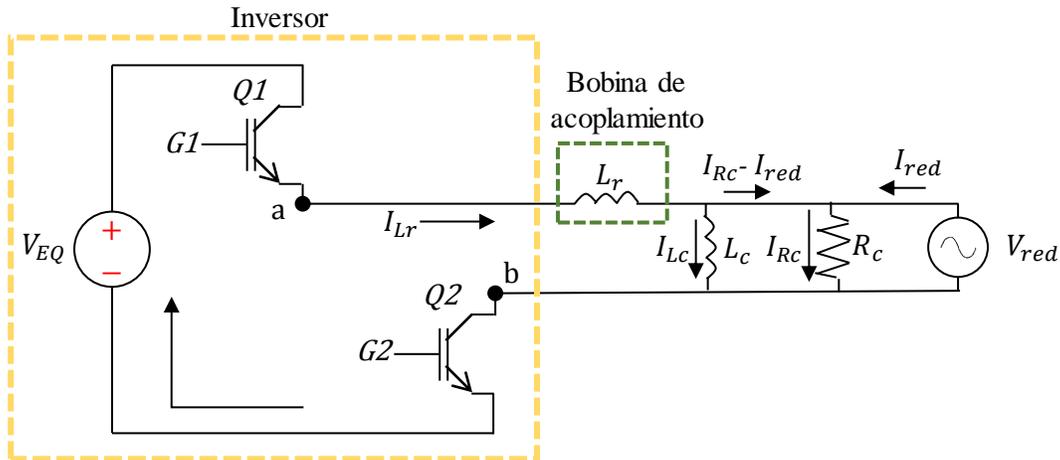


Fig. 3.4. Flujo de corriente por disparos G1 Y G2 del puente H.

Cuando la corriente de salida del inversor supera el límite inferior de la banda de histéresis, se ejecuta un control que evita que la corriente salga de la banda. La bobina L_r sobre la cual se ejerce el control de corriente del inversor, debe disminuir de magnitud de corriente almacenada, del punto B al C, para esto, se abren los IGBT 1 y 2, formando un circuito como el mostrado en Fig. 3.5. Que al abrir Q1, D4 se cierra para circular la corriente a través de D3 y D4, de tal manera L_r suministra energía al bus DC y al equivalente en la bobina L_c . La Fig. 3.6 muestra la señal cuadrada de salida de un inversor monofásico de doble nivel para una salida 240 V antes de pasar por el inductor (filtro), y en la Fig. 3.7 se muestra la salida de tensión del mismo inversor después de pasar por el inductor, mostrado en valores de voltaje pico.

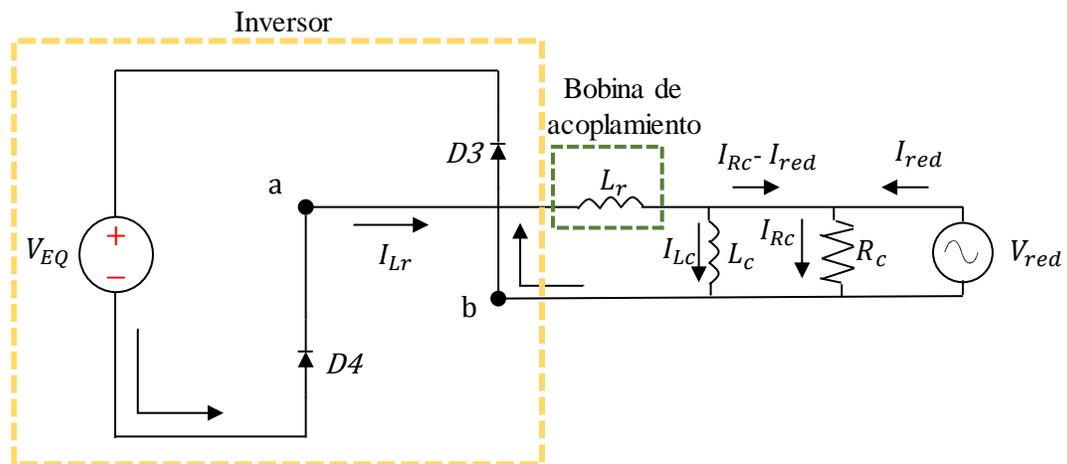


Fig. 3.5. Apertura de IGBT 1 y 2, para conducción en diodos D3 y D4.

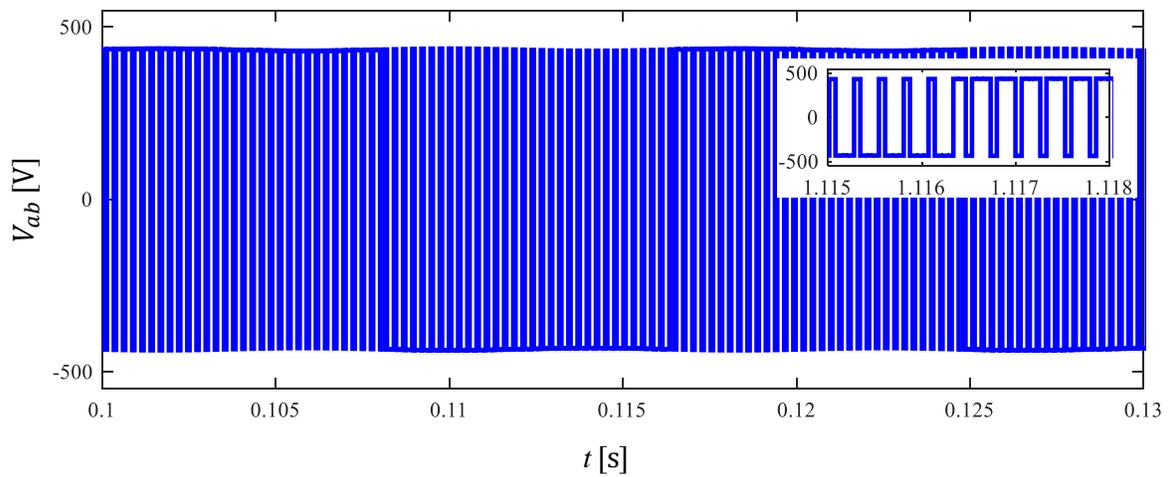


Fig. 3.6. Tensión en los puntos a y b del esquema del inversor antes de pasar por el inductor.

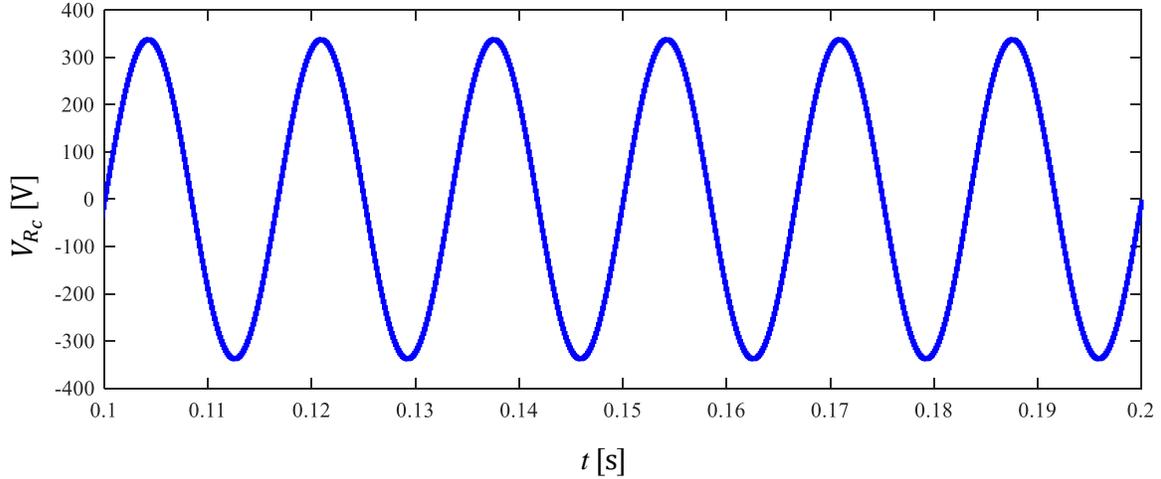


Fig. 3.7. Tensión a la salida del inversor después de pasar por el inductor.

La Fig. 3.8 muestra un análisis más general de operación del inversor, donde al despreciar pérdidas internas, se tiene la alimentación mediante V_{EQr} y a su salida un filtro LC que conecta a una carga R_C y a la red. Para la conmutación se toma un valor de 1 cuando el IGBT conduce o esta encendido, y un valor de 0 cuando el IGBT está apagado o no conduce, de tal forma que el circuito trabaja similar a dos interruptores abriendo y cerrando. El resultante de la conmutación se muestra en 3.1 y 3.2.

$$T_A = \{0 \text{ si } G1=0 \text{ y } G2=1 \quad 1 \text{ si } G1=1 \text{ y } G2=0\} \quad 3.1$$

$$T_B = \{0 \text{ si } G3=0 \text{ y } G2=1 \quad 1 \text{ si } G3=1 \text{ y } G2=0\} \quad 3.2$$

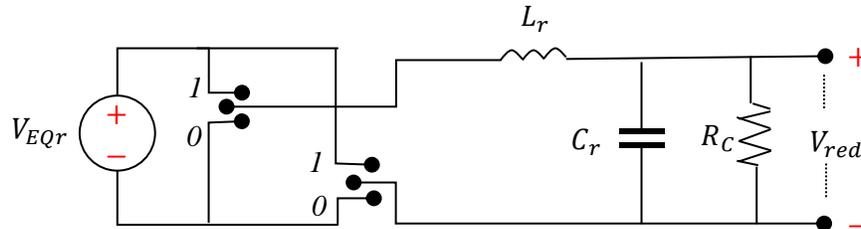


Fig. 3.8. Circuito equivalente de conmutación del inversor con conexión a la red.

Si se declara la conmutación como $SW = \{-1,0,1\}$ para relacionar la señal alterna formada a partir de la señal DC, se tiene el circuito equivalente, Fig. 3.9, donde por ley de voltajes de Kirchhoff resulta 3.3. La relación que guarda el voltaje del inductor es $V_{L_r} = L_r \frac{dI_{L_r}}{dt}$ y al sustituir en 3.3, da origen a la ec. 3.4. En 3.5 se obtiene la corriente del inductor por ley de corrientes de Kirchhoff. La relación que guardan I_C y I_{R_C} se expresa en 3.6 y 3.7, respectivamente. Al sustituir en 3.5 se tiene la corriente en el

inductor en términos del voltaje del capacitor y resistencia de la carga, expresado en 3.8.

