



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA DIVISIÓN DE
ESTUDIOS DE POSGRADO

ANÁLISIS EN ESTADO ESTACIONARIO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CON PRESENCIA DE SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

TESIS

Que para obtener el grado de:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Presenta:

Ing. Miguel Ángel Vargas Cruz

Director de Tesis:

Dr. Norberto García Barriga

Agosto 2014





ANÁLISIS EN ESTADO ESTACIONARIO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CON PRESENCIA DE SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Los Miembros del Jurado de Examen de Grado aprueban la Tesis de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica de *Miguel Angel Vargas Cruz*

Dr. Claudio Rubén Fuerte Esquivel
Presidente del Jurado

Dr. Norberto García Barriga
Director de Tesis

Dra. Elisa Espinosa Juárez
Vocal

Dr. Juan Anzures Marín
Vocal

Dr. José Horacio Tovar Hernández
Revisor Externo

Dr. J. Aurelio Medina Ríos
*Jefe de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería Eléctrica. UMSNH.
(Por reconocimiento de firmas)*

Resumen

El incremento de la utilización de fuentes de energía alternativas en las redes eléctricas es cada día más notable. La preocupante situación ecológica que enfrentamos acentúa la necesidad de hacer uso de este tipo de tecnología. Desafortunadamente la mayoría de estas energías renovables presentan un alto grado de intermitencia mientras que la necesidad de suministrar energía eléctrica es constante. Una de las fuentes de energía más prometedora pero que presenta un nivel importante de intermitencia es la energía fotovoltaica. Sin embargo, se ha propuesto la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía entre los cuales destacan aquellos en base a baterías con el objetivo de aminorar las variaciones de generación intrínsecas en esta fuente de energía.

En esta tesis se realiza el estudio de flujos de potencia del Sistema Interconectado Nacional en presencia de generación fotovoltaica y la integración de sistemas de almacenamiento de energía en base a baterías. Se utiliza el paquete de simulación “Power System Simulator for Engineering” (PSS/E) para evaluar el impacto de la generación fotovoltaica en la solución de estado estable en términos de voltajes nodales, pérdidas del sistema y nivel de carga en las líneas de transmisión. Además, se analiza el soporte que pueden dar los sistemas de almacenamiento de energía en base a baterías de ion de litio.

Se implementa un modelo de generador fotovoltaico que permite determinar la solución de estado estable tomando en consideración las condiciones ambientales. Los resultados de simulación obtenidos con este modelo de validan con mediciones reales de la instalación fotovoltaica de Santa Rosalía en Baja California Sur perteneciente a Comisión Federal Electricidad (CFE). El modelo del generador es implementado en el lenguaje de programación Python para permitir una interacción directa con PSS/E ya que éste no cuenta con un modelo propio para generadores fotovoltaicos. El estudio de flujos de potencia se realiza durante un lapso de 24 horas con intervalos de 10 minutos entre cada simulación. Se analiza el impacto de un generador fotovoltaico con un sistema de almacenamiento de energía en la zona Huajuapán de León, Oaxaca en la red de 115 KV. Además, se realiza el estudio del impacto de la generación fotovoltaica en un nodo con carga intermitente en la zona Puebla, Puebla en la red de 230 KV. En ambos casos se incorporó un sistema de almacenaje de energía basado en baterías de ion de litio para balancear la potencia generada por parte de la fuente de generación fotovoltaica. Los valores de las cargas localizadas en nodos cercanos al punto de conexión del generador fotovoltaico fueron modificadas de acuerdo a mediciones reales con el propósito de representar un comportamiento típico del Sistema Interconectado Nacional y poder observar la respuesta ante distintos perfiles de generación fotovoltaica.

Los resultados indican que con la conexión del generador fotovoltaico a la red de 115 KV puede incrementar las pérdidas de potencia activa en un 0.12% y un 0.096% para la potencia reactiva para un caso de 40 MW de generación fotovoltaica. Estas pérdidas pueden ser incrementadas si la potencia generada por el sistema fotovoltaico es transmitida hacia otros puntos de la red. Por otro lado, las pérdidas de potencia pueden ser reducidas si la generación fotovoltaica alimenta cargas locales ya que esto reduce la carga en las líneas de transmisión incidentes en el nodo de conexión. Para este caso el índice de desviación de voltaje en el horario pico de generación fotovoltaica paso de 0.76% en el caso base a 0.15% para el caso con 40 MW nominales de generación fotovoltaica. Además, los resultados de simulación muestran que la operación del sistema de almacenaje de energía ayuda a reducir la desviación de voltaje de 1.08% para el caso base a 1.04% para el caso con 4 MW de capacidad nominal del Sistema de Almacenamiento de Energía en Base a Baterías (SAEB) durante un horario de máxima demanda.

El estudio en la red de 230 KV con cargas altamente intermitentes muestra que la regulación de voltaje es posible dentro del horario de generación siempre y cuando la capacidad de potencia del Generador Fotovoltaico (GFV) sea suficiente para cumplir con los requisitos de potencia reactiva que demande la red en el área de interés. Originalmente en el caso base de estudio se tenía una desviación de voltaje de 0.1965% en el horario de mayor generación fotovoltaica correspondiente a las 14:40 horas. Con la integración del generador fotovoltaico la desviación de voltaje disminuyó tomando valores de 0.149% y 0.1135% para los escenarios de 200 MW y 400 MW de capacidad nominal de generación fotovoltaica.

Abstract

The increased use of alternative energy sources in electric power networks is becoming more noticeable day after day. The ecological situation that we face emphasizes the need to make use of this technology. Unfortunately most of these renewable energy sources have a high degree of intermittence while the necessity of supplying electric power is constant. One of the most promising sources of energy that has a significant level of intermittence is photovoltaics. However, it has been proposed the incorporation of energy storage systems based on batteries in order to minimize the intrinsic variations of this energy source.

In this thesis the study of power flows of the “Sistema Interconectado Nacional” in the presence of photovoltaic generation and integration of energy storage systems based on batteries is performed. Simulation software “Power System Simulator for Engineering” (PSS/E) is used to assess the impact of photovoltaic energy in the steady-state solution for the nodal voltages, system losses and load in transmission lines. Besides, the support given by the energy storage systems based on lithium ion batteries is discussed.

Photovoltaic generator model which is validated by comparing simulation results generated by the model with actual measurements of the photovoltaic plant of Santa Rosalia in Baja California Sur belonging to Comisión Federal de Electricidad (CFE) is implemented. The generator model is implemented in the Python programming language to allow direct interaction with PSS/E, since it does not have its own model for photovoltaic generators. The power flow study is performed for a period of 24 hours with 10 minute intervals between each simulation. The impact of a photovoltaic generator with energy storage system in the area Huajuapán de León, Oaxaca in the 115 KV network is analyzed. Besides studying the impact of photovoltaic energy in a node with intermittent load in Puebla, Puebla area in the 230 KV is performed. The values of the surrounding loads near the photovoltaic generator were modified according to real measures in order to represent a typical behavior of the national grid and observe the response to different profiles of photovoltaic generation.

The results indicate that the PV generator connection to the 115 kV network can increase the active power losses by 0.12 % and 0.096 % for the reactive power for a

case of 40 MW photovoltaic generation. Losses can be increased if the power generated by the photovoltaic system is transmitted to other parts of the network. Moreover, the power loss can be reduced if the photovoltaic generation feeds local loads because this reduces the load on the incident transmission lines connected to the node. For this case the voltage deviation index during peak hours of photovoltaic generation were reduced from 0.76 % in the base case to 0.15 % for the case with 40 MW nominal photovoltaic generation. In addition , the simulation results show that the operation of the energy storage system helps reduce voltage deviation from 1.08 % for the base case, to 0.79 % for the case with 4 MW of SAEB's nominal capacity during a time of peak demand.

The study on the 230 KV network with highly intermittent loads shows that voltage regulation is possible as long as the power capacity of the GFV is sufficient to meet the requirements of reactive power demands in the network area of interest. Originally in the study base case, voltage deviation is 0.1695 % at the highest photovoltaic generation time corresponding to 14:40 hours. With the integration of the photovoltaic generator voltage deviation index decreased to 0.149 %, and 0.1135 % for scenarios of 200 MW and 400 MW of nominal capacity of photovoltaic generation.

Índice general

Resumen	I
Abstract	III
Lista de figuras	IX
Lista de tablas	XIII
Nomenclatura	xv
Publicaciones	xix
1. Introducción	1
1.1. Descripción del Problema	1
1.2. Antecedentes	3
1.3. Revisión del estado del arte	4
1.4. Justificación	6
1.5. Objetivos	7
1.6. Contribuciones	8
1.7. Metodología	8
1.8. Descripción por capítulos	9
2. Modelado de un Generador Fotovoltaico	11
2.1. Características eléctricas de un módulo fotovoltaico	11
2.2. Modelo de la Celda Fotovoltaica	13
2.2.1. Modelado del Módulo Fotovoltaico	16
2.2.2. Modelado del Generador Fotovoltaico	17
2.2.3. Cálculo de parámetros del modelo a partir de la hoja de datos	18
2.2.4. Modelo dependiente de la temperatura	20
2.2.5. Localización del punto de máxima potencia	21
2.3. Implementación del modelo del generador fotovoltaico	23

2.3.1.	Validación del modelo	25
2.4.	Central de generación fotovoltaica de Santa Rosalía	27
2.4.1.	Mediciones de temperatura e irradiancia en la instalación de Santa Rosalía	29
2.4.2.	Potencia Generada en la Zona C del Generador Fotovoltaico	31
2.4.3.	Simulación de la Potencia Total de la Instalación de Santa Rosalía	34
2.5.	Conclusiones	36
3.	Solución de flujos de potencia en PSS/E con presencia de generación fotovoltaica	39
3.1.	Software de simulación PSS/E	39
3.1.1.	Flujos de potencia en PSS/E	40
3.2.	Generador fotovoltaico conectado a la red	41
3.2.1.	Unidad acondicionadora de potencia	41
3.2.2.	Convertidor de CD-CD	42
3.2.3.	Convertidor de CD-CA	45
3.3.	Capacidad de potencia reactiva	45
3.3.1.	Incorporación como nodo PQ	47
3.3.2.	Incorporación como nodo $P V $	47
3.4.	Modelo del sistema de almacenamiento de energía en base a baterías (SAEB)	48
3.5.	Caso de prueba	49
3.5.1.	Modelado de las cargas para el caso de prueba	50
3.5.2.	Integración de la generación fotovoltaica en el análisis de flujos de potencia	52
3.5.3.	Caso A	54
3.5.4.	Caso B	56
3.5.5.	Caso C	58
3.6.	Conclusiones	61
4.	Análisis de sistemas fotovoltaicos en el Sistema Interconectado Nacional	63
4.1.	Programación en Python	63
4.2.	El Sistema Interconectado Nacional	65
4.3.	Caso A	68
4.4.	Caso B	71
4.4.1.	Caso B.1	73
4.4.2.	Caso B.2	74

4.4.3. Caso B.3	78
4.5. Caso C	80
4.6. Caso D	83
4.7. Conclusiones	87
5. Conclusiones y Trabajos Futuros	89
5.1. Conclusiones	89
5.2. Trabajos Futuros	90
A. Modelo del GFV en Matlab	93
B. Panel fotovoltaico ISF-230	95
C. Resultados para Junio del 2012	99
C.1. Datos del sistema de prueba	110
D. Mediciones de irradiancia y temperatura para el día 1 de Junio del 2012	111
E. Modelo del GFV implementado en Python	115
F. Archivo de automatización para PSS/E	117
G. Datos del sistema de potencia de 44 nodos	121
Bibliografía	125

Lista de figuras

1.1. Central Fotovoltaica Santa Rosalía en Baja California Sur [CFE, 2012].	2
1.2. Desarrollo global de los principales productores energía fotovoltaica en el planeta para el 2011 [Gelman, 2012].	4
2.1. Curvas características para el módulo fotovoltaico ISF-230 de la marca Isofotón: a).- curva I-V con variación de irradiancia, b).- curva I-V con variación de temperatura , c).- curva P-V con variación de irradiancia y d) curva P-V con variación de temperatura.	12
2.2. Circuitos equivalentes y ecuaciones características para la celda fotovoltaica: a).- modelo ideal, b).- modelo simplificado, c).- modelo estandar y d).- modelo de dos diodos.	14
2.3. Puntos de operación en la curva característica P-V.	21
2.4. Diagrama de flujo para el cálculo de la potencia del generador fotovoltaico.	24
2.5. Curvas I-V proporcionadas por el fabricante para el módulo ISF-230 para irradiancia constante y variaciones de temperatura [ISOFOTON, 2010].	25
2.6. Curvas I-V para el módulo ISF-230 obtenidas por simulación en MATLAB	26
2.7. Diagrama Unifilar del Sistema Solar Fotovoltaico de Santa Rosalía Baja California	28
2.8. Mediciones de irradiancia de los sensores en cada zona y el sensor de la estación central de medición del generador fotovoltaico de Santa Rosalía.	29
2.9. Comparación entre mediciones de temperatura de sensores en cada zona y la estación central de medición del generador fotovoltaico de Santa Rosalía.	30
2.10. Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para los días: a).- 1 de Junio, b).- 8 de Junio y c).- 11 de Junio del 2012.	32
2.11. Error porcentual promedio diario entre potencia medida y potencia simulada en la zona C para los días del mes de Junio.	33