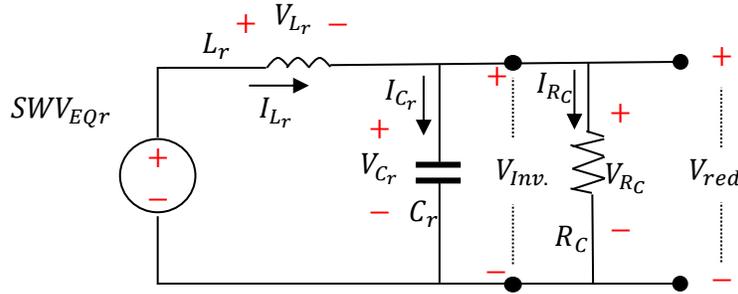


Fig. 3.9. Circuito equivalente de conmutación de tensión regulada.

$$V_{L_r} + V_{C_r} = SWV_{EQr} \quad 3.3$$

$$L_r \frac{dI_{L_r}}{dt} + V_{C_r} = SWV_{EQr} \quad 3.4$$

$$I_{L_r} = I_{C_r} + I_{R_C} \quad 3.5$$

$$I_{C_r} = C_r \frac{dV_{C_r}}{dt} \quad 3.6$$

$$I_{R_C} = \frac{V_{R_C}}{R_C} = \frac{V_{C_r}}{R_C} \quad 3.7$$

$$I_{L_r} = C_r \frac{dV_{C_r}}{dt} + \frac{V_C}{R_C} \quad 3.8$$

Para conocer el voltaje a la salida del inversor, de la ec. 3.3 se tiene que el voltaje del capacitor V_{C_r} tiene la misma tensión en la carga y a la salida del inversor. Al sustituir en 3.9, que es la primera derivada de la expresión 3.8, se obtiene 3.10, que es la relación que guarda el inversor a partir de las variables de conmutación de voltaje de entrada, inductancia, cambio de voltaje en el capacitor y resistencia en la carga.

$$\frac{dI_{L_r}}{dt} = C_r \frac{d^2V_{C_r}}{dt} + \frac{dV_C}{R_C} \quad 3.9$$

$$V_0 = V_c = SWV_{EQr} - L_r \left(C_r \frac{d^2V_{C_r}}{dt} + \frac{dV_C}{R_C} \right) \quad 3.10$$

La estimación de la eficiencia con exactitud de los componentes internos del inversor resulta complicada, debido a que la magnitud de carga conectada es un factor que

determina esta eficiencia. En la actualidad existen inversores con eficiencias mayores al 90%, aunque de manera general en pequeños inversores de sistemas aislados de la red se toma una eficiencia general del 85%. La expresión 3.11 muestra la relación que guarda la eficiencia respecto a las potencias de entrada y de salida.

$$\eta = \frac{P_{Inv}}{P_0} = \frac{P_0 - P_{p\acute{e}rdidas}}{P_0} \quad 3.11$$

3.3 Seguidor del máximo punto de potencia (MPPT)

La tarea principal de los circuitos MPPT es encontrar el punto de máxima potencia de operación de la generación de entrada. Estos circuitos son especialmente útiles en aplicaciones donde las cargas son motores de corriente continua, o bien se necesita una tensión DC con mínima variación en un nodo. Los seguidores de punto de máxima potencia son básicamente convertidores DC/DC y se pueden representar como se muestra en Fig. 3.10, donde la potencia de entrada en el convertidor está dada por: $P_i = V_i I_i$, y la potencia suministrada por el convertidor en la salida es $P_o = V_o I_o$. La relación entre la potencia de entrada y de salida define la eficiencia del convertidor DC/DC, $\eta = \frac{P_o}{P_i}$ [4].

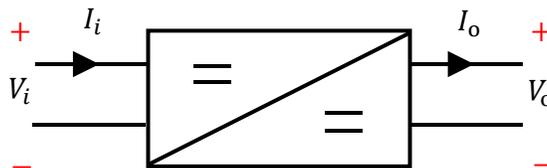


Fig. 3.10. Convertidor DC/DC.

En el seguidor, la entrada de impedancia del convertidor DC/DC debe adaptarse para forzar al generador DC a funcionar en el punto de máximo de potencia, del mismo modo la salida del convertidor también se adapta a las características especificadas de carga. Dependiendo de los requisitos de carga, la tensión de salida V_o puede ser inferior o superior a la tensión de entrada V_i . Por esta razón, los convertidores DC / DC existen en dos categorías básicas; reductores de tensión, también llamados convertidores de reducción y elevadores de voltaje, también llamados intensificadores

Un MPPT basados en un convertidor tipo Buck DC/DC se muestra en Fig. 3.11, donde se observa que el interruptor abre y cierra el circuito de entrada, y, en consecuencia, la tensión en el cátodo del diodo D1 forma una onda rectangular, misma que pasa por

un filtro LC de alta eficiencia, donde se obtiene un voltaje semi continuo en el nodo de salida igual al valor promedio de la forma de onda rectangular. D1 asegura un camino de retorno para la corriente del inductor cuando el interruptor está abierto forzando un bajo voltaje positivo en su terminal de cátodo. El valor promedio de la forma de onda rectangular se puede ajustar para controlar la duración de los estados encendido y apagado (t_{on} y t_{off}) del interruptor. Esta señal rectangular se muestra en la Fig. 3.12, para un ciclo de trabajo del 55% y una carga de 1Ω , Tabla 3.1.

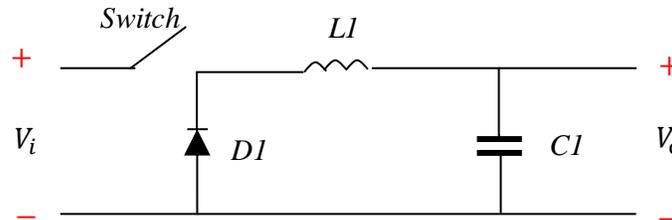


Fig. 3.11. Circuito básico del convertidor tipo Buck.

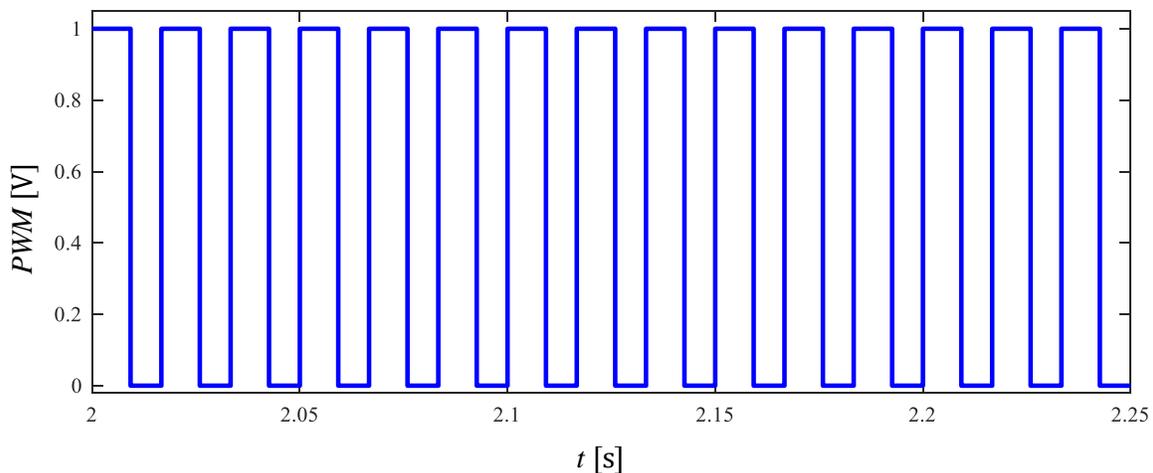


Fig. 3.12. Ciclo de trabajo para apertura y cierre de la Fig.3.11.

La señal de control del interruptor generalmente tiene un período constante T y el ciclo de trabajo, D_c definido como: $D_c = \frac{t_{on}}{T}$ es la variable. Cuando el interruptor está encendido, el diodo está polarizado en inversa y la corriente fluye a través del inductor y almacena energía. Cuando se abre, la corriente que aún fluye a través del inductor fuerza al diodo a encender durante el intervalo t_{off} . Si se considera un interruptor ideal con tensión de entrada instantánea constante, $V_{in} = V_i$, y una carga resistiva a la salida del convertidor, la tensión de salida media V_o está dada por la expresión 3.13

$$V_o = \frac{1}{T} \int_0^T v_o(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^{t_{on}} V_i(t) dt = D_c V_i \quad 3.13$$

Como el ciclo de trabajo es más pequeño que la unidad, el resultado en la expresión 3.13 significa que $V_o < V_i$. La tensión de salida del convertidor puede ajustarse a un valor determinado mediante la elección adecuada del valor del ciclo de trabajo. Si se considera un convertidor DC/DC ideal sin pérdidas de potencia, con una eficiencia $\eta = 1$, la potencia de entrada debe ser igual a la potencia de salida, $P_i = P_o$, y por consiguiente se guarda una relación de igualdad entre voltajes y corrientes $V_i I_i = V_o I_o$. De manera general para el ciclo de trabajo se tiene: $V_o / V_i = D_c = I_i / I_o$.

Con la finalidad de analizar la respuesta del circuito de la figura 3.11 y mantener una tensión constante a su salida, se simula este circuito con los siguientes parámetros: filtro LC de $H=0.5$ [mH], $C=3$ [F], carga resistiva de 10 [Ω], frecuencia de conmutación del PWM de 60hz y $V_i=14\text{V}$. Para un funcionamiento $\eta = 1$ se obtienen las mediciones de la Tabla 3.1, donde se observa que, para una carga constante, al variar el ciclo de trabajo, la tensión de salida disminuye proporcionalmente al ciclo de trabajo. Posteriormente, para ejemplificar la regulación de tensión del convertidor, a una carga variable, se mantiene una tensión constante en terminales de salida $V_o = 12\text{V}$ variando el ciclo de trabajo para el PWM.

Tabla 3.1. Simulación de circuito Buck del convertidor DC/DC para regulación de una carga variable.

Sin regulación de voltaje			Con regulación de voltaje		
Ciclo de trabajo	Carga	Tensión	Ciclo de trabajo	Carga	Tensión
100 [%]	10 [Ω]	14 [V]	8.68 [%]	50 [Ω]	12 [V]
75 [%]	10 [Ω]	13.85 [V]	11.3 [%]	25 [Ω]	12 [V]
50 [%]	10 [Ω]	13.68 [V]	25 [%]	5 [Ω]	12 [V]
25 [%]	10 [Ω]	12.85 [V]	55.5 [%]	1 [Ω]	12 [V]
10 [%]	10 [Ω]	9.78 [V]	88.5 [%]	0.5 [Ω]	12 [V]

3.4 Inversor interconectado a la red

Al integrar un inversor a la red, el cual alimenta una carga, se tiene un intercambio de flujos de potencia que pueden resultar faltantes o excedentes debidos a la variación de la carga, y a la intermitencia de la generación fotovoltaica. Debido a esto es necesario conocer las condiciones de generación y operación que se puedan presentar en esta interconexión. La Fig. 3.12 muestra el diagrama unifilar de la conexión de un inversor de voltaje que es alimentado por un arreglo fotovoltaico, el cual alimenta una parte de la demanda y el faltante en potencia es inyectado por la red.

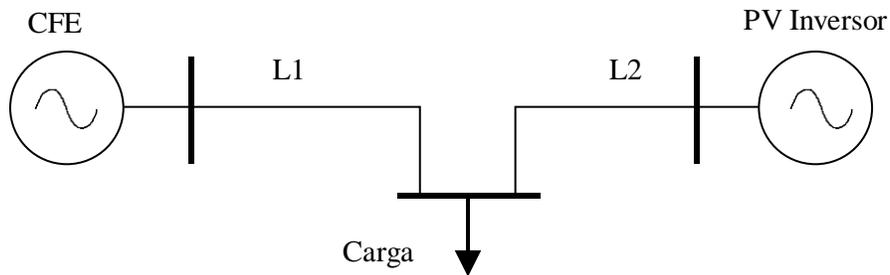


Fig. 3.13. Sistema fotovoltaico para alimentación de carga conectada a la red.

En la Fig. 3.13 se tiene una conexión de generación PV conectado mediante un inversor con potencia nominal de 3500VA que alimenta una parte de la demanda de la carga, que se conectada a la red, $S_{carga} = 10000 + j2000$ [VA]. Si la carga se mantiene constante, la potencia máxima que recibe de parte del inversor es de 3500 VA cuando las fotoceldas están es su punto máximo de operación. Los flujos de potencia faltantes son inyectados por la red. Las condiciones del sistema son: $V_{CFE} = 240V$, impedancias de líneas Z_{L1} y Z_{L2} son: $0.01646 + j0.004366$ [Ω] y $0.3292 + j0.008732$ [Ω], respectivamente. Mediante un análisis de flujos de potencia se obtienen la Tabla 3.2 que muestra las aportaciones por parte del inversor y de la red, así como pérdidas en la línea [5].

Tabla 3.2. Análisis del diagrama unifilar de la Fig. 3.13.