2.12. Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para el día 12 de Junio del 2012.	34
2.13. Irradiancia, temperatura ambiente, potencia medida y potencia simulada para el generador fotovoltaico de Santa Rosalía para los días: a).- 1 de Junio, b).- 8 de Junio y c).- 11 de Junio del 2012.	35
2.14. Error porcentual promedio diario entre potencia medida y potencia simulada del generador fotovoltaico para los días del mes de Junio.	36
3.1. Esquema de un generador fotovoltaico interconectado a la red mediante una unidad acondicionadora de potencia.	41
3.2. Curvas típicas I-V y P-V para condiciones de irradiancia variable en un módulo fotovoltaico.	42
3.3. Sistema de control para el seguimiento del punto de máxima potencia [Kalbat, 2013].	43
3.4. Sistema de control del convertidor CD-CD.	44
3.5. Sistema de regulación de P y Q	45
3.6. Curvas de capacidad reactiva de instalaciones fotovoltaicas.	46
3.7. Sistema de prueba para el estudio del impacto de la generación fotovoltaica	50
3.8. Perfil de carga promedio para días típicos del año 2009 [CFE, 2011].	51
3.9. Perfil de demanda normalizado para el día miércoles del año 2009.	52
3.10. Diagrama de flujo para el análisis de flujos de potencia con generación fotovoltaica y sistema de almacenamiento de energía.	53
3.11. Resultados de flujos de potencia para el caso A.	55
3.12. Perfil de generación de potencia para el GFV en un día soleado promedio.	56
3.13. Comparación entre el caso base y los resultados para flujos de potencia en el caso B.	57
3.14. Perfiles de potencia activa y reactiva para el GFV de 60 MW actuando como nodo P V con un FP =0.95 para el caso C.	58
3.15. Perfiles de potencia activa y reactiva para el SAEB de 30 MW nominales actuando como nodo P V con un F.P =0.95 para el caso C.	59
3.16. Comparación entre el caso base y los resultados para flujos de potencia en el caso C.	60
4.1. Regiones del Sistema Eléctrico Nacional	65
4.2. Red troncal del Área Oriental del Sistema Interconectado Nacional	66
4.3. Perfiles de irradiancia y temperatura para: a).- un día típico soleado y b).- un día con nubosidades.	67

4.4. Sistema de 44 nodos perteneciente al Área de Control Noroeste de la CFE.	68
4.5. Resultados para los voltajes nodales y pérdidas del sistema de 44 nodos perteneciente al Área de Control Noroeste de la CFE.	70
4.6. Red de 115 KV de la zona Huajuapán de León, Oaxaca, ubicada dentro del ámbito del Área de Control Oriental.	72
4.7. Solución de flujos de potencia para el caso base de la red de 115 KV del caso B.1.	73
4.8. Solución de flujos de potencia para: a).- voltajes nodales, b).- Pérdidas de potencia y c).- Porcentajes de carga para el caso base de la red de 115 KV del caso B.1.	74
4.9. Solución de flujos de potencia para: a).- voltajes nodales, b).- Pérdidas de potencia y c).- Porcentajes de carga para un GFV de 20 MW con FP = 0.95 conectado a la red de 115 KV del caso B.2.	76
4.10. Solución de flujos de potencia para: a).- voltajes nodales, b).- Pérdidas de potencia y c).- Porcentajes de carga para un GFV de 40 MW con FP = 1.0 conectado a la red de 115 KV del caso B.3.	77
4.11. Solución de flujos de potencia para: a).- voltajes nodales, b).- Pérdidas de potencia y c).- Porcentajes de carga para un GFV de 40 MW con FP = 0.95 con SAEB conectado a la red de 115 KV del caso B.3.	79
4.12. Solución de flujos de potencia para: a).- voltajes nodales, b).- Pérdidas de potencia y c).- Porcentajes de carga para un GFV de 40 MW con FP = 0.95 con SAEB conectado a la red de 115 KV del caso C.	81
4.13. Solución de flujos de potencia para: a).- Voltajes nodales, b).- Pérdidas de potencia y c).- Porcentajes de carga para un GFV de 40 MW con FP = 0.95 con SAEB conectado y respaldo de generación en la red de 115 KV del caso C.	82
4.14. Red de 230 KV con presencia de carga industrial altamente variable.	83
4.15. Solución de flujos de potencia para: a).- Voltajes nodales, b).- Pérdidas de potencia y c).- Porcentajes de carga para el caso base de la red de 230 KV ante presencia de cargas altamente variables.	84
4.16. Solución de flujos de potencia para: a).- Voltajes nodales, b).- Pérdidas de potencia y c).- Porcentajes de carga para un GFV de 200 MW con FP = 0.95 ante presencia de cargas altamente variables en la red de 230 KV.	85

4.17. Solución de flujos de potencia para: a).- Voltajes nodales, b).- Pérdidas de potencia y c).- Porcentajes de carga para un GFV de 400 MW con $FP = 0.95$ ante presencia de cargas altamente variables en la red de 230 KV.	86
C.1. Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para los días: a).- 1 de Junio, b).- 2 de Junio y c).- 3 de Junio del 2012.	100
C.2. Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para los días: a).- 4 de Junio, b).- 5 de Junio y c).- 6 de Junio del 2012.	101
C.3. Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para los días: a).- 7 de Junio, b).- 8 de Junio y c).- 9 de Junio del 2012.	102
C.4. Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para los días: a).- 10 de Junio, b).- 11 de Junio y c).- 12 de Junio del 2012.	103
C.5. Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para los días: a).- 13 de Junio, b).- 14 de Junio y c).- 15 de Junio del 2012.	104
C.6. Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para los días: a).- 16 de Junio, b).- 17 de Junio y c).- 18 de Junio del 2012.	105
C.7. Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para los días: a).- 19 de Junio, b).- 20 de Junio y c).- 21 de Junio del 2012.	106
C.8. Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para los días: a).- 22 de Junio, b).- 23 de Junio y c).- 24 de Junio del 2012.	107
C.9. Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para los días: a).- 25 de Junio, b).- 26 de Junio y c).- 27 de Junio del 2012.	108
C.10. Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para los días: a).- 28 de Junio, b).- 29 de Junio y c).- 30 de Junio del 2012.	109

Lista de tablas

2.1. Parámetros alimentados al modelo del generador fotovoltaico: a).- mediciones ambientales, b).- módulo fotovoltaico c).- generador fotovoltaico.	23
2.2. Comparación entre datos del fabricante y resultados obtenidos por simulación para el módulo ISF-230 de la marca Isofotón.	27
3.1. Perfil de carga horaria y valores normalizados para el día miércoles del año 2009.	51
4.1. Carga y generación en los nodos de conexión de los generadores fotovoltaicos.	69
4.2. Voltajes en los nodos de conexión de generación fotovoltaica.	69
C.1. Generación programada, cargas y voltajes asumidos para el sistema de prueba	110
C.2. Impedancias y admitancias de carga para las líneas de transmisión para el sistema de prueba	110

Nomenclatura

$\frac{\partial I_{sc}}{\partial T}$ Coeficiente de temperatura de corriente de corto circuito.

$\frac{\partial V_{oc}}{\partial T}$ Coeficiente de temperatura de voltaje de circuito abierto.

FF_0 Factor de relleno del generador sin resistencia serie.

G Irradiancia.

I_0 Corriente de saturación del diodo.

I_c Corriente de la celda fotovoltaica.

I_D Corriente de oscuridad la celda fotovoltaica.

I_G Corriente del generador fotovoltaico.

I_l Corriente de la celda fotovoltaica debida a la radiación solar.

I_{mpp} Corriente en punto máximo de potencia de la celda fotovoltaica.

I_M Corriente del módulo fotovoltaico.

I_{scGE} Corriente de corto circuito para el generador fotovoltaico para condiciones ambientales.

I_{scGn} Corriente de corto circuito nominal del generador (máximo punto de potencia a condiciones de operación nominal).

I_{scG} Corriente de corto circuito del generador fotovoltaico.

- I_{scM} Corriente de corto circuito del módulo fotovoltaico.
- I_{sc} Corriente de corto circuito de la celda fotovoltaica.
- k Constante de Boltzmann.
- n Factor de no idealidad del diodo.
- N_{pG} Número de conexiones en paralelo de celdas del generador fotovoltaico.
- N_{pM} Número de cadenas de módulos conectados en paralelo.
- N_{pM} Número de cadenas de módulos en paralelo.
- N_p Número de cadenas de celdas conectadas en paralelo dentro del módulo fotovoltaico.
- N_{sG} Número de celdas serie del generador fotovoltaico.
- N_{sM} Número de módulos conectados en serie que forman una cadenar.
- N_{sM} Número de módulos en serie.
- N_s Número de celdas conectadas en serie dentro del módulo fotovoltaico.
- $NOCT$ Temperatura de la celda a operación nominal.
- P_{cad} Potencia de una cadena de módulos.
- P_{Gn} Potencia del generador fotovoltaico.
- P_{Gn} Potencia nominal del generador.
- P_G^{CD} Potencia de salida del generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia.
- P_{Mn} Potencia nominal del módulo.
- P_{mpp} Potencia en el punto de máxima potencia de la celda fotovoltaica.
- q Carga del electrón.

- R_sG Resistencia serie para el generador fotovoltaico.
- R_p Resistencia para la corriente de dispersión a tierra.
- R_{sM} Resistencia serie del módulo fotovoltaico.
- R_s Resistencia para las pérdidas internas de la celda fotovoltaica.
- T_a Temperatura ambiente en °C.
- T_{c0} Temperatura de la celda fotovoltaica a condiciones de operación nominal en °C.
- T_{ck} Temperatura de la celda en °K.
- T_c Temperatura de la celda en °C.
- V_{CD} Voltaje deseado de CD para el generador fotovoltaico.
- V_c Voltaje de la celda fotovoltaica.
- V_{mpp} Voltaje en el punto de máxima potencia de la celda fotovoltaica.
- V_M Voltaje del módulo fotovoltaico.
- V_{ocGE} Voltaje de circuito abierto del generador para condiciones ambientales dadas.
- V_{ocG} Voltaje de circuito abierto del generador fotovoltaico.
- V_{ocM} Voltaje de circuito abierto del módulo fotovoltaico.
- V_{oc} Voltaje de circuito abierto de la celda fotovoltaica.
- v_{oc} Valor normalizado para el voltaje de circuito abierto.

V_{scGE} Voltaje de circuito abierto para el generador fotovoltaico para condiciones ambientales.

V_T Potencial térmico.

Publicaciones

- Miguel Angel Vargas y Norberto García "Power flow solution of power networks with photovoltaic generation and a battery energy storage system", IEEE PES General Meeting, Julio 27-31, Washington, EUA, 2014, pág. 1-5.

1. Introducción

En este capítulo se presenta una descripción acerca del objetivo de esta tesis y la revisión de los antecedentes de este trabajo. Además, se presenta la justificación y metodología utilizada en el proceso de desarrollo de esta tesis y se realiza una descripción por capítulos.

1.1. Descripción del Problema

Durante los últimos años se ha observado un incremento en la producción de energía eléctrica utilizando recursos solares, ya sea el caso de celdas fotovoltaicas o la utilización de instalaciones termosolares. La confiabilidad y simplicidad de operación de las celdas fotovoltaicas ha favorecido la creciente implementación de campos fotovoltaicos alrededor del mundo. Además, la característica modular de las celdas solares ha permitido el surgimiento de alternativas en donde el consumidor puede implementar su propio sistema de generación de una manera relativamente fácil.

Las fuentes de energía renovable representan una alternativa viable a las formas convencionales de generar energía eléctrica que comúnmente se basan en la utilización de combustibles fósiles. Éstos permiten tener un control de la producción de energía eléctrica prácticamente al instante, situación que no se presenta con las energías renovables. La energía eólica y solar dependen directamente de las condiciones climáticas que se presentan en los lugares en donde se desarrollan este tipo de instalaciones. Como se ha podido observar, los recursos energéticos de este tipo presentan intermitencia, lo cual ocasiona que la generación de energía eléctrica se comporte de igual manera. En México se tienen instalaciones de poca capacidad de generación fotovoltaica, sin embargo, en los últimos años se ha experimentado un crecimiento moderado, por lo cual se espera un aumento del nivel de penetración de este tipo de energía en la red eléctrica. Esto plantea nuevos retos para la interconexión de estos sistemas de generación en la red eléctrica.

La energía fotovoltaica ha sido utilizada en el país desde hace un par de años en instalaciones que han sido desarrolladas por parte de inversionistas privados con el fin de reducir el gasto debido al consumo de energía eléctrica. Un ejemplo claro de esto es

la instalación fotovoltaica de 1 MW de Apaseo el Alto en Guanajuato, desarrollada por entidades estatales, municipales y el sector empresarial por un monto de 49 millones de pesos. El llamado Parque Fotovoltaico Bicentenario localizado en Aguascalientes tiene una capacidad de 3 MW y fue inaugurado en el año 2010. El 14 de Octubre del 2012 se inauguró la primera central fotovoltaica para el servicio público en México con una capacidad de generación de 1 MW con una superficie de 24000 m² (2.4 ha). Esta se encuentra en el sistema aislado de Baja California Sur a 25 kilómetros al noroeste de la comunidad de Santa Rosalía en el norte del estado (Figura 1.1). Además, en el año 2013 entró en operación un parque fotovoltaico adicional al ya mencionado, el cual tiene una capacidad de 5 MW y esta ubicado en Cerro Prieto, Baja California. En esta instalación se busca comparar cuatro tecnologías fotovoltaicas con las siguientes características y capacidades de generación [CFE, 2012]:

- 1.5 MW Silicio Cristalino – Seguimiento en 1 eje.
- 1.5 MW Película delgada – Seguimiento en 1 eje.
- 1 MW Silicio Cristalino – Seguimiento en 2 ejes.
- 1 MW Concentración – Seguimiento en 2 ejes.

El crecimiento inminente de la presencia de esta tecnología dentro del Sistema Interconectado Nacional revela la necesidad de realizar estudios que permitan adelantarse a los posibles problemas que se generen. Para esto es conveniente plantear soluciones apoyándose en herramientas tales como flujos de potencia.



Figura 1.1.: Central Fotovoltaica Santa Rosalía en Baja California Sur [CFE, 2012].

Estos estudios, a su vez, pueden realizarse con software de simulación especializados como el Power System Simulator for Engineering (PSS/E) o Dynamic Security Assessment Software (DSA Tools). Es por ello que en este trabajo de tesis se presentan estudios del funcionamiento de dos áreas específicas del Sistema Interconectado Nacional (SIN) bajo la presencia de generación fotovoltaica. El objetivo de estos estudios es determinar el impacto de la generación fotovoltaica en la regulación de voltaje en nodos de interés, pérdidas de potencia en un área y nivel de carga de líneas de transmisión específicas.

1.2. Antecedentes

La energía fotovoltaica surge del proceso de convertir la luz del sol directamente en electricidad usando celdas solares. El primer dispositivo fotovoltaico fue descubierto por Edmond Becquerel en 1839 cuando trabajaba en el laboratorio de su padre [Wenham et al., 2011]. La era moderna de los dispositivos fotovoltaicos comenzó en 1954 cuando investigadores de los laboratorios Bell accidentalmente descubrieron que las uniones pn de los diodos generaban un voltaje cuando las luces estaban encendidas [Luque y Hegedus, 2011]. En 1999 la capacidad fotovoltaica instalada en el mundo alcanzó 1000 MW después de 25 años de investigación en este campo. Los recientes cambios climáticos y condiciones ambientales han hecho que distintos países hayan puesto en marcha programas de apoyo para el aprovechamiento de fuentes de energía renovable. Es por ello que en el año 2002 se alcanzó la cifra de 2000 MW instalados alrededor del mundo, con lo cual se duplicó la capacidad instalada en tan sólo tres años [Luque y Hegedus, 2011]. La Figura 1.2 muestra la capacidad instalada de los principales productores de energía fotovoltaica para el año 2011 de acuerdo al organismo National Renewable Energy Laboratory (NREL) y el Departamento de Energía de los Estados Unidos. El desarrollo más importante que puede ser observado se encuentra en los países europeos, en donde Alemania destaca por su capacidad instalada que sobrepasa la de Estados Unidos casi 5 veces. Actualmente Estados Unidos y China invierten en nuevas instalaciones con grandes capacidades, algunas de estas son,

- Agua Caliente en Estados Unidos con una capacidad de 262 MW operando a mediados del 2013 y con una meta de 290 MW al finalizar el proyecto [Mather, 2013].
- California Valley Solar Ranch (CVSR) con una capacidad de 250 MW instalados

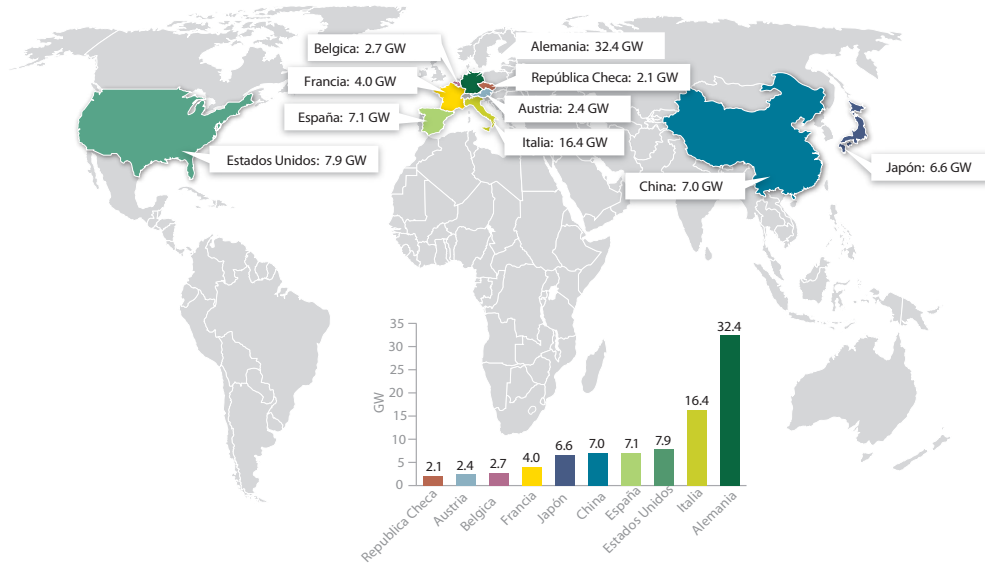


Figura 1.2.: Desarrollo global de los principales productores energía fotovoltaica en el planeta para el 2011 [Gelman, 2012].

por la compañía SunPower [Michael Mendelsohn, 2012].

- Langyangxia en la provincia de Qinghai en China con una capacidad de 320 MW.
- Topaz Solar Farm ubicada en el condado de San Luis Obispo, California en Estados Unidos con una capacidad de 550 MW [Michael Mendelsohn, 2012].

Como se puede observar, México aun se encuentra prácticamente fuera de las estadísticas debido al poco aprovechamiento que se ha realizado en nuestro país de este recurso renovable. Sin embargo, los avances observados en los países líderes en producción fotovoltaica debe dar origen al desarrollo de una estrategia nacional adecuada para la explotación de dicho recurso en conjunto con otras fuentes de energía alterna.

1.3. Revisión del estado del arte

Con el propósito de estudiar el impacto de instalaciones fotovoltaicas en el desempeño de la red eléctrica se han propuesto diversos modelos y enfoques de análisis. En particular, el modelado de generadores fotovoltaicos se encuentra reportado en la literatura usando diversos enfoques y diferente grado de complejidad dependiendo del tipo

de estudio a realizar. Por ejemplo, en [Ran et al., 2009] se presenta el modelo de un módulo fotovoltaico basado en una ecuación exponencial doble. Se utiliza MatlabTM para realizar la simulación de un módulo fotovoltaico típico de 60 W con resultados aceptables para parámetros de irradiancia y temperatura dados. En [Villalva et al., 2009] se propone un modelo de un solo diodo para un módulo fotovoltaicos. Se realiza una comparación entre datos experimentales y resultados matemáticos para un par de módulos fotovoltaicos. Este modelo permite obtener errores prácticamente nulos para los puntos de corriente de corto circuito, voltaje de circuito abierto y punto de máxima potencia sin ser un modelo de mucha complejidad. Los libros [Luis Castañer, 2002] y [Wagner, 2010] describen el modelo de arreglos fotovoltaicos partiendo del modelado de una sola celda solar, la cual constituye el elemento de los paneles fotovoltaicos. Los métodos utilizados para representar un módulo fotovoltaico siguen creciendo en la literatura, sin embargo, a pesar de su distinto grado de complejidad la mayoría ofrece resultados similares. La literatura consultada en este trabajo de tesis muestra validaciones para módulos y arreglos fotovoltaicos de unos cuantos paneles solares, mismas que se han tomado como base para realizar la validación con un sistema fotovoltaico de 1 MW.

El análisis de flujos de potencia con la incorporación de generación fotovoltaica es de gran importancia ya que esta nueva tecnología se incrementa con una rapidez considerable. Su rápido crecimiento indica que la penetración en la red de este tipo de energía puede ocasionar problemas de los que no se tiene referencia. En [Alquthami et al., 2010] se estudia el impacto de sistemas fotovoltaicos de gran escala debido a la variación de potencia causada por cambios de condiciones ambientales tales como irradiancia y temperatura ambiente. El estudio se enfoca en el análisis de las variaciones de voltaje y frecuencia en el sistema de prueba de 39 nodos de Nueva Inglaterra. En este trabajo, el modelo del sistema fotovoltaico se integra al ambiente PSS/E mediante el uso del lenguaje de programación FORTRAN. El comportamiento dinámico del sistema se estudió ante escenarios como cambios de irradiancia solar, desconexión del sistema fotovoltaico y falla trifásica en el nodo de conexión del sistema fotovoltaico. Las respuestas obtenidas a partir de estos estudios indican que la vulnerabilidad ante problemas de estabilidad del sistema aumenta con el incremento de la penetración de la generación fotovoltaica. En [Varma et al., 2012] se presenta un estudio para determinar la cantidad máxima de generación de energía solar fotovoltaica que se puede conectar en un alimentador de 27.6 KV de la empresa de distribución Londres Hydro. Con la ayuda de simuladores como PSS/E y EMTDC/PSCAD se analizan los cambios de los voltajes en estado estable, corriente de corto circuito y contribuciones armónicas.

En [Hsieh et al., 2011] se estudia el impacto de una instalación de 1MW instalada en el complejo deportivo en Kaohsiung, Taiwan. El estudio correspondiente indica que la caída de voltaje y las pérdidas pueden ser reducidas con la ayuda del sistema fotovoltaico. El trabajo presentado en [Jewell, 1987] reporta la evaluación en el máximo cambio en la generación fotovoltaica que una compañía suministradora puede esperar ante variaciones de la incidencia solar durante el día. Se presentan distintas condiciones de insolación tales como cielo nublado y cielo despejado con el propósito de evaluar las variaciones máximas de la potencia generada en la instalación fotovoltaica. En [Thomson y Infield, 2007] se presenta un estudio de flujos de potencia trifásicos desbalanceados para una red de distribución con una alta penetración de generación fotovoltaica. En este trabajo se demuestra que a pesar del escenario de alta penetración, los pequeños incrementos detectados en los voltajes de la red no representan una razón importante para restringir las instalaciones fotovoltaicas en el Reino Unido. Además, la presencia de altos niveles de integración fotovoltaica pueden causar pequeñas reducciones en las pérdidas de la red y en la carga promedio en transformadores. Un sistema de control predictivo basado en Programación Dinámica es propuesto en [Riffonneau et al., 2011], el cual es utilizado para optimizar el intercambio de potencia entre un sistema fotovoltaico que incluye un sistema de baterías con la red eléctrica. En [Garcia-Valle y Vlachogiannis, 2009] se presenta un modelo sencillo para representar la demanda de potencia de un vehículo eléctrico en base a baterías. El vehículo es representado como un nodo PQ para el análisis de flujos de potencia. En [Beltran et al., 2012] se analiza la integración de baterías de ion de litio en sistemas fotovoltaicos de gran escala conectados a la red. Se estudia la mejora de la combinación del sistema fotovoltaico con el sistema de almacenamiento de energía en base a baterías así como el envejecimiento experimentado por las baterías de ion de litio.

1.4. Justificación

La creciente demanda de energía eléctrica en un nuestro país ha obligado a que se este incursionando en el área de la fuentes de generación alternativa. En los últimos años se ha observado un incremento importante en la generación fotovoltaica instalada en distintos países debido a la reducción de costos que ha estado experimentando esta tecnología. La tendencia muestra que la penetración de generación fotovoltaica seguirá a la alza durante los próximos años y México no será la excepción.

El crecimiento acelerado de la instalación de sistemas de generación fotovoltaica presenta un nuevo reto de planeación para la distribución de potencia en el sistema interconectado. Este problema surge a causa de la intermitencia que muestran los sistemas de generación fotovoltaica. La falta de estudios en nuestro país respecto al tema y la inminente entrada en operación de sistemas fotovoltaicos de mayor capacidad son una razón de peso para desarrollar investigación en el tema. El desarrollo de modelos debidamente validados y herramientas de análisis de instalaciones fotovoltaicas representan aspectos clave para estudiar la operación de la red. Las instalaciones piloto que recientemente se han instalado en Santa Rosalía y Cerro prieto, permiten tener mediciones que ayudan al desarrollo de modelos digitales. Estos modelos pueden ser utilizados para estudiar niveles de penetración mayores en el sistema interconectado, permitiendo estudiar distintos escenarios encontrados al introducir generación fotovoltaica a la red.