	Potencia		Tensión
	P [W]	Q [Var]	[V]
CFE	6884.03	1996	240
Inversor	3117	23.47	239.5
Carga	-10000	-2000	239.8
L1	-15	-20.514	
L2	-1	-14	

3.5 Referencias

- [1]. Robert E. Parkin. Building-Integrated Solar Energy Systems. CRC Press 2017.
- [2]. Muñoz Galeano Nicolás, Cano Quintero Juan B., López Lezama Jesús M. Teaching the Operation of Full Bridge Converters: Power Interchange Analysis between Inductors and Capacitors (2016). *Formación Universitaria*, 9(1), 117-124.
- [3]. Messenger Roger A., Ventre Jerry. Photovoltaic Systems Engineering. Third edition. CRC Press 2010.
- [4]. Castañer Luis, Silvestre Santiago. Modeling Photovoltaic Systems Using PSpice. Wiley 2002.
- [5]. Grainger John J., Stevenson Jr William D. Análisis de sistemas de potencia. McGRAW-HILL. 2001.

Capítulo 4: Micro red

4.1 Introducción

La multiplicación de unidades de recursos distribuidos en forma de generación distribuida ha producido el concepto de micro red. Una micro red se define como un grupo de unidades de generación y cargas, atendidas por un sistema de distribución, y puede operar en modo conectado a la red, modo aislado o una combinación de ambas. La idea que apoya la implementación de una MG es un modelo que consiste en múltiples generadores y cargas agregadas de una manera confiable y económicamente viable como un sistema eléctrico operacional. [1]. El diseño de una MG es previamente analizado a su implementación, un ejemplo de esto es la red de la Fig. 4.1. [2], denominada TUMT que es una topología que incorpora múltiples fuentes de energía de diferentes tipos, donde algunos de sus convertidores han sido diseñados específicamente con ciertas características y son capaces de cumplir diferentes requerimientos de investigación en micro redes AC/DC.

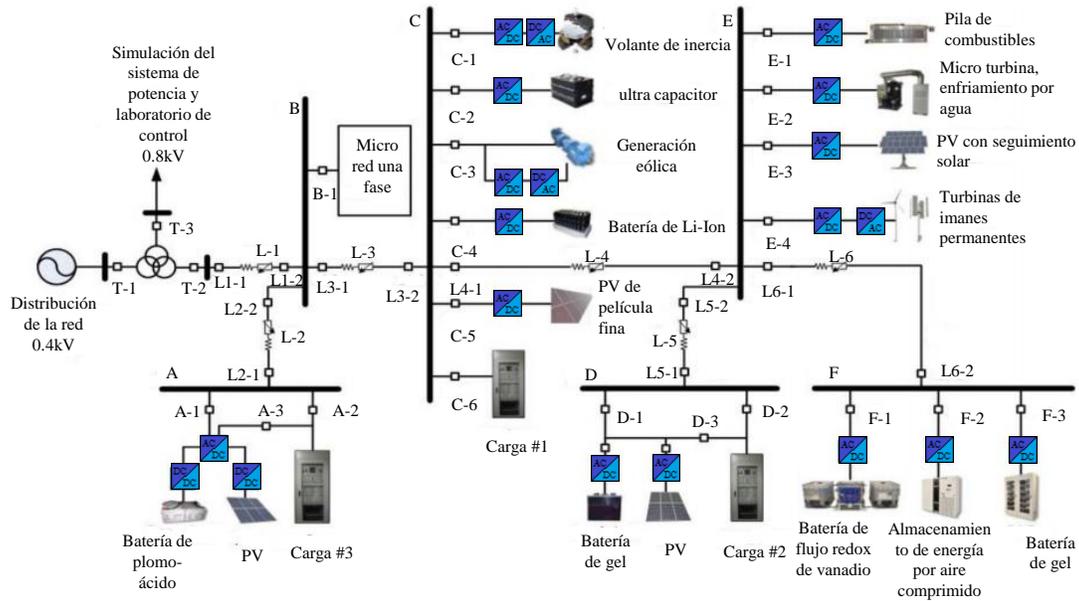


Fig. 4.1. Topología típica de un TUMT [2].

4.2 Diseño

Se plantea el diseño de una MG para una zona residencial que alimenta su demanda con generación fotovoltaica y generación eólica. Se planifica la MG con intercambio de flujos de potencia con la red convencional de suministro, la cual adquiere los excedentes de potencia no requeridos por la carga y viceversa. El dimensionamiento se basa en el consumo típico de usuarios residenciales en cierto horario del día. Para más información acerca del dimensionamiento de la carga véase apéndice B.

4.3 Componentes de la MG

La selección de los componentes que conectarán la MG está ligado a las necesidades de la carga. Del apéndice B se tiene que una carga máxima en horas pico alcanza 263.8 KW y en un consumo residencial se tiene un mínimo de factor de potencia de 0.9. La Tabla 4.1 muestra diferentes modelos de inversores con posibilidad de aplicación en la MG. Por mencionar alguno, se tiene el inversor SIEMENS, que cuenta con una salida de tensión en 120V, que suministraría la tensión directamente a la carga, con desventaja de estar sobrado en potencia de diseño, lo cual aumenta su precio. Se tiene un inversor Schneider GT100-208 en conexión en paralelo para alcanzar una potencia de 300KW, pero con la desventaja de que cuenta con una compensación muy baja de $FP=0.9$. El inversor ABB satisface las necesidades de demanda y cumple con las condiciones operativas para su implementación, aunque es necesario un transformador de 380/208VAC alrededor de 300KVA para su implementación en este tipo de aplicación. La selección del inversor depende en gran medida del diseñador, que contempla los parámetros de cada uno.

La selección de los paneles para formar la matriz fotovoltaica que alimente el inversor, depende en gran medida del diseñador, que contempla la tensión y corriente que alimenta al inversor. La Tabla 4.2 muestra algunos de los posibles paneles que cumplen con los requerimientos para formar la matriz. Por mencionar alguno, el panel SPR-X22-360 para un inversor GT250-480 con carga de 203.8 KW (apéndice B), tiene una tensión nominal de 425 V, seleccionada entre un rango MPP de 300-480 V del inversor. La tensión necesaria en serie del arreglo es: $425V/59.1V \approx 7$ paneles y $7 * 59.1V = 413.7V$. Las líneas en paralelo del arreglo PV se dimensionan para la corriente requerida por el inversor entre el valor I_{MPP} que aporta cada panel. Esto resulta en: $250KW/413.7V = 614A$ y $614A/6.09A \approx 101$ paneles.

Tabla 4.1. Inversores para diseño de MG.

Datos técnicos	SIEMENS	ABB	Schneider	Schneider	HUAWEI
Modelo	350M	PVI-267.0-TL	GT100-208	GT250-480	SUN200036KTL
Entrada DC					
Tensión en MPP	450-750 VDC	570-800 VDC	300-480 VDC	300-480 VDC	480-850 VDC
Tensión Max	900VDC	1000 VDC	600 VDC	600 VDC	1000 VDC
Potencia de entrada	373kw	393kw	166kw	416kw	40.8kw
Corriente de entrada	820A	492A	347A	867A	88A
Corriente corto DC/AC	1000A/630A	500A/450A	460A/1100A	1214A/1400A	30(4) A/78.8A
Número de entradas	4	4	4	8	4
Corriente por	250A	123A	87A	109A	22A
Salida AC					
Conexión	3Φ 120/400	3Φ 380V	3Φ 208V	3Φ 480V	3Φ 230/400
Frecuencia	60Hz	50/60Hz	60Hz	60Hz	60Hz
Pot. nominal	357KW	267KW	100KW	250KW	36KW
Corriente	518A	405A	270A	301A	57.8A
Rendimiento	96.5%	98%	96.2%	96.8%	98.8%
Ajustable FP	0.90	0.90	0.99	0.99	0.8
Condiciones ambientales					
T. ambiente	0-50 °C	-10/60 °C	-15/50°C	-15/50°C	-25/60°C
Humedad sin	Max 85%	Max 90%	Max 95%	Max 95%	Max 100%

Tabla 4.2. Selección de PV.

Marca	Modelo	MPP	V_{MPP}	Eficiencia	V_{OC}	I_{SC}	I_{MPP}
SunPower	SPR-X22-360	360[W]	59.1 [V]	19.8%	69.5[V]	6.48[A]	6.09[A]
Pan-San	N330	330[W]	58 [V]	19.7%	69.7[V]	6.07[A]	5.7[A]
LG	LG400N2WA5	400[W]	40.6 [V]	19.3%	49.3[V]	10.47[A]	9.86[A]
Solsonica	S610SPP-260	260[W]	30.3 [V]	15%	37.82[V]	9.08[A]	8.55[A]
Trina Sol.	TSM- 365	365[W]	39.1 [V]	18.6%	47.3[V]	9.88[A]	9.35[A]

4.4 Arquitectura de la MG

El análisis de una arquitectura de MG permite verificar su operación, eficiencia y sustentabilidad. Para esto es necesario realizar pruebas de los componentes que integran la MG. La Fig. 4.2 muestra una arquitectura de interconexión de paneles fotovoltaicos a la red, en la cual, se realiza un análisis que muestra la eficacia y sustentabilidad del sistema.

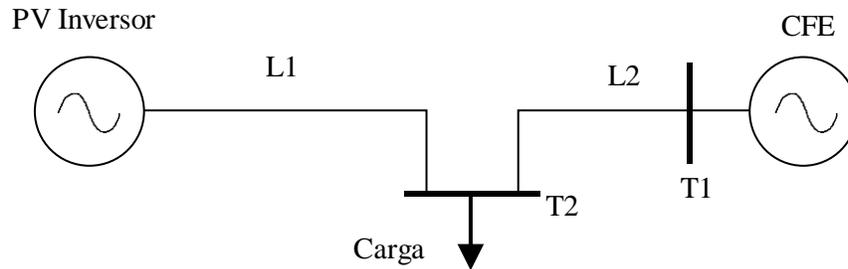


Fig. 4.2. Sistema fotovoltaico con conexión a la red.

4.4.1 Caso 1.1: Cambio de irradiancia.

El voltaje en el nodo de carga está puesto a 127VAC, Fig. 4.3. La carga es de tipo residencial y tiene una conexión trifásica balanceada en estrella aterrizada como se muestra en la Fig. 4.3, donde el valor de potencia total es de 120KW, con un factor de potencia unitario. Estos valores se utilizan como caso base para desarrollar el estudio que ejemplifica el desempeño de la MG, al medir su tensión y potencia entregada a la carga frente a efectos de variación de irradiancia que simulan las perturbaciones solares durante el día.

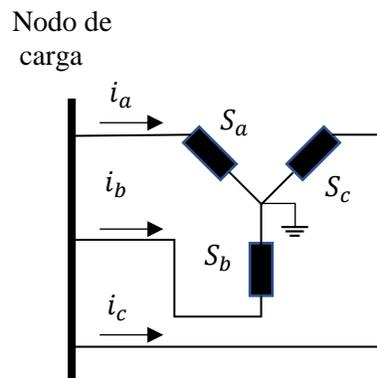


Fig. 4.3. Carga trifásica con conexión Y aterrizada conectada al sistema.

Se utiliza el inversor “GT250-480” de la Tabla 4.1, para una conexión trifásica y una tensión de 480V de salida. Se tiene un arreglo PV formado por paneles “LG400N2WA5” de la Tabla 4.2, y se utilizan dos transformadores T1 y T2 con relación de transformación de 25KV/480V@ 47MVA y 480V/208V@ 300KVA respectivamente. Para este análisis no se considera la impedancia de línea.

La Fig. 4.4 muestra para el comportamiento solar durante el día, que ejemplifica una perturbación al sistema. Inicia la irradiancia con un valor de 500 W/m^2 y, posteriormente, en $t= 0.1\text{s}$ asciende a un valor máximo de 900 W/m^2 , que representan el periodo de irradiancia presentado a medio día. Posteriormente la irradiancia comienza a descender a un valor de 200 W/m^2 en $t= 3\text{s}$, representando el periodo del atardecer.