1.5. Objetivos

El objetivo general de esta tesis es estudiar la solución de estado estacionario de sistemas de potencia con generación fotovoltaica y sistemas de almacenamiento de energía. Además, los resultados obtenidos por simulación se validan con mediciones reales de una instalación fotovoltaica. Mientras que el generador fotovoltaico (GFV) se representa con la ecuación característica de una celda fotovoltaica, el sistema de almacenamiento se modela como un sistema de almacenamiento de energía en base a baterías (SAEB) en el análisis de flujos de potencia. El impacto de la generación fotovoltaica y el sistema de almacenamiento de energía en el estudio de flujos de potencia se evalúa usando el software de simulación PSS/E.

Los objetivos particulares de este trabajo son:

- Implementar el modelo de un generador fotovoltaico para estudios de flujos de potencia.
- Validar los resultados de simulación usando mediciones de la instalación de Santa Rosalía de 1 MW.
- Implementar el modelo desarrollado para el generador fotovoltaico en el paquete PSS/E.
- Realizar estudios de flujos de potencia para el Sistema Interconectado Nacional y evaluar el impacto de la generación fotovoltaica ante distintos escenarios.

- Evaluar el soporte que puede aportar un sistema de almacenamiento de energía en base a baterías de ion de litio en casos de pérdida de generación y demanda máxima.

1.6. Contribuciones

Las contribuciones de este trabajo se enlistan a continuación:

- Validación del modelo de un generador fotovoltaico basado en el modelo de un solo diodo para una celda fotovoltaica mediante comparación de valores obtenidos por simulación y mediciones de una instalación de 1MW.
- Simulación de modelos para representar parques fotovoltaicos de gran escala y sistemas de almacenamiento de energía en estudios de flujos de potencia.
- Estudios del impacto de la generación fotovoltaica dentro de redes de 115 KV y 230 KV en el Sistema Interconectado Nacional.
- Implementación de un modelo de generador fotovoltaico en el lenguaje de programación Python para su utilización en el software de simulación PSS/E 31.

1.7. Metodología

La solución al problema de flujos de potencia es ampliamente estudiada en la literatura y existen distintos métodos utilizados en la actualidad que pueden asegurar resultados excelentes. Para el estudio de la solución de flujos de potencia incluyendo generación fotovoltaica, se optó por utilizar como herramienta de análisis el software de simulación PSS/E 32. En particular, el programa de simulación PSS/E es un software que engloba varios programas para estudios de sistemas eléctricos de potencia de gran escala. Esta herramienta facilita los cálculos para una variedad de análisis tales como flujos de potencia, flujos de potencia óptimos, fallas balanceadas y no balanceadas, construcción de una red equivalente y simulación dinámica. El software mencionado no cuenta con el modelo implementado para generadores fotovoltaicos, lo cual plantea su modelado en un lenguaje de programación que permita la interacción con el paquete de simulación. Los resultados obtenidos con el modelo implementado en este trabajo se validan con mediciones de instalaciones fotovoltaicas de CFE. La validación del modelo permitirá

simular generadores fotovoltaicos de capacidades mayores para realizar estudios de flujos de potencia. El modelo se implementó en el lenguaje de programación Python para interactuar con el software de simulación PSS/E 32.

Se integran parques de generación fotovoltaica con distintos niveles de penetración en un sistema de prueba para analizar el impacto en la red. Basados en este procedimiento se llevará a cabo el estudio de una zona del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en redes de 115 KV y 230 KV. Se simulan distintos escenarios de generación basados en perfiles de irradiancia y temperatura reales de instalaciones piloto de CFE.

Se agrega un sistema de almacenamiento de energía en base a baterías simulando su comportamiento de carga y descarga para estudiar el soporte que puede brindar en casos de pérdida de generación por parte del generador fotovoltaico y para escenarios de demanda máxima. El modelado del sistema de almacenamiento se basa en el comportamiento de carga exponencial que tienen las baterías de ion de litio reportado en [Garcia-Valle y Vlachogiannis, 2009] y el comportamiento de descarga a potencia constante mostrado en [Kroposki et al., 2012]. En este trabajo de tesis el SAEB es representado como un nodo PQ durante el periodo de carga y como un nodo P|V| durante la descarga del mismo. Además, se realizarán comparaciones entre las condiciones de interés para los casos base sin generación fotovoltaica y los resultados obtenidos incluyendo generación fotovoltaica.

1.8. Descripción por capítulos

El contenido de esta tesis esta organizado en cinco capítulos. En el primer capítulo se presenta la descripción del problema, la revisión del estado del arte, la justificación, los objetivos y la metodología del trabajo.

En el Capítulo 2 se presenta el modelo matemático para la representación de módulos fotovoltaicos. Partiendo del modelo de una celda fotovoltaica se deriva la expresión matemática que representa al generador fotovoltaico. Además, se implementa el modelo en MATLAB para verificar su respuesta respecto a los datos que proporciona el fabricante. El modelo de generador se valida usando mediciones de la instalación fotovoltaica de Santa Rosalía.

En el Capítulo 3 se estudia el impacto de la generación fotovoltaica en un sistema de prueba de 5 nodos ampliamente usado en la literatura. Se modelan las cargas del sistema con un comportamiento variable durante el día con la finalidad de describir el comportamiento promedio diario. Además, se llevan a cabo simulaciones para escenarios de días despejados y días con alta nubosidad. Las simulaciones se realizan durante lapsos de 24 horas con intervalos de 10 minutos entre cada una de ellas.

En el Capítulo 4 se estudia un sistema de 44 nodos que forma parte del Área de Control Noroeste de CFE. Se analiza el impacto de la generación fotovoltaica en los voltajes nodales y las pérdidas de este sistema. Además, se estudia el comportamiento de una parte de la red de 115 KV y 230 KV, correspondientes a las zonas de Huajuapán de León en el estado de Oaxaca y Puebla en el estado de Puebla, respectivamente con presencia de generación fotovoltaica. El estudio se enfoca en determinar el impacto en la regulación de voltaje, pérdidas de potencia y nivel de carga en las líneas de transmisión para las zonas de interés mencionadas.

Por último, en el capítulo 5 se describen las conclusiones de este trabajo y se presentan los trabajos futuros.

2. Modelado de un Generador Fotovoltaico

Este capítulo tiene como objetivo describir el cálculo de la potencia de salida de un generador fotovoltaico (GFV) tomando en cuenta las características de los módulos fotovoltaicos y las condiciones ambientales que afectan el sistema de generación fotovoltaica. El modelo del generador fotovoltaico permite reproducir las curvas de potencia diaria usando los datos de mediciones de irradiancia y temperatura que inciden en los módulos del generador.

En general, un generador fotovoltaico está constituido por un conjunto de paneles fotovoltaicos y controladores de electrónica de potencia. Cada módulo fotovoltaico está integrado por un conjunto de celdas fotovoltaicas. El modelo del generador tiene como base el modelado de su elemento más básico que es la celda fotovoltaica. Una vez que se cuenta con el modelo de la celda fotovoltaica, se proponen arreglos serie y paralelo de celdas para describir módulos fotovoltaicos y arreglos de módulos fotovoltaicos para construir generadores fotovoltaicos. En las siguientes secciones se describe cada uno de estos pasos para el modelado del generador fotovoltaico.

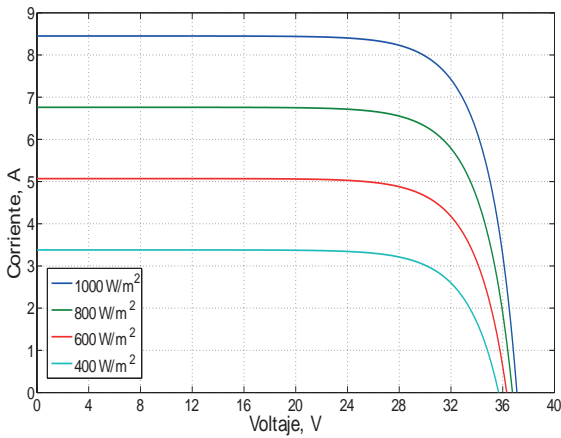
2.1. Características eléctricas de un módulo fotovoltaico

Las características eléctricas de un módulo fotovoltaico trabajando bajo distintas condiciones de operación se reportan en la Figura 2.1. Esta figura indica claramente la existencia de un punto de máxima potencia. Además, la Figura 2.1 exhibe tres puntos importantes sobre dichas curvas, los cuales son:

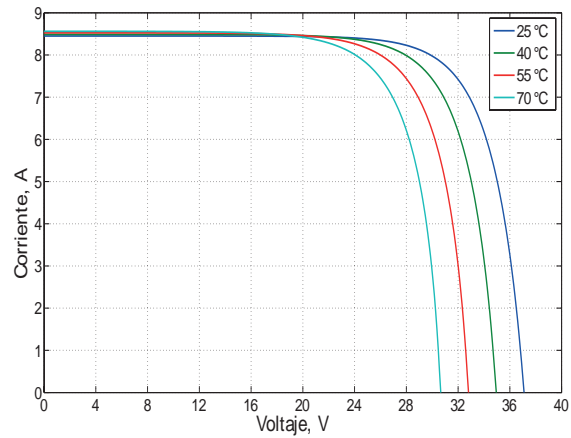
- Condición de cortocircuito.- Se caracteriza por un voltaje cero en terminales del módulo fotovoltaico y una corriente de corto circuito I_{sc} .
- Condición de circuito abierto.- Se caracteriza por una corriente cero en terminales del modulo fotovoltaico y un voltaje de circuito abierto V_{oc} .

- Condición de máxima potencia.- Es aquella condición en donde el valor de corriente es I_{mpp} , el voltaje es V_{mpp} y la potencia $P_{mpp} = V_{mpp} \cdot I_{mpp}$ es la potencia máxima que el módulo fotovoltaico es capaz de entregar.

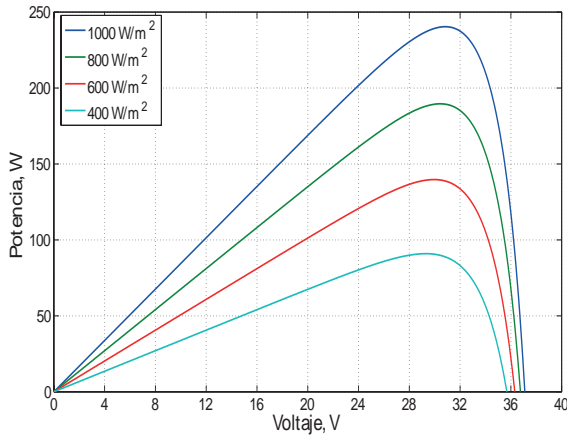
En la Figura 2.1 se muestran las curvas características I-V y P-V obtenidas por simulación con el modelo simplificado de una celda fotovoltaica para el módulo ISF-230 de 230 W de la marca Isofotón para variaciones de irradiancia y temperatura. En la Figura 2.1 (a) se muestran las curvas I-V para distintos niveles de irradiancia a temperatura constante. Esta figura muestra una disminución de la corriente de manera lineal en proporción a la disminución de irradiancia.



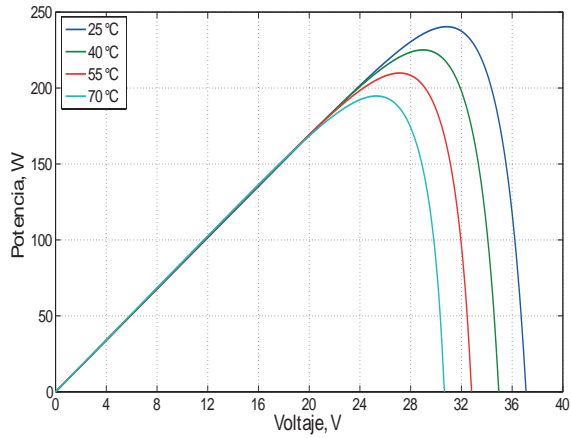
(a)



(b)



(c)



(d)

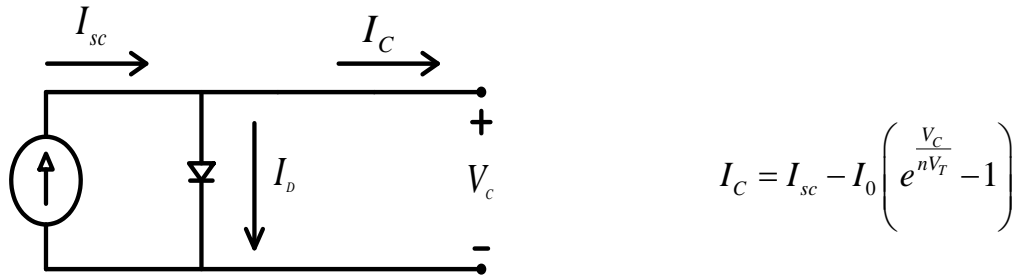
Figura 2.1.: Curvas características para el módulo fotovoltaico ISF-230 de la marca Isofotón: a).- curva I-V con variación de irradiancia, b).- curva I-V con variación de temperatura, c).- curva P-V con variación de irradiancia y d) curva P-V con variación de temperatura.

Además, se puede observar que el voltaje de circuito abierto, que es el valor de voltaje que se tiene para una corriente igual a cero, se reduce de manera logarítmica. Por otro lado, la Figura 2.1 (b) muestra las curvas características para variaciones de temperatura con irradiancia constante. Esta figura muestra que la temperatura no tiene un efecto significativo en la corriente de corto circuito, mientras que el voltaje de circuito abierto disminuye de manera lineal con el incremento de temperatura [Luis Castañer, 2002]. Como se puede observar en las Figuras 2.1 (c) y 2.1 (d), la potencia máxima de salida del módulo, situada en el punto máximo de la curva P-V, disminuye en relación con los niveles de irradiancia y de temperatura. Se puede apreciar que la variación de la irradiancia tiene un efecto mayor para la extracción de la máxima potencia del módulo.

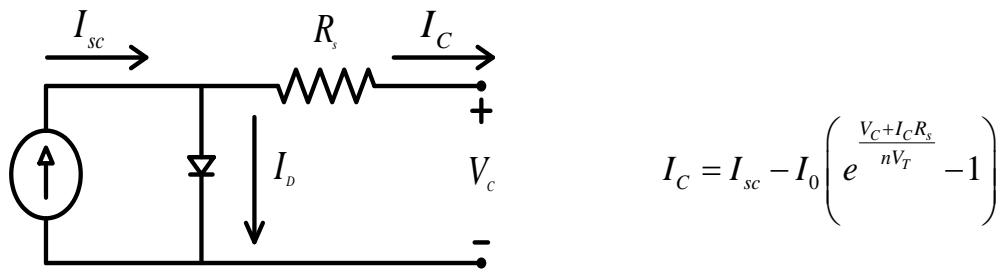
2.2. Modelo de la Celda Fotovoltaica

Con el propósito de analizar el comportamiento de un generador fotovoltaico en un ambiente de simulación, es necesario adoptar un modelo de circuito equivalente para obtener las ecuaciones que lo describen. En esta sección se introduce el modelo del generador fotovoltaico y se hace énfasis en los parámetros que se deben calcular a partir de datos proporcionados por el fabricante.

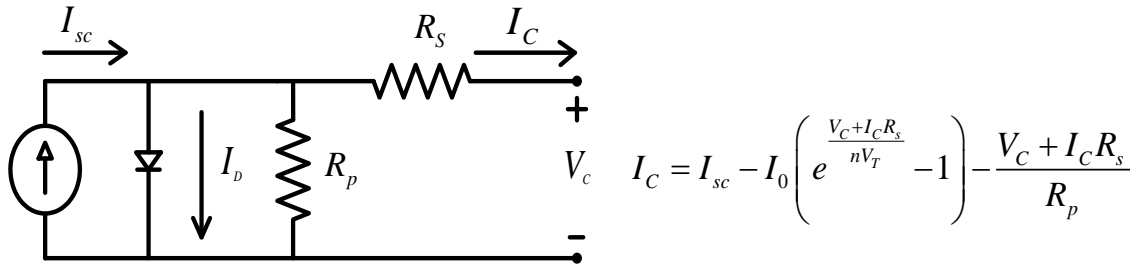
La Figura 2.2 muestra algunos de los circuitos equivalentes y ecuaciones características sugeridas en la literatura para modelar el comportamiento de la celda fotovoltaica [Wagner, 2010]. La ecuación característica de cada circuito equivalente aumenta su complejidad de acuerdo al número de elementos en el modelo. La Figura 2.2 (a) muestra el circuito equivalente para una celda fotovoltaica ideal así como su ecuación característica. La fuente de corriente representa la corriente fotoinducida, la cual es linealmente dependiente del área de la celda, la irradiancia y la temperatura [Luis Castañer, 2002]. En la oscuridad la celda solar funciona como un simple diodo. Como tal, al aplicar un voltaje en terminales de la celda para estas condiciones, se obtendrá una corriente descrita por la ecuación de Shockley correspondiente a la ecuación (2.2) llamada corriente de oscuridad. Además, el voltaje en terminales de la celda V_c es definido por el circuito externo conectado a la celda, el cual puede ser una batería o un convertidor de electrónica de potencia.



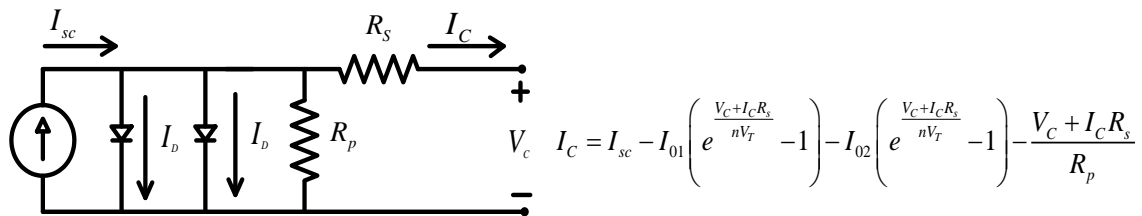
(a) Modelo ideal y ecuación característica.



(b) Modelo simplificado y ecuación característica.



(c) Modelo estándar y ecuación característica.



(d) Modelo de dos diodos y ecuación característica.

Figura 2.2.: Circuitos equivalentes y ecuaciones características para la celda fotovoltaica: a).- modelo ideal, b).- modelo simplificado, c).- modelo estándar y d).- modelo de dos diodos.

La corriente total I_c del circuito equivalente de la celda ideal se define como la diferencia entre la corriente debida a la radiación solar I_l (también llamada corriente de corto circuito I_{sc}) y la corriente de oscuridad I_D . Esta relación es definida como [Luis Castañer, 2002],

$$I_c = I_{sc} - I_D \quad (2.1)$$

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{V_c}{nV_T}} - 1 \right) \quad (2.2)$$

con,

$$V_T = \frac{q}{kT_{ck}} \quad (2.3)$$

en donde,

I_D = Corriente de oscuridad, A

I_c = Corriente de la celda, A

V_c = Voltaje de la celda, V

I_0 = Corriente de saturación del diodo, A

V_T = Potencial térmico, V

$q = 1.6 * 10^{-19}$, coulomb

$k = 1.38 * 10^{-23}$, J / °K

T_{ck} = Temperatura de la celda, °K

n = Constante de no idealidad del diodo. La constante de no idealidad toma valores entre 1 y 2 [Wenham et al., 2011].

La Figura 2.2(b) muestra el circuito equivalente simplificado para la celda fotovoltaica. Este circuito incorpora una resistencia R_s que representa las pérdidas internas de la fotocelda. La corriente de la celda correspondiente a la Figura 2.2(b) se define como [Luis Castañer, 2002],

$$I_c = I_{sc} - I_0 \left(e^{\frac{(V_c + I_c R_s)}{nV_T}} - 1 \right) \quad (2.4)$$

en donde,

I_{sc} = Corriente de corto circuito de la celda, A

R_s = Resistencia serie que representa las pérdidas internas, Ω

El modelo simplificado de la Figura 2.2(b) puede incrementar la exactitud y complejidad de los resultados añadiendo las siguientes características:

- Dependencia de la temperatura de la corriente del diodo.
- Resistencia shunt R_p en paralelo con el diodo que corresponde a la corriente de dispersión a tierra, la cual se ignora comúnmente.
- Ajustando el factor de no idealidad n del diodo.

El modelo de la Figura 2.2(c) incluye una resistencia en paralelo a la fuente de corriente. Esta resistencia R_p representa la corriente de dispersión a tierra, así como como corrientes debidas a defectos del cristal semiconductor [Wagner, 2010]. El modelo de la Figura 2.2(d) muestra un segundo diodo que representa la recombinación de cargas debida a propiedades intrínsecas de la celda fotovoltaica [Luis Castañer, 2002]. Los circuitos equivalentes de la Figura 2.2 muestran aproximaciones con errores no mayores al 1 % respecto a las mediciones disponibles para las celdas fotovoltaicas [Wagner, 2010].

El modelo de la Figura 2.2(b) es el que se utiliza en este trabajo de tesis ya que presenta un número menor de parámetros desconocidos y simplicidad para calcularlos. Además, la solución de la ecuación característica de este modelo puede ser resuelta de una manera iterativa sencilla.

2.2.1. Modelado del Módulo Fotovoltaico

Con el propósito de modelar un módulo fotovoltaico se considera que las características de corriente y voltaje de cada celda del generador son uniformes. Esta consideración es importante ya que garantiza que la expresión exponencial (2.4) puede escalarse de forma lineal basada en las conexiones paralelo y serie de las celdas debido a que los parámetros en el exponente $e^{\frac{V_c + I_c R_s}{nV_T}}$ serán idénticos para cada celda [Luis Castañer, 2002].

Teniendo en cuenta que en una conexión de celdas fotovoltaicas en serie los voltajes se suman y en una conexión en paralelo las corrientes se suman, entonces se aplican las siguientes relaciones,

$$\begin{aligned}
 I_M &= N_p I_c \\
 I_{scM} &= N_p I_{sc} \\
 V_M &= N_s V_c \\
 V_{ocM} &= N_s V_{oc} \\
 R_{sM} &= \frac{N_s}{N_p} R_s
 \end{aligned} \tag{2.5}$$

en donde,

I_M = Corriente proporcionada por el módulo, A

V_M = Voltaje del módulo, V

N_s = Número de celdas conectadas en serie

N_p = Número de cadenas conectadas en paralelo

I_{scM} = Corriente de corto circuito del módulo, A

V_{ocM} = Voltaje de circuito abierto del módulo, V

R_{sM} = Resistencia serie del módulo

Substituyendo (2.5) en (2.4) se tiene,

$$I_M = I_{scM} - N_p I_0 \left(e^{\frac{V_M + I_M R_{sM}}{n N_s V_T}} - 1 \right) \quad (2.6)$$

2.2.2. Modelado del Generador Fotovoltaico

La capacidad del generador depende del número de módulos fotovoltaicos conectados en serie para formar una cadena y el número de cadenas paralelas. La ecuación característica del generador requiere entonces del dimensionamiento del generador fotovoltaico con el fin de especificar el número de módulos en serie N_{sM} y el número de cadenas de módulos conectadas en paralelo N_{pM} . Las siguientes expresiones definen las dimensiones del generador [Luis Castañer, 2002],

$$\begin{aligned} N_{sM} &= \text{round} \left(\frac{V_{CD}}{V_M} \right) \\ P_{cad} &= N_{sM} P_{Mn} \\ N_{pM} &= \text{round} \left(\frac{P_D}{P_{cad}} \right) \end{aligned} \quad (2.7)$$

en donde,

$\text{round}()$ = Función que redondea al entero inmediato superior

V_{CD} = Voltaje deseado de CD para el generador fotovoltaico

P_{Mn} = Potencia nominal del módulo

P_{cad} = Potencia de una cadena de módulos

P_D = Potencia deseada del generador

N_{sM} = Número de módulos conectados en serie que forman una cadena

N_{pM} = Número de cadenas de módulos conectados en paralelo.

Una vez que se determina el esquema de conexión, la ecuación característica del módulo (2.6) se escala para describir el comportamiento del generador. De manera

similar a las expresiones definidas en (2.5), se obtienen las siguientes relaciones para determinar la ecuación característica del GFV [Luis Castañer, 2002],

$$\begin{aligned} I_{scG} &= I_{scM} N_{pM} \\ V_{ocG} &= V_{ocM} N_{sM} \\ P_{Gn} &= N_{sM} N_{pM} P_{Mn} \end{aligned} \quad (2.8)$$

en donde I_{scG} , V_{ocG} y P_{Gn} representan la corriente de corto circuito, el voltaje de circuito abierto y la potencia del generador, respectivamente.