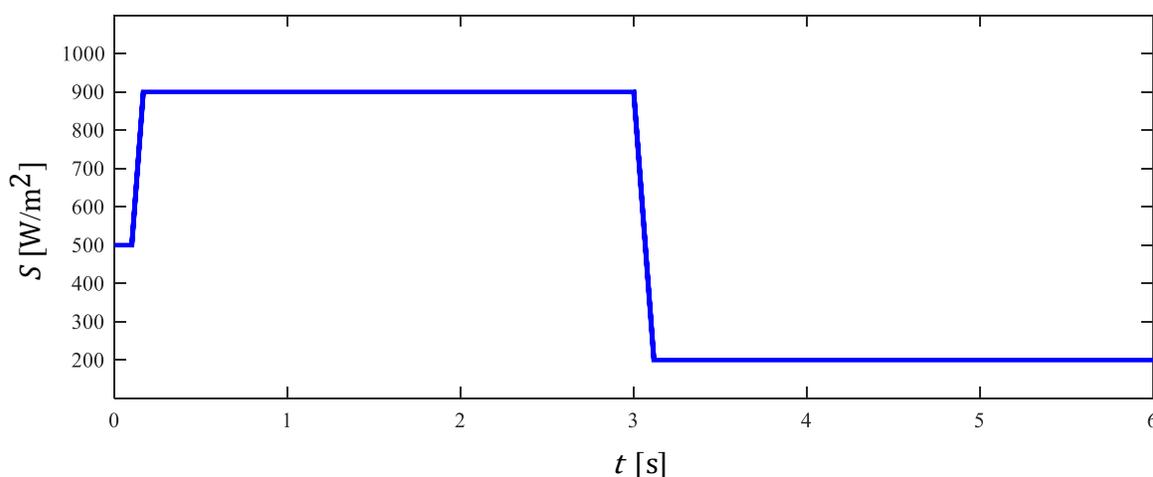


Fig. 4.4. Cambio del valor de irradiancia caso 1.1.

En la Fig. 4.5 se observa la tensión generada proveniente del arreglo fotovoltaico formado de paneles LG400N2WA5. Este arreglo está compuesto por 11 paneles en serie con una tensión de 446.6V y 57 paneles paralelos, equivalente a un máximo de corriente de $I_{MPP} = 559.785\text{A}$ para una potencia máxima generada por el inversor de 250 KW. Durante esta prueba, la tensión DC del PV apenas se muestra afectada con la modificación de la irradiancia. La fluctuación de voltaje es menor de 20V, lo que indica que la tensión se encuentra en el rango del MPP permitida por la entrada del inversor.

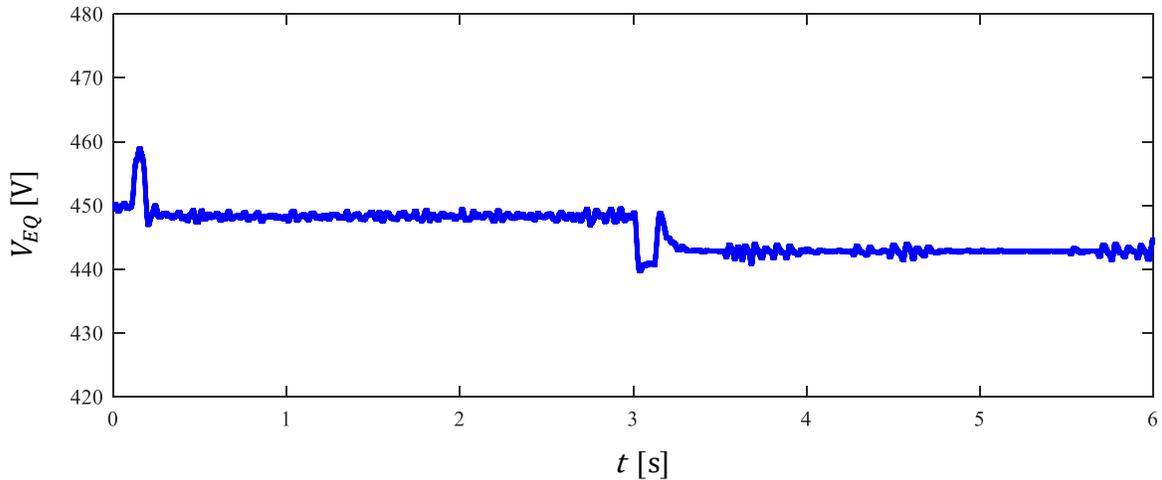


Fig. 4.5. Voltaje PV generado y terminales de entrada en inversor.

La Fig. 4.6 muestra la potencia trifásica generada por el inversor, misma que es entregada a la carga constante de 120KW y a la red de suministro. Con la misma perturbación aplicada de la Fig. 4.4, el inversor presenta un máximo de aportación de 220KW de $t=0.1$ s a $t=3$ s. Esta potencia alimenta la carga y su generación sobrante es inyectado a la red, como se muestra en la Fig. 4.7. En $t=3$ s el flujo de potencia de la red convencional cambia de 100KW a -71KW. Este efecto también es apreciable cuando, al inyectar corriente de parte de la red, se tiene un cambio del sentido de la corriente respecto al voltaje, como se muestra en $t=3$ s y $t=3.15$ s de la Fig. 4.8.

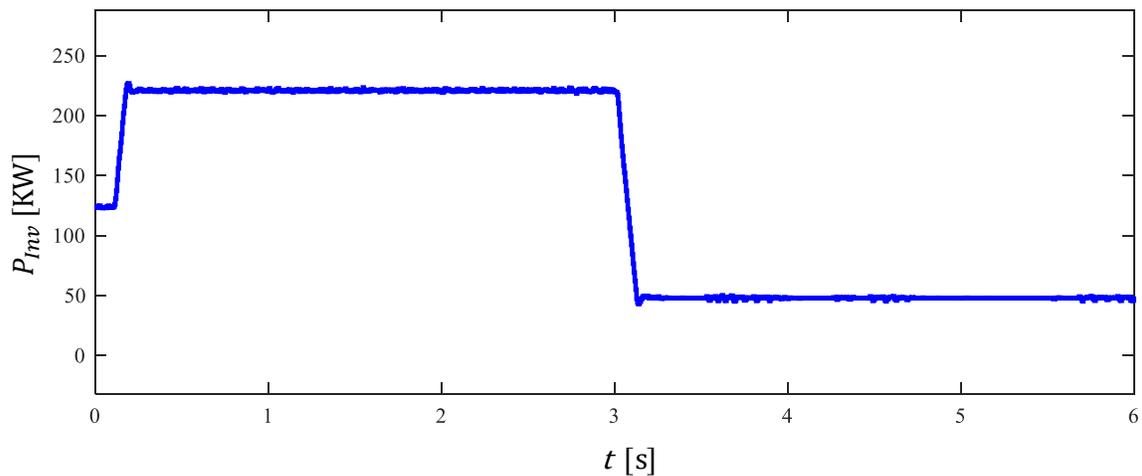


Fig. 4.6. Potencia trifásica aportada por el inversor.

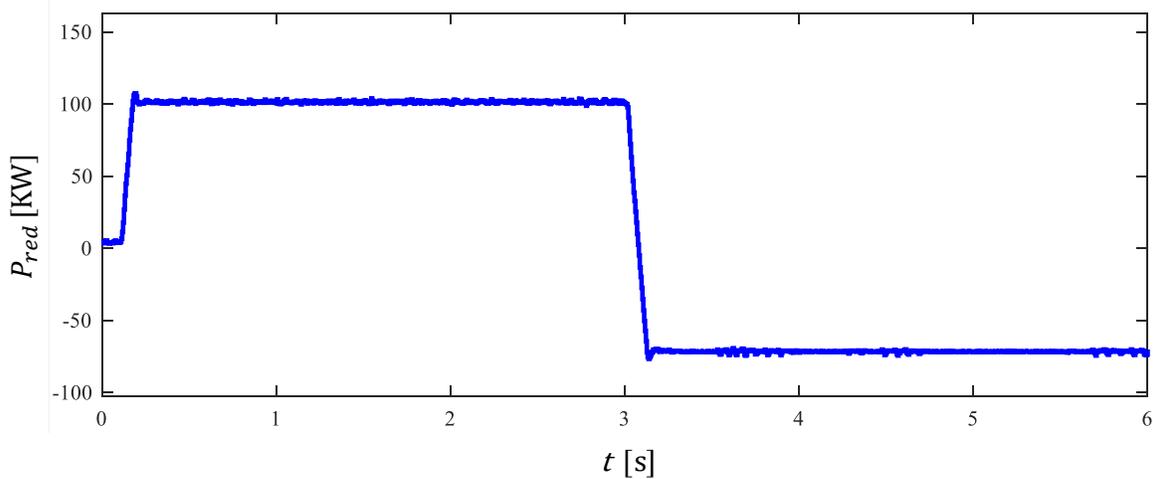


Fig. 4.7. Potencia trifásica aportada por la red convencional.

La Fig. 4.8 (a) y (b) presenta la tensión trifásica y la corriente trifásica en el bus de la red convencional, respectivamente. En el intervalo de tiempo de $t=2.95$ s a 3.2 s se observa el cambio de dirección que sufre la corriente en la red de suministro después de la caída de potencia del inversor en $t=3$ s. El cambio de sentido de la corriente respecto al voltaje, comprueba en este caso, que el flujo de potencia es satisfactorio para diferentes irradiancias presentes en el sistema, manteniendo así la MG en operación. La Tabla 4.3 muestra las aportaciones de potencia, para diferentes valores de irradiancia. Si la potencia trifásica de la red convencional es negativa, hace referencia a que la potencia se está aportando a la carga. En caso contrario la potencia sobrante que genera el inversor se inyecta a la red convencional, manteniendo siempre alimentada la carga, con una frecuencia de operación asociada a la red convencional.

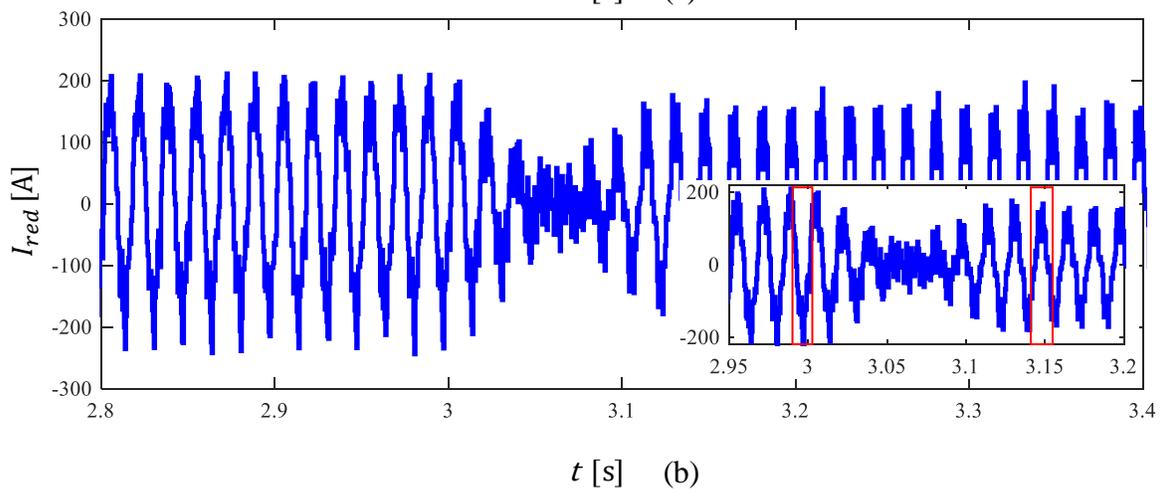
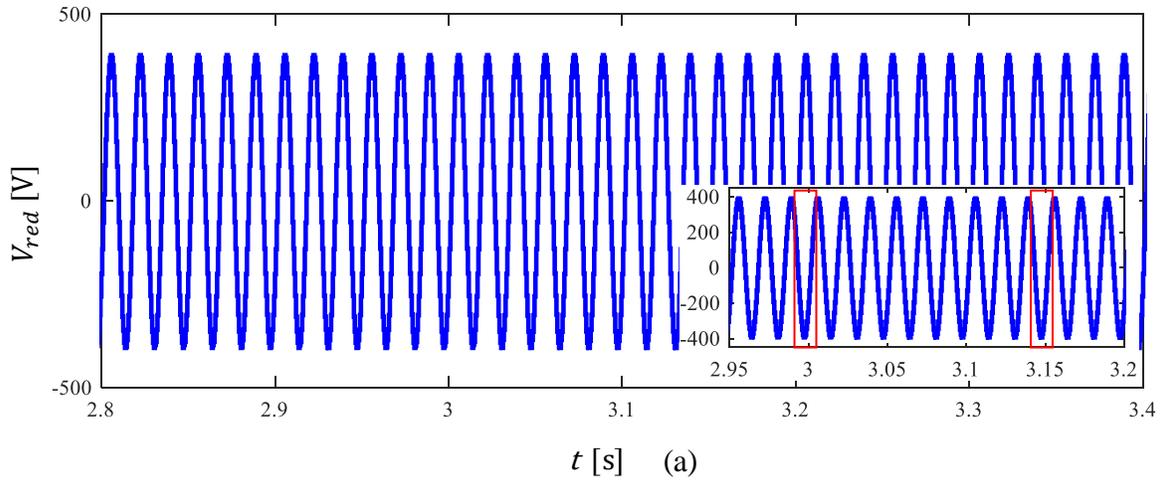


Fig. 4.8. (a) Voltaje trifásico de la Red y (b) Corriente trifásica de la Red.

Tabla. 4.3. Flujos de potencia activa del inversor a la Red.

Irradiancia [W/m ²]	P_{Inv} [KW]	P_{red} [KW]
100	22	-98
200	49	-71
300	74	-46
400	98.5	-21.5
500	123.5	3.5
600	149	29
700	173	53
800	197	77
900	220.5	100.5
1000	245	125

4.4.2 Caso 1.2: Velocidad de viento variable.

Utilizando el sistema de la Fig. 4.2 se integra un generador trifásico eólico de 360V@100KW/0.9, como se muestra en la Fig. 4.9. La integración se realiza con un transformador T3 de relación 360V/480V @ 120KVA. La aportación de potencia por parte del generador eólico está considerado a diferentes velocidades de viento, con lo que se espera una aportación similar de potencia por parte de la red convencional. La potencia PV se considera constante a una irradiancia de 500 W/m². Los resultados de los flujos de potencia se presentan en la Tabla 4.4, donde la potencia activa y reactiva aumenta en función de la velocidad del viento (dentro del rango permisible de la máquina), misma potencia que es inyectada a la red. La MG presenta pérdidas de potencia reactiva en un promedio de 11.5 KVar, debidas a la inductancia de los transformadores.

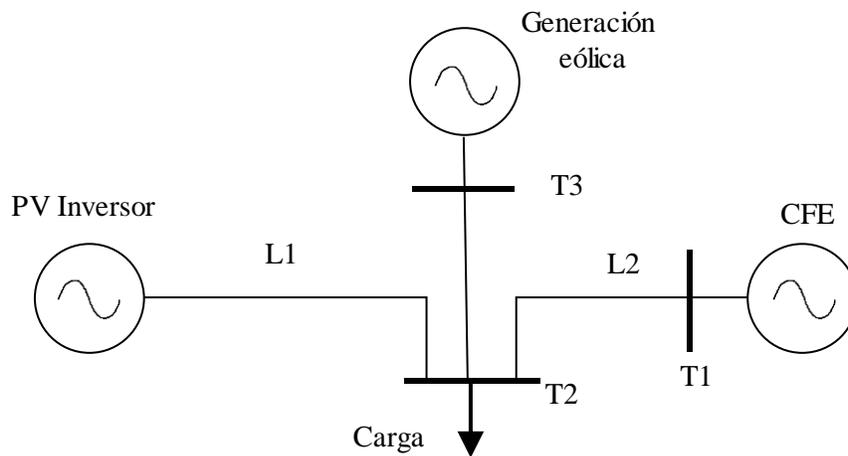


Fig. 4.9. Integración de generación eólica.

Tabla 4.4. Flujos de potencia con integración de generación eólica

Perturbación [m/s]	P_{Inv} [KW]	P_{AGE} [KW]	P_{RGE} [KVar]	P_{red} [KW]	Q_{red} [KVar]	Q_{perd} [KVar]
8	123.55	30.33	15.48	34.3	4.6	10.88
10	123.7	44.973	18.97	49	7.5	11.47
12	123.75	66.906	25.152	71	13.1	12.052
14	123.8	97.776	40.71	102	29	11.71

4.4.3 Caso 2: Falla en terminales del inversor

Se utiliza la MG de las mismas características de la Fig. 4.9 para una generación fotovoltaica a irradiancia constante en 900 W/m^2 y una generación eólica a velocidad de viento constante en 14 m/s . Después de un periodo en estado estacionario, se presenta una falla en terminales del inversor como se muestra en la Fig. 4.10. La falla es trifásica a tierra con una resistividad a tierra $R_g = 0.001 \Omega$ y una duración de 5 ciclos. Posteriormente, a 5 ciclos se libera la falla regresando a su condición de pre falla.

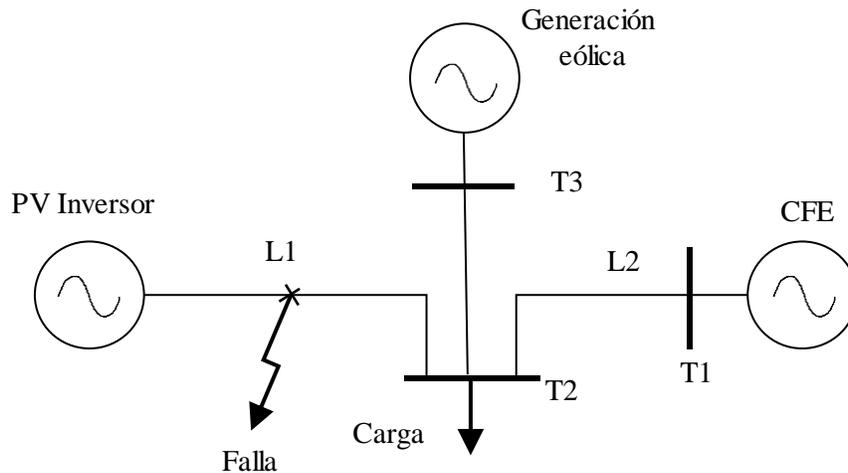


Fig.4.10. Falla en terminales del inversor.

Las Fig. 4.11-4.17 presentan la evolución de variables de interés del sistema. En la Fig. 4.11 se muestra que la potencia aportada por el inversor desciende hasta 100 KW , posteriormente, después de cinco ciclos en $t=0.1833$ la falla es liberada, por lo que la potencia del inversor debido a su control tiene un periodo de amortiguamiento que regresa la potencia a su estado de pre falla. De manera similar en la Fig. 4.12, la potencia del generador eólico desciende, aunque difiere en el periodo de amortiguamiento al estado inicial, que es alcanzado en $t=2 \text{ s}$. Por otra parte, en la potencia aportada por la red se tiene un transitorio más rápido después de ser liberada la falla, Fig. 4.13. La Fig. 4.14 muestra que, en el tiempo de falla, el generador eólico consume potencia reactiva, que es inyectada por la red.

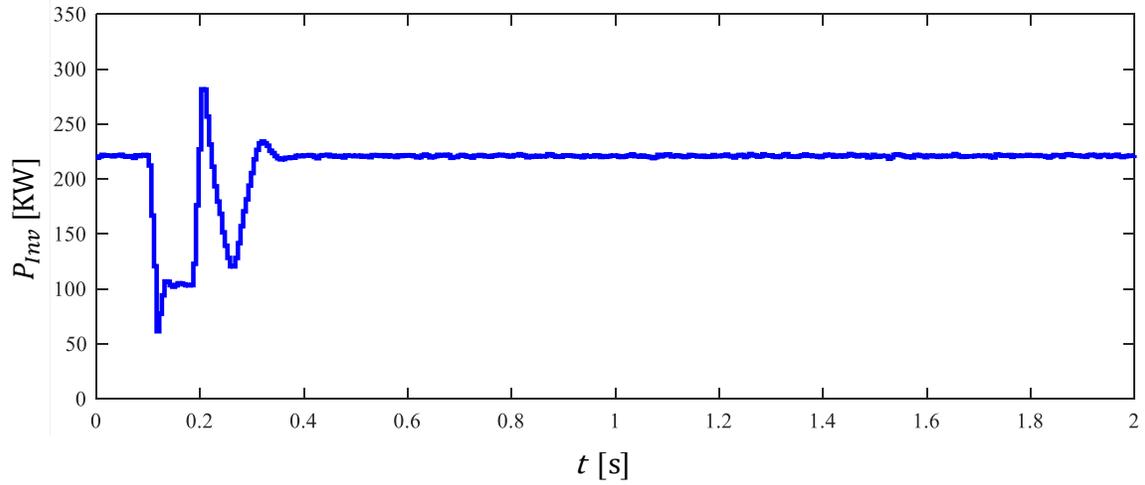


Fig. 4.11. Potencia activa del inversor durante la falla.

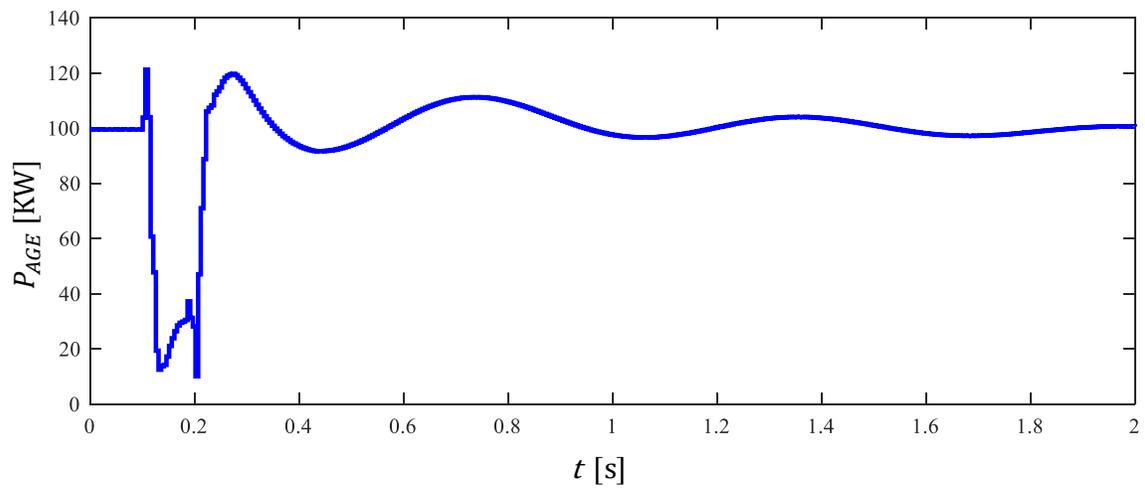


Fig. 4.12. Potencia activa del generador eólico durante la falla.

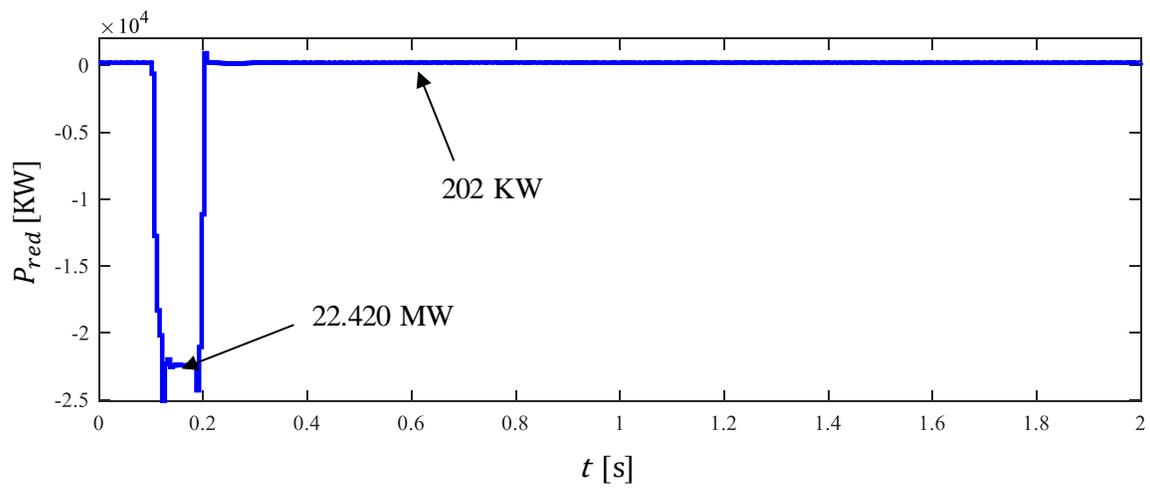


Fig. 4.13. Potencia aportada de la red en la falla.