El número de celdas en serie del generador N_{sG} es el producto del número de celdas en serie del módulo N_s y el número de módulos conectados en serie en la cadena N_{sM} . El número de conexiones en paralelo de las celdas es simplemente el número de cadenas paralelas de módulos,

$$\begin{aligned} N_{sG} &= N_s N_{sM} \\ N_{pG} &= N_{pM} \end{aligned} \quad (2.9)$$

Dadas las consideraciones anteriores y utilizando la ecuación característica de un módulo fotovoltaico, la ecuación característica I-V que define al generador fotovoltaico es,

$$I_G = I_{scG} - N_{pG} I_0 \left(e^{\frac{V_G + I_G R_{sG}}{n N_s G V_T}} - 1 \right) \quad (2.10)$$

2.2.3. Cálculo de parámetros del modelo a partir de la hoja de datos

Una vez que se ha elegido el modelo que define al módulo fotovoltaico, el siguiente paso consiste en calcular los parámetros faltantes del mismo. Considérese que normalmente los únicos datos proporcionados por el fabricante bajo condiciones de prueba estándar son los siguientes:

- Voltaje de circuito abierto, V_{oc}
- Corriente de corto circuito, I_{sc}
- Coeficiente de temperatura de voltaje de circuito abierto, $\frac{\partial V_{oc}}{\partial T}$
- Coeficiente de temperatura de corriente de corto circuito, $\frac{\partial I_{sc}}{\partial T}$
- El punto de operación de máxima potencia, I_{mpp} y V_{mpp}

La disponibilidad de los datos anteriores permite realizar el cálculo de los parámetros restantes. Para el caso del modelo definido en (2.10), los parámetros a calcular son I_0 , R_s y n . El parámetro I_0 se determina resolviendo (2.10) para las siguientes condiciones de circuito abierto con $I_G = 0$ y $V_G = V_{ocGE}$. Despejando I_0 de (2.10) se tiene [Luis Castañer, 2002],

$$I_0 = \frac{I_{scGE}}{N_{pG} \left(e^{\frac{V_{ocGE}}{nN_{sG}V_T}} - 1 \right)} \quad (2.11)$$

en donde I_{scGE} y V_{scGE} son la corriente de corto circuito y voltaje de circuito abierto a condiciones ambientales para el generador, respectivamente. El cálculo de estos parámetros dependientes de la temperatura se explicará en una sección posterior.

La resistencia serie R_{sG} del generador se define como [Luis Castañer, 2002],

$$R_{sG} = \frac{V_{ocG}}{I_{scG}} - \frac{P_{nG}}{FF_0 I_{scG}^2} \quad (2.12)$$

con,

$$FF_0 = \frac{v_{oc} - \ln(v_{oc} + 0.72)}{1 + v_{oc}} \quad (2.13)$$

$$v_{oc} = \frac{V_{ocG}}{N_{sG} n V_T} \quad (2.14)$$

en donde FF_0 es el factor de relleno del generador sin resistencia serie y v_{oc} es el valor normalizado para el voltaje de circuito abierto.

El parámetro de no idealidad del diodo n toma valores entre 1 y 2 para celdas amorfas que se modelan con la expresión matemática de una sola exponencial. Por otra parte, se recomienda que se le asigne un valor de 2 para celdas policristalinas [Ran et al., 2009]. La exactitud del modelado de la celda fotovoltaica puede ser incrementada permitiendo que n varíe entre 1 y 2 en lugar de mantener su valor fijo en 1 o 2 como se sugiere en algunos casos [González-Longatt, 2005]. Si bien el valor de n puede ser calculado como en [Femia et al., 2012], también se puede escoger un valor arbitrario entre 1 y 2 y después ser modificado con el objetivo de ajustar el modelo [Villalva et al., 2009]. En este trabajo de tesis se encontró en las simulaciones que para el caso particular del módulo ISF-230 los mejores resultados se obtienen con un valor de $n = 1.6$.

2.2.4. Modelo dependiente de la temperatura

La corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico con dependencia de la temperatura se define con [Luis Castañer, 2002],

$$I_{scGE} = \frac{I_{scGn}}{1000} + \left(\frac{\partial I_{scG}}{\partial T_c} \right) (T_c - T_{c0}) \quad (2.15)$$

en donde,

T_c Temperatura de la celda, °C

T_{c0} Temperatura de la celda a condiciones de operación nominal (usualmente 25 °C)

I_{scGE} Corriente de corto circuito del generador para condiciones ambientales dadas.

$\frac{\partial I_{scG}}{\partial T_c}$ Coeficiente de temperatura para la corriente de corto circuito.

I_{scGn} Corriente de corto circuito nominal del generador (máximo punto de potencia a condiciones de operación nominal).

El voltaje de circuito abierto del generador dependiente de la temperatura se define con,

$$V_{ocGE} = V_{ocGn} + \left(\frac{\partial V_{ocG}}{\partial T_c} \right) (T_c - T_{c0}) + \frac{kT_{ck}}{q} \ln \left(\frac{I_{scGE}}{I_{scGn}} \right) \quad (2.16)$$

en donde,

$\frac{\partial V_{ocG}}{\partial T_c}$ Coeficiente de temperatura del voltaje de circuito abierto

V_{ocGE} Voltaje de circuito abierto del generador para condiciones ambientales dadas

A medida que la temperatura de las celdas aumenta, el voltaje del material semiconductor en la celda se ve disminuido y, por lo tanto, el voltaje a través de la celda disminuye. La temperatura de la celda se puede calcular con las mediciones de temperatura ambiente y la temperatura NOCT (Nominal Operating Cell Temperature), el cual es un dato que proporciona el fabricante en la hoja de datos del módulo. De esta manera, se tiene que la temperatura de la celda y del módulo estará dada por,

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} G \quad (2.17)$$

en donde,

$NOCT$ Temperatura de la celda a operación nominal

T_c Temperatura de la celda, °C

T_a Temperatura ambiente, °C

G Irradiancia, W/m^2

2.2.5. Localización del punto de máxima potencia

La Figura 2.3 muestra los puntos de operación del módulo fotovoltaico a lo largo de la curva característica P-V. Con el propósito de encontrar el punto de máxima potencia de esta curva característica se calcula la corriente para cada uno de los puntos $\{V_{oc}, V_1, V_2, V_3 \dots V_{k+1}\}$. Además, se utiliza un paso fijo de voltaje ΔV para determinar el siguiente punto de operación definido como,

$$V_{k+1} = V_k - \Delta V \quad (2.18)$$

La ecuación característica para modelar el generador fotovoltaico definida en (2.10) es una ecuación implícita, es decir, la variable I_G aparece en ambos lados de la igualdad. Por lo tanto, es recomendable resolver esta ecuación con un método iterativo. Con el fin de encontrar la solución de la ecuación no lineal (2.10) se utiliza una condición inicial definida en el punto de voltaje circuito abierto $(0, V_{ocGE})$. El valor de V_{ocGE} se determina estableciendo el valor de I_G igual a cero en (2.10). De esta manera (2.10) toma la forma,

$$V_{ocG} = nN_{sG}V_T \ln \left(\frac{I_{scGE}}{I_0N_{pG}} + 1 \right) \quad (2.19)$$

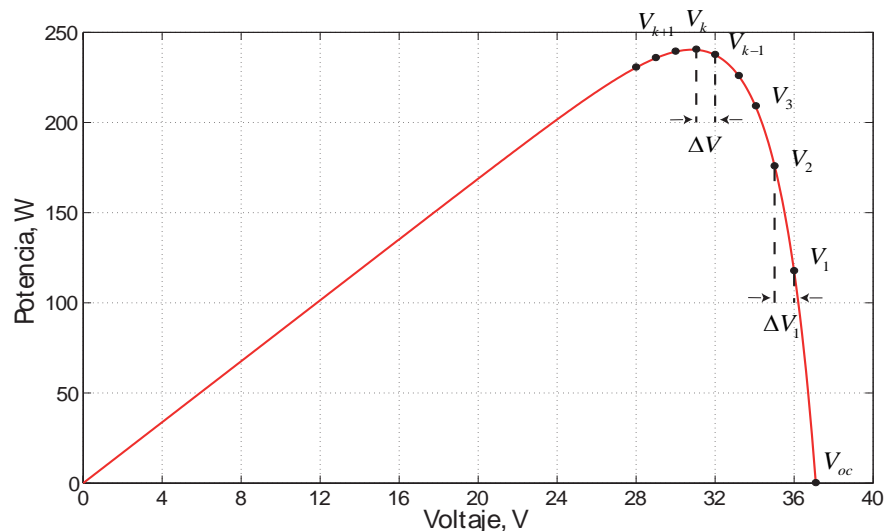


Figura 2.3.: Puntos de operación en la curva característica P-V.

Usando $(0, V_{ocGE})$ como solución inicial, se utiliza una técnica iterativa descrita en el Algoritmo 2.1 para la solución de (2.10) [Golder, 2006]. Este algoritmo arroja como resultado la curva característica I-V del generador fotovoltaico

Como puede apreciarse en el Algoritmo 2.1, la solución inicial para I_G se introduce en la ecuación como I_{G1} . El valor de V_G se reduce en un pequeño paso y se realizan iteraciones hasta que los valores de I_G e I_{G1} estén dentro de una tolerancia preestablecida tol . Una vez que se encuentra una solución se avanza al siguiente punto $i = i + 1$ haciendo $V_G = V_G - \Delta V$. Este procedimiento se repite hasta que se alcanza el punto de voltaje de cortocircuito en $V_G = 0$. De esta manera se producen las curvas I-V de un generador fotovoltaico para condiciones ambientales dadas.

El vector de potencia P_{PV} se calcula a partir de la curva I-V multiplicando los vectores almacenados de I_{PV} y V_{PV} ,

$$P_{PV} = I_{PV}V_{PV} \quad (2.20)$$

La potencia de salida del generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia se define entonces como el valor máximo del vector de potencia. La potencia máxima se localiza en la rodilla de la curva característica del generador.

$$P_G^{CD} = \max(P_{PV}) \quad (2.21)$$

Algoritmo 2.1 Pseudocódigo de la solución iterativa.

```

set  $tol = 0.001$ 
set  $\Delta V = 0.005$ 
set  $V_G = V_{ocGE}$ 
set  $I_{G1} = 0$ 
set  $i = 0$ 
while  $V_G > 0$ 
  set  $i = i + 1$ 
  compute  $V_G = V_G - \Delta V$ 
  compute  $I_G = I_{scG} - N_{pG}I_0 \left( e^{\frac{V_G + I_{G1}R_{sG}}{nN_{sG}V_T}} - 1 \right)$ 
  while  $\text{abs}(I_{G1} - I_G) > tol$ 
    compute  $I_{G1} = I_{G1} + (I_G - I_{G1})/10$ 
    compute  $I_G = I_{scG} - N_{pG}I_0 \left( e^{\frac{V_G + I_{G1}R_{sG}}{nN_{sG}V_T}} - 1 \right)$ 
  end
  set  $I_{G1} = I_G$ 
  set  $V_{pv}(i) = V_G$ 
  set  $I_{pv}(i) = I_G$ 
end

```

Tabla 2.1.: Parámetros alimentados al modelo del generador fotovoltaico: a).- mediciones ambientales, b).- módulo fotovoltaico c).- generador fotovoltaico.

(a)

Variable	Unidad
Irradiancia en el sitio G	W/m^2
Temperatura ambiente T_a	$^{\circ}C$

(b)

Corriente de corto circuito del módulo I_{sc}	A
Voltaje de circuito abierto del módulo V_{oc}	V
Potencia en el punto máximo de potencia P_{mpp}	W
Voltaje en el punto máximo de potencia V_{mpp}	V
Corriente en el punto máximo de potencia I_{mpp}	A
Coefficiente de temperatura para la corriente de corto circuito $\frac{\partial I_{sc}}{\partial T}$	mA / $^{\circ}C$
Coefficiente de temperatura para el voltaje de circuito abierto $\frac{\partial V_{oc}}{\partial T}$	mV / $^{\circ}C$
Temperatura nominal de operación de la celda NOCT	$^{\circ}C$
Número de celdas del módulo N_{celdas}	

(c)

Número de módulos serie en una cadena N_{sG}
Número de cadenas en paralelo N_{pG}

La Tabla 2.1 resume los datos necesarios para alimentar al modelo del generador fotovoltaico. La mayoría de los datos son proporcionados por el fabricante en la hoja de especificaciones del módulo fotovoltaico. Adicionalmente, las curvas características de los módulos proporcionadas por el fabricante son de utilidad ya que permiten verificar los datos proporcionados.

2.3. Implementación del modelo del generador fotovoltaico

La Figura 2.4 describe el diagrama de flujo del procedimiento para realizar el cálculo de la potencia de salida del GFV. Este procedimiento se encuentra implementado en el código denominado “Mpp.m” que se reporta en el Apéndice A. El código implementado en MATLAB permite obtener la potencia entregada por el GFV en condiciones de temperatura e irradiancia específicas.