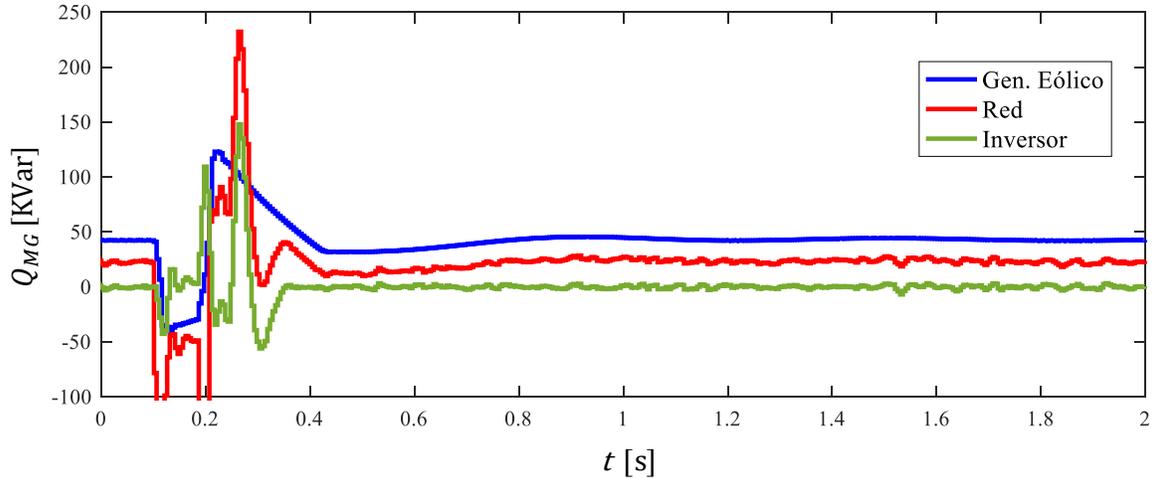


Fig. 4.14. Potencia reactiva en la MG.

Las Fig. 4.15 y 4.16 muestran los efectos de la falla sobre la carga. En la Fig. 4.15 se observa que la carga al ser un elemento pasivo no presenta un aumento de corriente, por el contrario, se presenta una limitación de la corriente que la alimenta. De manera similar en la Fig. 4.16 se muestra que la tensión también presenta un decremento. La Fig.4.17(a) muestra la corriente en el momento fallado por parte de la red. Como es esperado durante una falla, la corriente aumenta mientras que la tensión cae. En este caso se presenta una corriente de falla de 100KA, y esta amplitud se debe a la baja impedancia del circuito en cuestión. La Fig. 4.17(b) presenta la aportación de corriente del generador eólico. El control asociado al generador mantiene la misma corriente que en pre falla, con un pequeño transitorio al actuar y liberarse la falla. La Fig. 4.17(c) muestra la corriente que aporta el inversor al momento de la falla, en esta se observa que, aunque existe un aumento como lo esperado, la corriente se limita a las características internas de diseño del inversor y a la corriente de corto circuito de la matriz fotovoltaica.

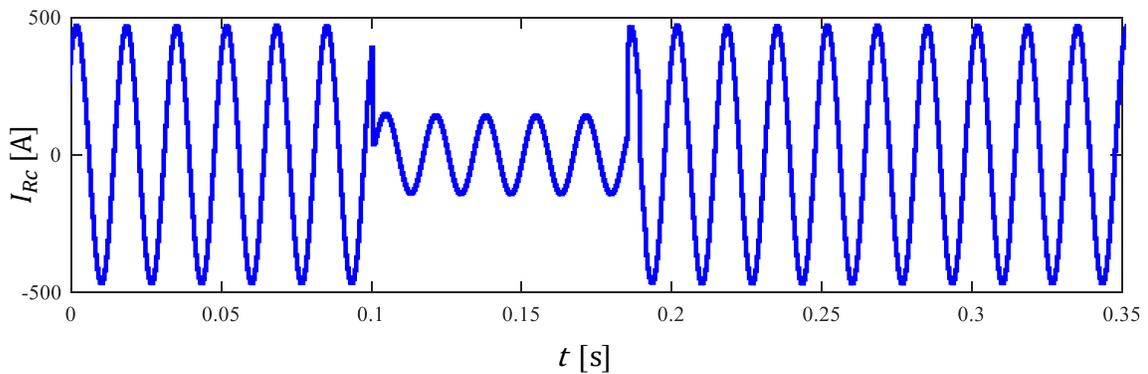


Fig. 4.15. Corriente en la carga.

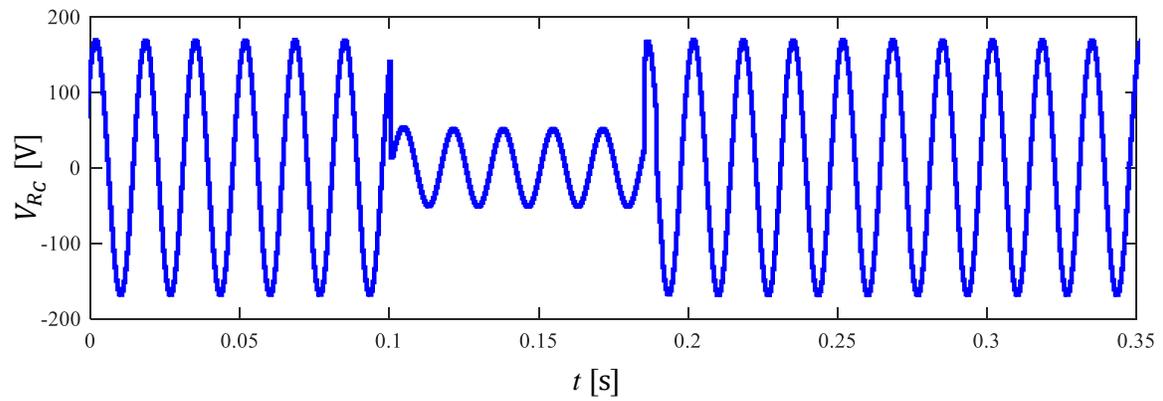


Fig. 4.16. Voltaje en la carga.

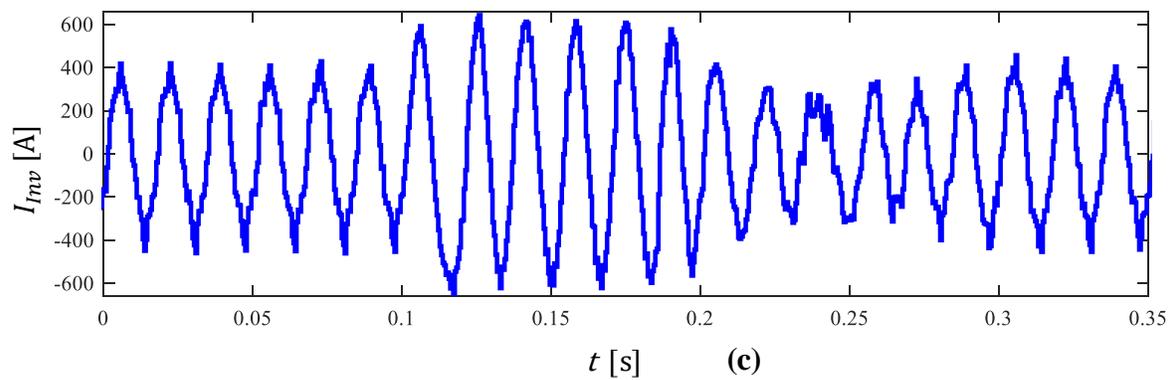
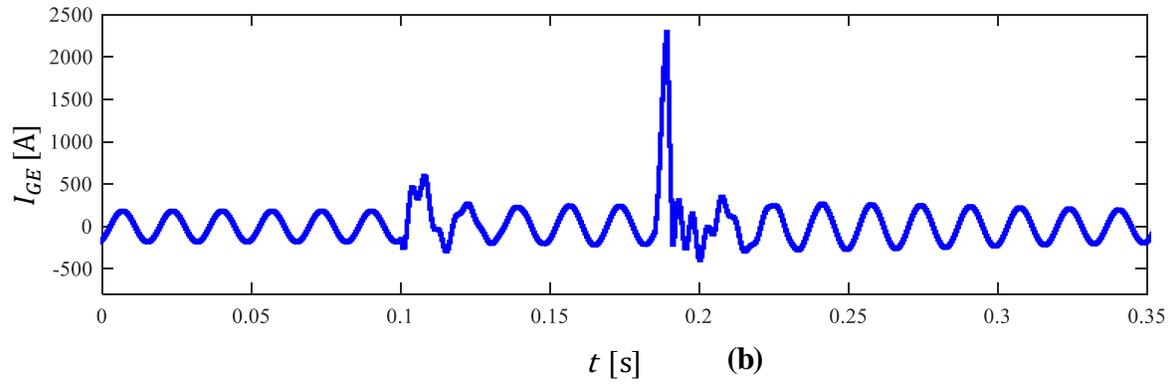
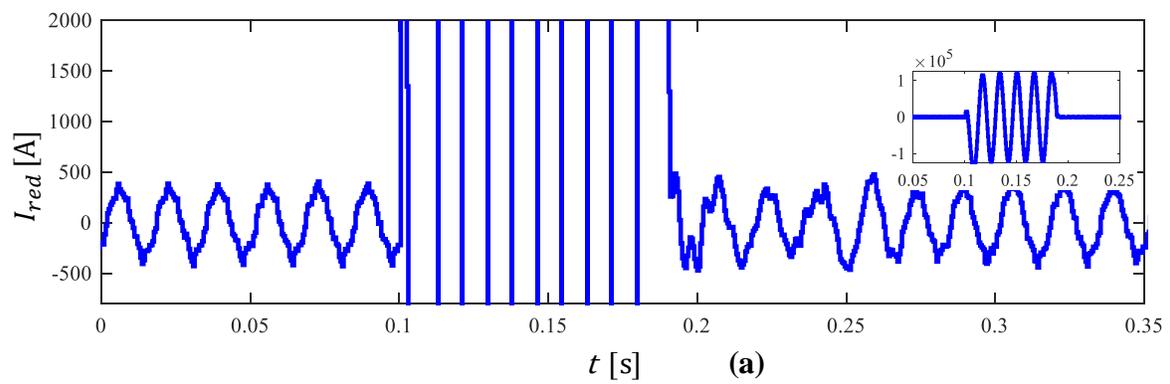


Fig. 4.17. Corrientes de la red, del generador eólico y del inversor.

4.5 Factibilidad económica del sistema PV

Aun con la reducción de costos en productos solares de la última década, la energía solar es considerada una tecnología relativamente costosa como una inversión inicial, por tal motivo, el costo de recuperación de la inversión se extiende a largo plazo y de este modo, se determina la efectividad del sistema fotovoltaico. La Tabla 4.5 muestra un estimado de la inversión inicial para un sistema PV y su durabilidad, además de un costo de instalación calculado al 15% del precio del arreglo fotovoltaico.

Tabla 4.5. Costo de inversión inicial del sistema P

	Precio \$MXN	Durabilidad
<i>Inversor</i>	\$575,375	25 años
<i>Arreglo PV</i>	\$3,824,050	25 años
<i>Terreno</i>	\$1,200,000	De por vida
<i>Instalación</i>	\$573,607	De por vida
<i>Total</i>	\$6,175,032	

Si la instalación del sistema PV se realiza en la zona central de México para una carga residencial, se tiene que la irradiancia promedio en esta zona es de 5kWh/día [5], estimado para un periodo de 8 horas [6], lo que conlleva a tener una irradiancia promedio de 625 W/m². Para esta irradiancia, el inversor aporta 155kW/h, y 1.240 MW por 8 horas del día. Del apéndice B, se tiene que el consumo promedio residencial es de 2772 W por día, por lo tanto, con esta carga, lo generado diariamente por el sistema PV puede alimentar 447 casas. La factura bimestral aproximada con tarifas CFE para cada casa es de \$195 MXN [7]. Por lo tanto, la factura anual de 447 casas es de \$522,990 MXN, dejando un tiempo de recuperación de 12 años para la inversión inicial de \$6,175,032.

4.6 Referencias

- [1]. F. Katiraei and M. R. Iravani, "Power Management Strategies for a Microgrid With Multiple Distributed Generation Units," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 4, pp. 1821-1831, nov. 2006.
- [2]. Yu Yang, Qing-Shan Jia, Geert Deconinck, Xiaohong Guan, Zhifeng Qiu and Zechun Hu. Distributed Coordination of EV Charging with Renewable Energy in a Microgrid of Buildings. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol, 1, 1-11, 2016.
- [3]. Liang Che, Mohammad Shahidehpour, Ahmed Alabdulwahab and Yusuf Al-Turki. Hierarchical Coordination of a Community Microgrid With AC and DC Microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 6, nov. 2015.
- [4]. Chengshan Wang, Xianshen Yang, Zhen wu, Yanbo Che, Li Guo, Shuhuai Zhang, and Yixin Liu. A Highly Integrated and Reconfigurable Microdrig Testbed with Hybrid Distributed Energy Sources. *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 1, January 2016.
- [5]. Muñoz Herrera Manuel, sistemas fotovoltaicos, <http://pesco.com.mx/pesco/eficiencia/index.php>
- [6]. Guevara Vásquez Sixto, Estimación de la radiación solar, Centro Panamericano de Ingeniería Sanitaria y Ciencias del Ambiente, Lima 2003.
- [7]. CFE, Tarifas, <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas>

Conclusiones

Lo expuesto en este trabajo permite llegar a las siguientes conclusiones:

Para el análisis de las variables de interés como: voltaje, corriente, potencia activa y reactiva, de un sistema fotovoltaico en una micro red, se realizaron simulaciones mediante software, donde se determina que la MG si es operable aun y cuando existen variaciones en irradiancia y en velocidad de viento, manteniendo siempre la carga alimentada en condiciones operables gracias al flujo de potencia entre la MG y la red convencional. Se resalta, que la potencia que se genera en el arreglo fotovoltaico depende en gran medida de las variables de irradiancia y temperatura de entrada a la celda, como se especifica en el circuito equivalente de la celda del capítulo 2.

Por otra parte, este trabajo deja ver que cada topología de MG requiere compatibilidad de equipo y su diseño se realiza a fin de cumplir una demanda final, como, por ejemplo, el inversor GT250-480 de la Tabla 4.1 puede satisfacer la potencia activa consumida en el caso 1.1, y al ser esta una carga residencial, la regulación de factor de potencia no es requerida debido a la conexión con la red convencional. Esto se convierte en un beneficio en el costo del inversor, ya que entre más tecnología implemente, aumenta más su precio.

Al realizar la prueba de corto circuito trifásico a tierra en la MG, el generador eólico, el sistema fotovoltaico y la red convencional contribuyen a la falla, aumentando la corriente y reduciendo la tensión en el punto fallado, lo que implica que exista un decremento en la tensión y corriente en el nodo de carga. Esto demuestra que como una etapa consecuente al diseño de la MG, es necesario la implementación de protecciones, ya que se pone en riesgo las cargas conectadas a la MG, además de consecuencias como perder componentes de la MG. Cabe mencionar que este trabajo no abarca la integración del generador eólico de una forma más amplia, pero el estudio de la integración de este elemento, así como las protecciones de la MG es un tema muy interesante para trabajos futuros.

El primer beneficio de las MG es la implementación de fuentes de energía de origen renovable como una mejora que no daña el planeta. Este efecto resulta como una solución a la problemática de la obtención de energía eléctrica a partir de combustible fósil. Inicialmente las MG están enfocadas para empresas que requieran grandes cantidades de energía, aunque como se verifica en este trabajo, las MG también pueden ser implementadas para un mercado residencial. En México las empresas con mayor potencial en la implementación de esta tecnología son CFE y las grandes industrias manufactureras.

Considerando que existe un costo para obtener los permisos necesarios y de mantenimiento. La MG de este trabajo tiene un tiempo de recuperación de 12 años, con dispositivos que tienen una durabilidad de 25 años, lo que significa que se tiene un periodo de 13 años de generación libre de pago. Como una estimación a futuro, se espera contar con mayores MG conectadas a la red, con grandes ventajas que además usar energías limpias, la reducción de costos de transmisión de la red eléctrica de suministro. En gran medida la mayor desventaja de las MG son el gran costo de la inversión inicial.

Aportaciones

Las principales aportaciones de este trabajo son:

- Se presenta un panorama general de la operación de una micro red para quien pretende adentrarse en este tema.
- Se presenta la operación y dimensionamiento de un sistema fotovoltaico como fuente de generación.
- Se realiza un análisis mediante simulación de flujos de potencia de la red convencional a la MG, al considerarse intermitencia en irradiancia, cambio de velocidad de viento y corto circuito.
- Se evalúa el requerimiento de equipo para el diseño de una micro red.
- Se realiza un análisis de la factibilidad económica del sistema PV

Trabajos futuros

En relación con los resultados obtenidos en esta tesis se proponen los siguientes temas como referencia para trabajos futuros.

- Estrategias de control de potencia reactiva del inversor conectado a la red para la aplicación en micro redes.
- Mejora del perfil de voltaje de una micro red con un sistema de generación eólica basado en el DFIG y su factibilidad económica.
- Optimizar el desempeño de la red eléctrica incluyendo un análisis económico operando de manera aislada.
- Estrategias de protección para micro redes.

Apéndice A

A.1 banco de baterías para un sistema aislado de la red

El almacenamiento en baterías como respaldo de energía, típicamente se implementa en topologías aisladas de la red de suministro o en lugares donde se requiere un sistema alternativo de respaldo de energía, como hospitales y lugares especializados de manejo de información, para esto, los bancos de baterías más ampliamente utilizadas son de plomo-ácido de ciclo profundo por su costo beneficio. La Fig. A.1(a) muestra la curva de descarga de una batería de plomo-ácido ciclo profundo de 24V nominales y capacidad de 100 A/h a una corriente nominal de descarga de $C/20$. En la Fig. A.1(b) para la misma batería, se muestran diferentes curvas a diferentes tiempos de descarga debidos a la variación de los diferentes niveles de corriente extraídos de una batería. Se observa que los niveles de corriente por debajo de la nominal de descarga desaceleran el tiempo de descarga proporcionalmente [1].

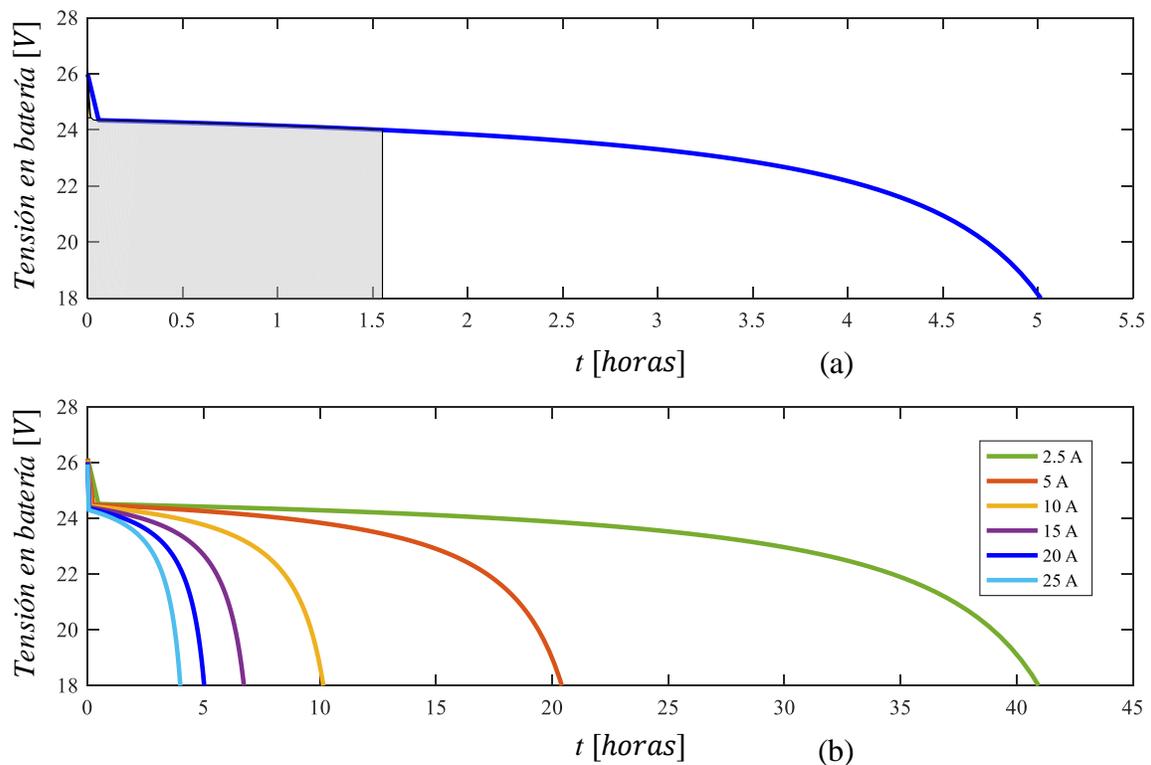


Fig. A.1. Descarga de batería de plomo-ácido. (a) Corriente de descarga nominal de 20 A/h y (b) para tiempo de descarga $C/2.5$, $C/5$, $C/10$, $C/15$, $C/20$ horas.

La Fig. A.2 muestra una topología de red autónoma que utiliza almacenamiento en baterías. En este caso, el banco recibe energía proveniente de módulos fotovoltaicos con capacidad aproximada de 158Ah/día. La potencia que se inyecta al banco es administrada por un controlador de carga que limita los niveles de tensión permisibles al banco. La tensión se mantiene constante a la entrada del inversor, que después de su conversión mantiene una tensión constante en terminales de salida en 120 VAC [1].

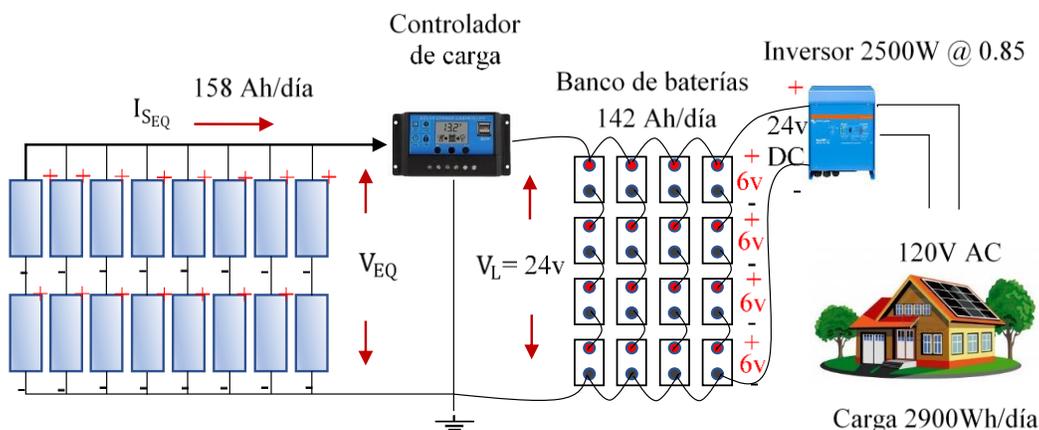


Fig. A.2. Arreglo de baterías serie-paralelo en un sistema fotovoltaico [1].