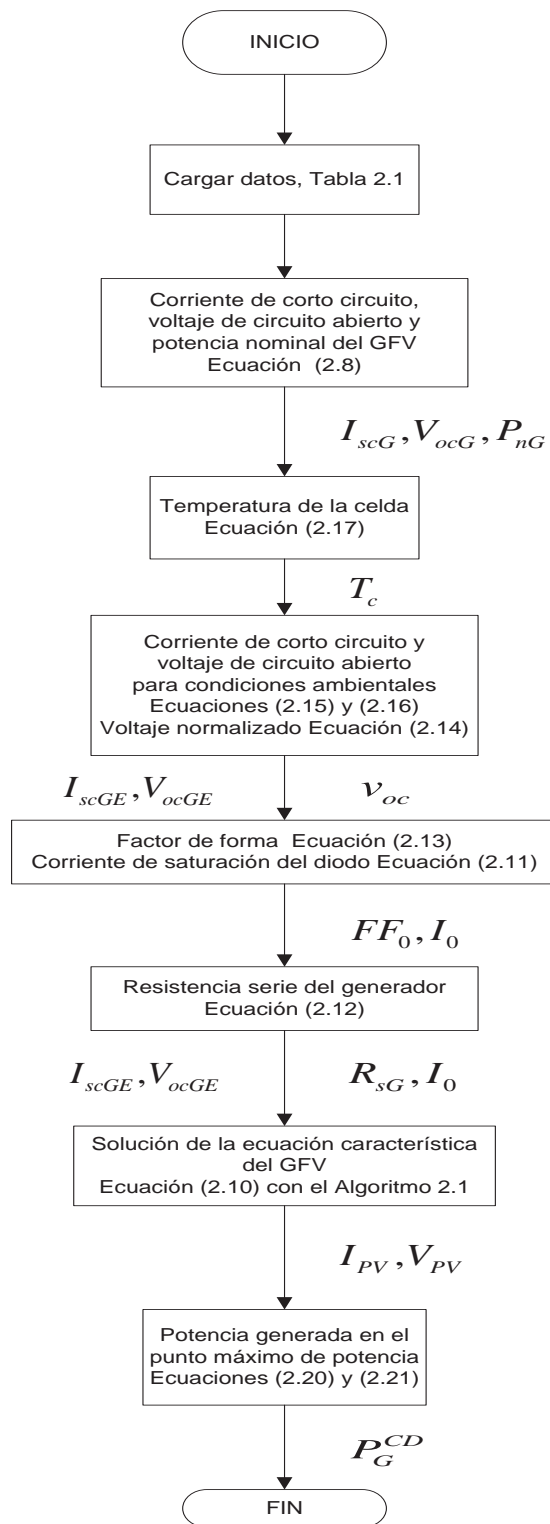


Figura 2.4.: Diagrama de flujo para el cálculo de la potencia del generador fotovoltaico.

El procedimiento mostrado en la Figura 2.4 comienza alimentando el programa con los parámetros proporcionados por el fabricante y la configuración del generador fotovoltaico. En seguida se calculan los valores nominales de corriente de corto circuito, voltaje de circuito abierto y potencia del generador con (2.8). Estos valores serán afectados por la temperatura por lo cual se calcula la temperatura de operación de los paneles fotovoltaicos usando (2.17). Las nuevas condiciones de voltaje de circuito abierto y corriente de cortocircuito son determinadas con (2.15) y (2.16). En seguida se determinan los valores de R_{sG} , I_0 y FF_0 que se requieren en la ecuación característica del GFV. El paso siguiente es obtener la curva característica del generador fotovoltaico resolviendo la ecuación (2.10) con el algoritmo presentado en la Tabla 2.1. Finalmente aplicando (2.20) y (2.21) se obtiene la potencia proporcionada por el GFV en el punto de máxima potencia. La función M_{pp} regresa como resultado el valor de la potencia producida en el punto máximo de potencia para las condiciones ambientales especificadas. Además, se crea un vector de voltajes y uno de corrientes para graficar las curvas V-I del módulo simulado.

2.3.1. Validación del modelo

En esta sección se presenta la comparación de las curvas I-V proporcionadas por el fabricante [ISOFOTON, 2010] y las curvas obtenidas por simulación usando MATLAB. La Figura 2.5 muestra las curvas I-V del módulo ISF-230 de 230 W de la marca Isotofón escaneadas de la hoja de datos proporcionada por el fabricante para variaciones de temperatura e irradiancia constante.

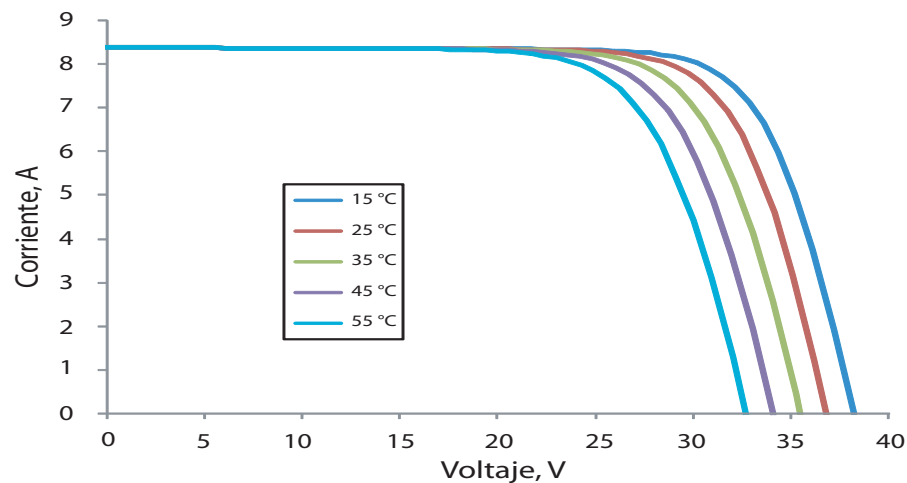


Figura 2.5.: Curvas I-V proporcionadas por el fabricante para el módulo ISF-230 para irradiancia constante y variaciones de temperatura [ISOFOTON, 2010].

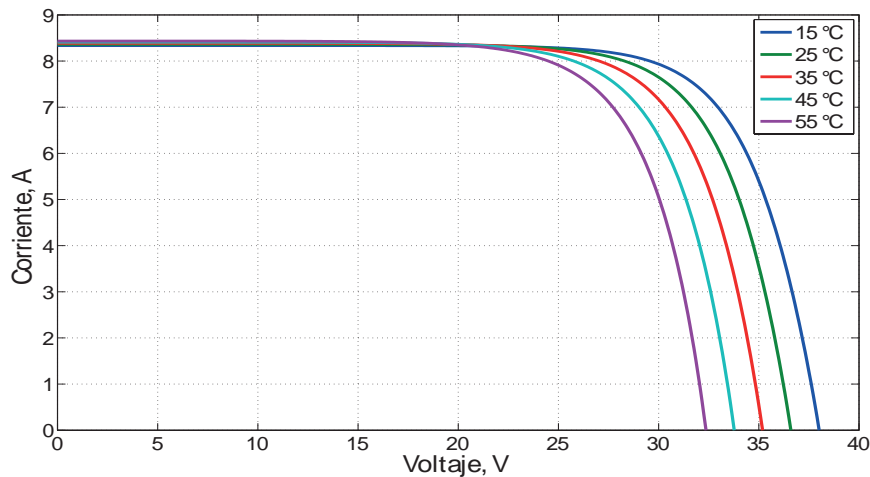


Figura 2.6.: Curvas I-V para el módulo ISF-230 obtenidas por simulación en MATLAB

El fabricante proporciona la curva característica del módulo fotovoltaico en su hoja de datos, la cual puede consultarse en el Apéndice B. Por su parte, la Figura 2.6 muestra las curvas I-V para el modulo ISF-230 obtenidas con el código en MATLAB reportado en el Apéndice A. Como puede apreciarse en las Figuras 2.5 y 2.6, los resultados obtenidos por simulación son muy similares a las proporcionadas por el fabricante en su hoja de datos. Tanto los voltajes de circuito abierto como las corrientes de cortocircuito coinciden ampliamente.

La comparación entre los resultados obtenidos por simulación y los datos proporcionados por el fabricante no se pueden realizar punto a punto para las curvas características reportadas en las Figura 2.5 y 2.6. Esto se debe a que el fabricante sólo proporciona la información gráfica en lugar de una tabla con un conjunto de puntos a lo largo de las curvas características. Sin embargo, el fabricante aporta información acerca de los valores de voltaje de circuito abierto, corriente de cortocircuito, voltaje en el punto de máxima potencia, corriente en el punto de máxima potencia y potencia máxima que pueden ser comparados cuantitativamente con la simulación. La Tabla 2.2 muestra las discrepancias encontradas entre los valores reportados por el fabricante y la simulación del módulo fotovoltaico ISF-230.

Tabla 2.2.: Comparación entre datos del fabricante y resultados obtenidos por simulación para el módulo ISF-230 de la marca Isofotón.

Variable	Dato del fabricante	Simulación	Porcentaje de error
I_{sc}	8.36	8.36	0 %
I_{mpp}	7.75	7.70	0.59 %
V_{oc}	36.6	36.6	0 %
V_{mpp}	29.7	29.8	0.33 %
P_{mpp}	230	229.6	0.18 %

Se puede observar que el grado de error obtenido para cada una de las variables no supera el 0.6 %. Estos resultados se obtuvieron utilizando un factor de calidad del diodo $n = 1.6$. Los resultados obtenidos con $n \neq 1.6$ indicaron un porcentaje de error mayor al reportado en la Tabla 2.2.

2.4. Central de generación fotovoltaica de Santa Rosalía

En esta sección se realiza el estudio de la producción de energía eléctrica en el sistema de generación solar fotovoltaico de Santa Rosalía bajo distintas condiciones ambientales. Para ello se cuenta con un conjunto de datos correspondientes a mediciones de irradiancia y temperatura realizadas cada 10 minutos durante el mes de Junio del 2012. Estos datos fueron proporcionados por la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la Comisión Federal de Electricidad.

La Figura 2.7 muestra el diagrama unifilar del sistema de generación fotovoltaica de la central “Santa Rosalía” de 1 MW. Se puede observar que los arreglos de las zonas A y B indicados en el diagrama tienen la misma configuración, mientras que los arreglos de las zonas C y D difieren en cuanto a la configuración del número de módulos fotovoltaicos. El esquema de conexión para las zonas A y B del sistema de Santa Rosalía muestra 5 grupos principales que a su vez se dividen en 3 arreglos de 14 módulos en serie y 5 cadenas en paralelo. En total se tienen 15 grupos de 70 módulos fotovoltaicos cada uno. Para los arreglos de las zonas C y D se muestran 4 grupos que se dividen en 3 arreglos de 14 módulos en serie y 5 cadenas en paralelo y 1 grupo adicional con 2 arreglos de 14 módulos en serie y 7 cadenas en paralelo. En total se tienen 12 grupos de 70 módulos y 2 grupos de 98.

2.4.1. Mediciones de temperatura e irradiancia en la instalación de Santa Rosalía

La instalación de generación fotovoltaica de Santa Rosalía se cuenta con un conjunto de medidores ubicados en cada una de las 4 zonas de la instalación. Cada zona posee sensores de temperatura ambiente, temperatura del módulo e irradiancia en el plano del módulo. Además, se cuenta con un sensor de irradiancia, el cual se encuentra fijo en el plano horizontal. Este sensor no tiene movimiento en comparación con los sensores de cada zona que se encuentran montados en el mismo plano que los módulos. La Figura 2.8 muestra las mediciones de irradiancia de cada uno de los sensores en las secciones A, B, C y D que son comparadas con la medición de la estación central. Como se puede observar, a primeras horas del día la irradiancia medida por la estación central es menor que la reportada por los sensores de las zonas A, B, C y D. Esto se debe al hecho de que los módulos fotovoltaicos de estas zonas cuentan con movimiento en un eje, lo cual permite tener una mejor captación de la radiación solar.

Por otra parte, el montaje del sensor de la estación central es fijo, por lo cual se espera que las mediciones sean iguales en un instante de tiempo durante el día. Se puede apreciar de la Figura 2.8 que únicamente el sensor del inversor 3 coincide con las mediciones de la estación central entre las 13:00 y 14:00 horas. En una primera instancia se esperaría que las mediciones de las zonas A, B, C y D coincidieran también con el medidor central a cierta hora del día.

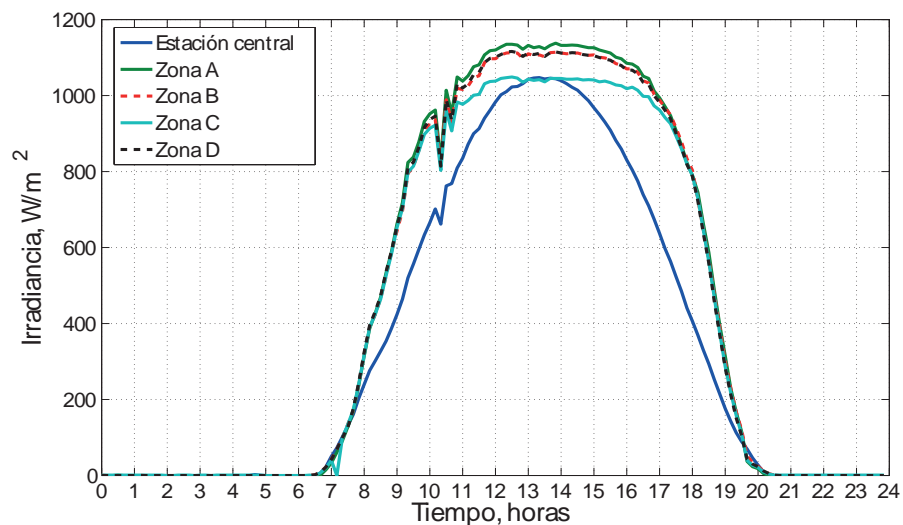


Figura 2.8.: Mediciones de irradiancia de los sensores en cada zona y el sensor de la estación central de medición del generador fotovoltaico de Santa Rosalía.