La expresión A.1 presenta el estimado de almacenamiento para un periodo de días al contemplar el porcentaje de descarga por temperatura especificado por el fabricante. Si se requiere un almacenamiento para un alumbrado de 200Ah/día durante 3 días, en un lugar con una temperatura de -20°C y el fabricante especifica que para esa temperatura el nivel de descarga es alrededor del 60%, de A.1 se tiene: $(200\text{Ah/día}) (3 \text{ días}) / 0.6 = 1000\text{Ah}$. Existe una relación entre almacenamiento utilizable y almacenamiento nominal ($C/20, 25^{\circ}\text{C}$), como se muestra en A.2, donde MDOD es la profundidad máxima de descarga limitado a restricciones congelamiento con cierto factor de velocidad de descarga (DR) por temperatura (T) proporcionado por el fabricante [1].

$$\text{Almacenamiento en batería} = \frac{(\text{Ah/día})(\#\text{días})}{\% \text{descarga a temp amb}} \quad \text{A.1}$$

$$\text{Capacidad nominal de la batería} = \frac{\text{capacidad utilizable}}{(\text{MDOD})(T, \text{DR})} \quad \text{A.2}$$

Si se tiene una demanda de 2500Wh/día en un mes de invierno, y se decide que del 100% de almacenamiento se requiere dimensionar un 5% con un generador de respaldo de gasolina y el otro 95% con generación solar, a una tensión DC de 24v,

temperatura de -10°C (Salt Lake City), y un inversor con eficiencia del 85%, el almacenamiento necesario resulta en carga AC/η inversor= $2500\text{Wh}/\text{día}/0.85=2941\text{Wh}/\text{día}$. La capacidad en amperes necesaria por día es de: $2941\text{Wh}/\text{día} /24\text{V}=123\text{Ah}/\text{día}$.

Se analiza la irradiancia solar durante el año, como se muestra en la Fig. A.3, en este caso se toman 3.1 horas pico del mes de diciembre, a una Lat. +15 en una zona llamada Salt Lake City. Posteriormente se toma en cuenta los días de almacenamiento del sistema, para este caso al tener 3.1 horas de insolación a dimensionamiento del 95% de carga para no estar al límite mínimo se estima en 4.6 días (por ejemplificar), a fin de quedar un poco excedido de almacenamiento, para esto el almacenamiento resulta en: $123\text{Ah}/\text{día} * 4.6 \text{ días} = 566\text{Ah}$.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	año
Lat. -15	2.9	4	5	5.9	6.6	7.2	7.3	7	6.3	5	3.3	2.5	5.2
Lat.	3.2	4.3	5.2	5.8	6.2	6.6	6.7	6.7	6.4	5.4	3.7	2.9	5.3
Lat. +15	3.4	4.4	5.1	5.4	5.5	5.6	5.8	6.1	6.1	5.5	3.9	3.1	5

Fig. A.3 Irrandiancia promedio por mes en zona Salt Lake City

En baterías de plomo-ácido existen limitantes de descarga por riesgo de congelamiento del electrolito interno. A temperatura ambiente de -10°C , se tiene una máxima condición de descarga del 95%, por lo que descargar la batería en un 80% no implica problema de este tipo. De la expresión A.2 a un 80% de descarga y factor de descarga por temperatura del .97 el dimensionamiento resulta en: $566\text{Ah}/0.8 * 0.97 = 730\text{Ah}@24\text{V}$

Referencia

- [1]. Foster Robert, Ghassemi Majid, Cota Alma. Solar Energy. Renewable Energy and the Environment. New Mexico State University. Editorial CRC Press (2010)

Apéndice B

B.1 Dimensionamiento de la carga para una zona residencial

El cálculo de carga se realiza mediante estimaciones de consumo. De las Tablas B.1 y B.2 se ejemplifican las cargas que se puedan tener en una residencia. Para la carga mínima, se realiza un estimado de aquellas cargas que estén conectadas las 24 horas del día. Esta estimación se muestra en la Tabla B.3, donde se observa que la carga mínima es de 303 W/h, misma que con un uso de 24 horas consume 2772 W por día. Para la estimación de la carga máxima se proponen las cargas mostradas en la Tabla B.4, donde se observa un estimado de 2638 W/h. Si se requiere dimensionar para residencias similares, se puede estimar el mismo comportamiento y por ejemplo estimar (100 casas) $\cdot (2638 \text{ W/h}) = 263.8 \text{ KW}$. Se puede estimar la carga para un objetivo en específico, por ejemplo, su alimentación con paneles solares. En ese caso el periodo aproximado de generación se encuentra entre 8:00am y 18:00pm. Una estimación para este intervalo se muestra en la Tabla B.5, donde la carga promedio se estima en 1019 W.

Tabla B.1 Alumbrado residencial.

<i>Área</i>	<i>Focos</i>	<i>Watts</i>
<i>Sala 1</i>	2	26
<i>Comedor</i>	2	26
<i>Área de lavado</i>	2	26
<i>Baño 1</i>	2	26
<i>Baño 2</i>	2	26
<i>Cocina</i>	1	13
<i>Sala 2</i>	1	13
<i>patio</i>	2	26
<i>estacionamiento</i>	3	39
<i>Recamara 1</i>	2	26
<i>Recamara 2</i>	2	26
<i>Balcón</i>	2	26
Total		299 W

Tabla B.2. Electrodomésticos residenciales.

<i>Electrodoméstico</i>	<i>Consumo [W/ h]</i>	<i>Uso [h*día]</i>	<i>Consumo [W* día]</i>
<i>Refrigerador (12")</i>	250	8	2000
<i>Televisión Led 43"</i>	75	6	450
<i>Microondas</i>	1200	0.25	300
<i>Lavadora</i>	400	0.57	228
<i>Secadora de cabello</i>	1600	0.16	256
<i>Licuadaora</i>	350	0.16	56
<i>Sandwichera</i>	800	0.16	128
<i>Extractor de jugos</i>	300	0.16	48
<i>Tostador de pan</i>	1000	0.16	160
<i>Computadora</i>	300	4	1200
<i>Laptop</i>	70	4	280
<i>Cargador de celular</i>	25	4	100
<i>DVD</i>	25	1.7	43
<i>Estéreo</i>	75	4	300
<i>Aspiradora</i>	1000	0.57	570
<i>ventilador</i>	70	8	560
<i>Batidora</i>	200	0.1	20
<i>Modem</i>	10	24	240
<i>Bomba de agua</i>	400	0.15	60
<i>Plancha</i>	1000	0.28	280
<i>Modo standby</i>	5	24	120

Tabla B.3. Carga residencial mínima.

<i>Electrodoméstico</i>	<i>Consumo [W/h]</i>	<i>Consumo [Wh/día]</i>
<i>Refrigerador 12"</i>	250	2000
<i>Modem</i>	10	240
<i>Cargador de celular</i>	25	100
<i>Modo stanby</i>	5	120
<i>Alumbrado</i>	13	312
Total	303	2772

Tabla B.4. Carga residencial en tiempo pico.

<i>Electrodoméstico</i>	[W/h]	<i>Alumbrado</i>	[W/h]
<i>Televisión Led</i>	75	<i>Sala 1 (1)</i>	13
<i>Estéreo</i>	75	<i>Recamara 1 (2)</i>	26
<i>Computadora</i>	300	<i>Recamara 2 (2)</i>	26
<i>Laptop</i>	70	<i>Estacionamiento (1)</i>	13
<i>DVD</i>	25	<i>Baño (2)</i>	26
<i>Ventilador</i>	70	<i>Balcón (2)</i>	26
<i>Secadora de pelo</i>	1600	<i>Cocina (1)</i>	13
<i>Refrigerador (12")</i>	250		
<i>Cargador de celular</i>	25		
<i>Modo standby</i>	5		
Total = 2638 [W/h]			

Tabla B.5. Carga residencial para la generación fotovoltaica

<i>Carga domestica</i>	[W/h]
<i>Refrigerador (12")</i>	250
<i>Cargador celular</i>	25
<i>Modem</i>	10
<i>Standby</i>	5
<i>TV Led</i>	75
<i>Estéreo</i>	75
<i>Lavadora</i>	400
<i>laptop</i>	70
<i>ventilador</i>	70
<i>Iluminación</i>	39
Total	1019

Referencia

- [1]. Felix A. Farret, M. Godoy Simoes. Integration of alternative sources. A John Wiley & Sons, Inc. Canadá. IEEE (2006)

Apéndice C

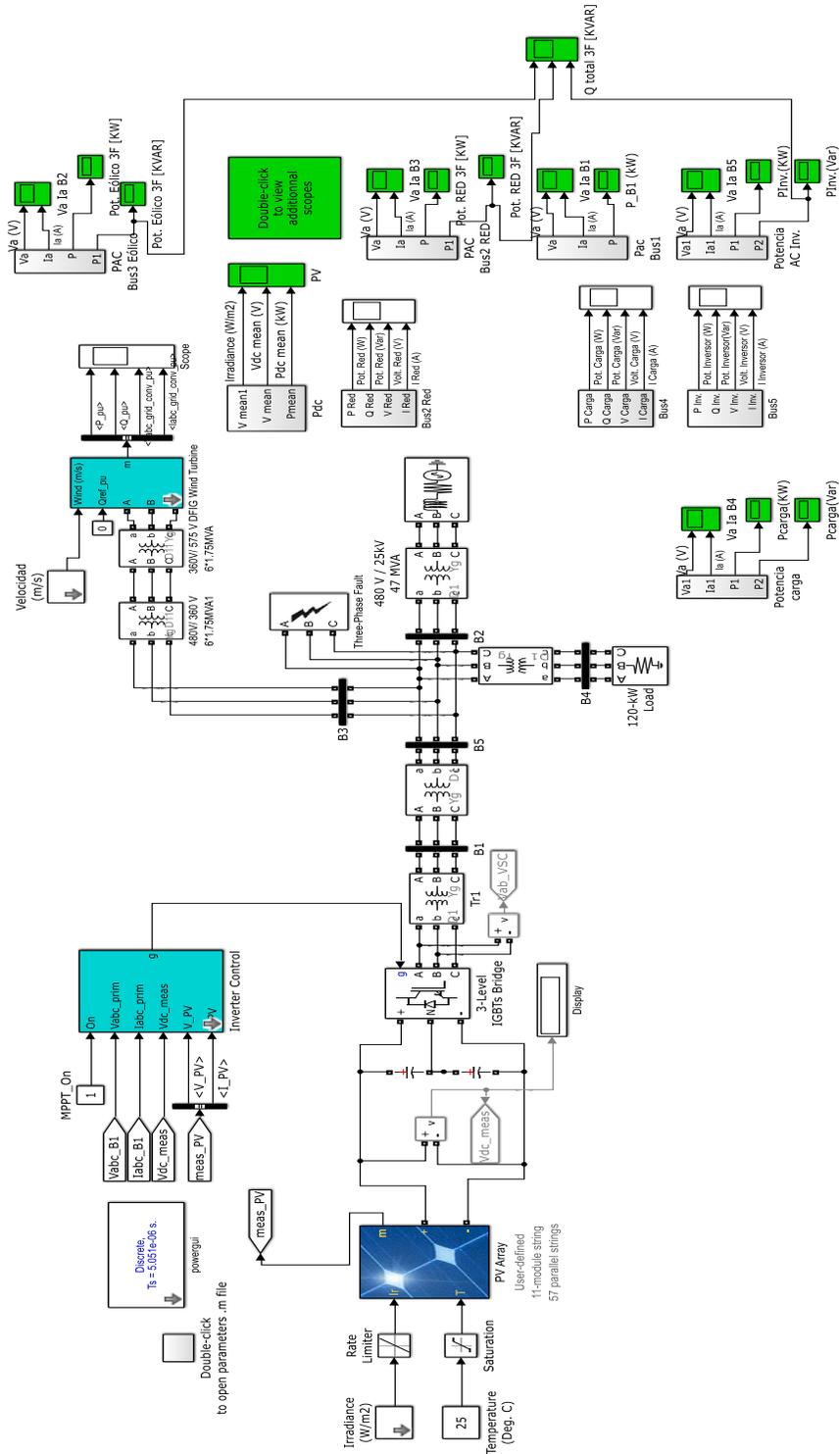


Fig. A.4. Diagrama de simulación (Simulink).