Sin embargo, se puede apreciar que las zonas A, B y D presentan valores de irradiancia superiores al sensor central. Por lo tanto, se concluye que los sensores de las zonas A, B y D están midiendo valores superiores a los esperados. Únicamente el sensor de la zona C reporta valores que coinciden con el sensor central. Es por ello que en esta tesis se utilizarán los datos de irradiancia de la zona C para simular la instalación fotovoltaica.

Por otra parte, se cuenta con mediciones de temperatura ambiente proporcionadas por la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la Comisión Federal de Electricidad para cada una de las secciones que integran la instalación fotovoltaica. Estas 4 mediciones se comparan con la medición de la temperatura ambiente proporcionada por la estación de medición central de la instalación de generación fotovoltaica. Como se puede ver en la Figura 2.9, existen diferencias entre las mediciones proporcionadas por los sensores de cada zona. Es aún más notoria la diferencia entre la temperatura proporcionada por la estación de medición central y las mediciones de los sensores en cada zona. En este caso se optó también por usar los datos de la sección C.

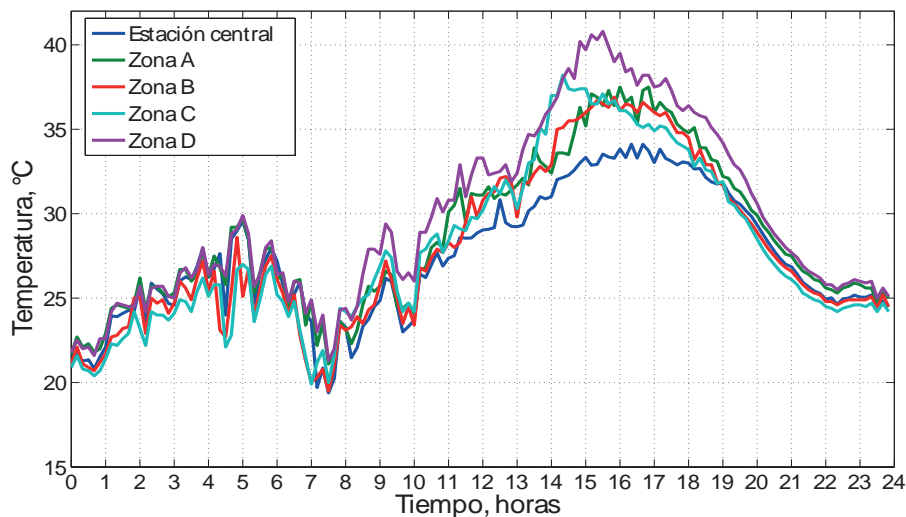


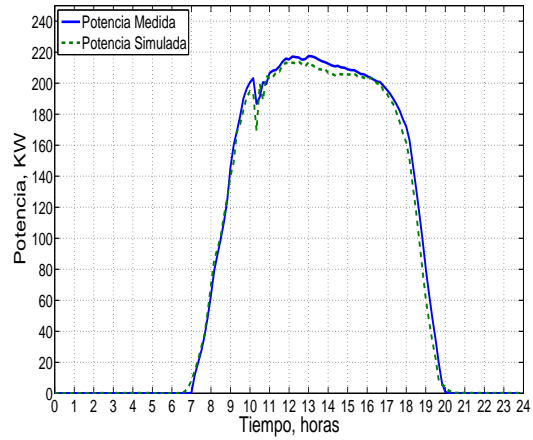
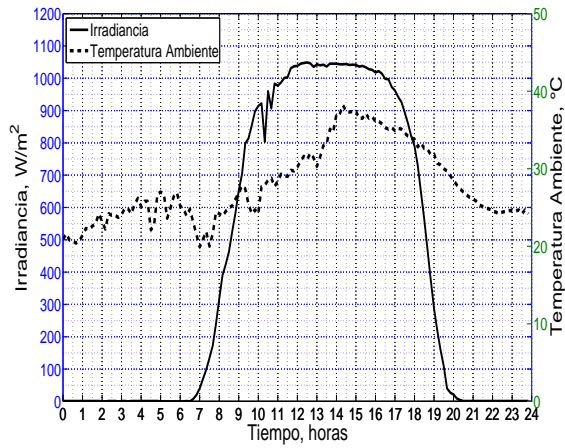
Figura 2.9.: Comparación entre mediciones de temperatura de sensores en cada zona y la estación central de medición del generador fotovoltaico de Santa Rosalía.

2.4.2. Potencia Generada en la Zona C del Generador Fotovoltaico

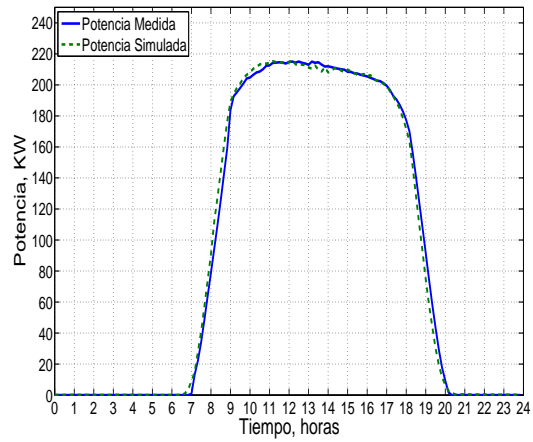
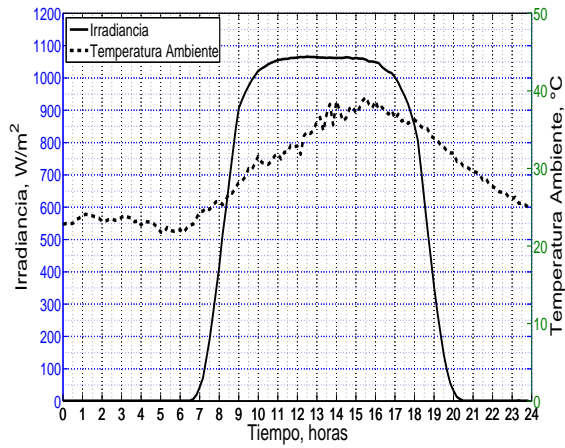
Para realizar la simulación de la potencia generada por el grupo de módulos correspondientes a la zona C se cuenta con una serie de datos tomados durante el mes de Junio del 2012. Los valores corresponden a las mediciones tomadas por los sensores de temperatura ambiente e irradiancia cada diez minutos durante el transcurso del día. La simulación se realizó para cada día del mes, de esta manera se puede tener un conjunto de resultados simulados que pueden ser comparados con las mediciones en la entrada del inversor.

En la Figura 2.10 se muestran los resultados obtenidos para los días 1, 8 y 11 del mes de Junio del 2012. En el lado izquierdo se muestran los valores de temperatura ambiente e irradiancia alimentados al modelo. Del lado derecho se muestra la comparación entre la potencia de CD medida y la potencia de CD obtenida de la ecuación (2.21). Se han seleccionado estos días ya que muestran condiciones representativas de días soleados (1 y 8 de Junio del 2012) y días nublados (11 de Junio del 2012).

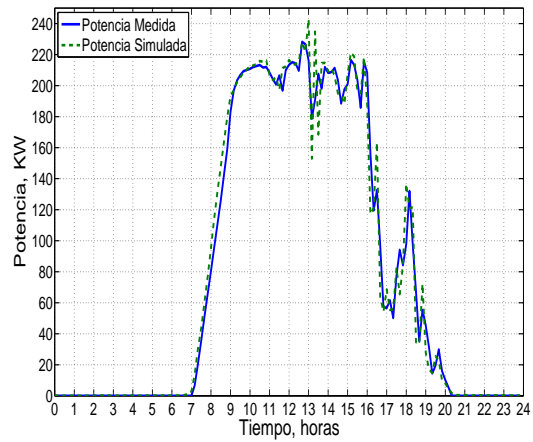
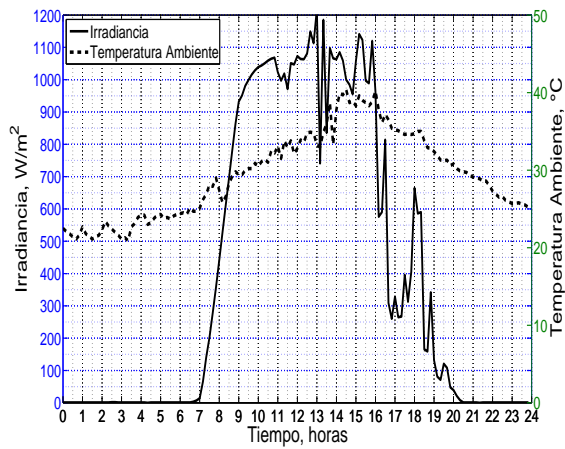
En condiciones controladas de temperatura como las de laboratorio se tendría un perfil plano de temperatura obteniendo un perfil de generación idéntico al de irradiancia. En la Figura 2.10(b) se puede apreciar el efecto que tienen los cambios de temperatura sobre la potencia del GFV. Puede observarse como entre las 8:00 y 18:00 horas se tiene un aumento de temperatura el cual reduce la potencia de salida esperada si se tuviera un perfil plano de temperatura. Además, en el Apéndice C se reportan los resultados de simulación correspondientes para cada uno de los días del mes de Junio del 2012.



(a)



(b)



(c)

Figura 2.10.: Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para los días: a).- 1 de Junio, b).- 8 de Junio y c).- 11 de Junio del 2012.

Con el objetivo de cuantificar las discrepancias entre las mediciones y simulación, se presenta a continuación un análisis usando la potencia de salida medida y simulada. Se calcula el promedio del error porcentual diario que se tiene entre los valores calculados y los valores medidos. El error absoluto porcentual promedio diario se define como [Mazengia et al., 2008],

$$EAP = \frac{1}{N} \sum_1^N \left| \frac{P_m - P_s}{P_m} \cdot 100 \right| \quad (2.22)$$

en donde,

P_m Potencia medida, W.

P_s Potencia simulada, W.

N Número de mediciones durante el día.

La Figura 2.11 muestra el error porcentual para los días del mes de Junio de 2012. El análisis de los resultados de los 30 días del mes de Junio de 2012 mostró que durante las horas de generación, entre las 6:50 y 20:20 horas, se registran errores promedio para cada día de entre el 1.7% y el 9.3%. Como se puede observar en la Figura 2.11, el día 12 de Junio presenta el error promedio de mayor magnitud con un 9.3% de error promedio. Al relacionar los perfiles de generación mostrados en el Apéndice C y el error promedio reportado en la Figura 2.11 para cada uno de los días del mes de Junio, se observa que el error aumenta cuando el grado de intermitencia en los niveles de irradiancia durante el día es mayor.

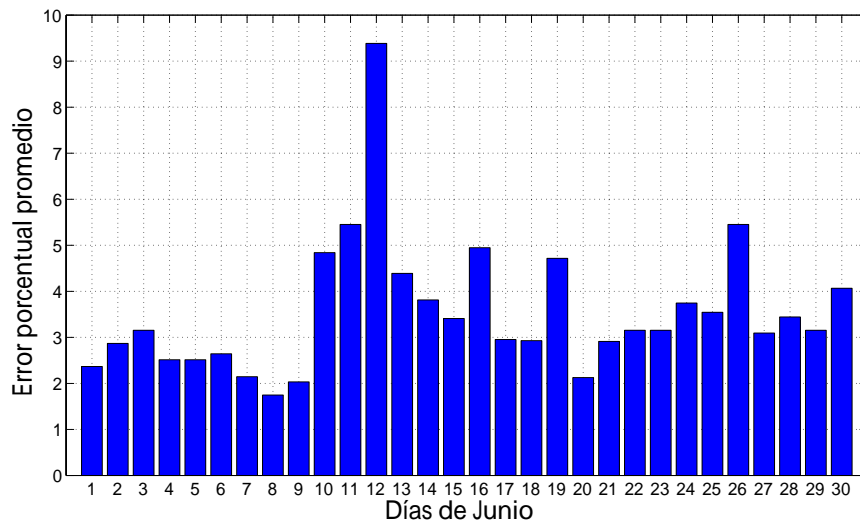


Figura 2.11.: Error porcentual promedio diario entre potencia medida y potencia simulada en la zona C para los días del mes de Junio.

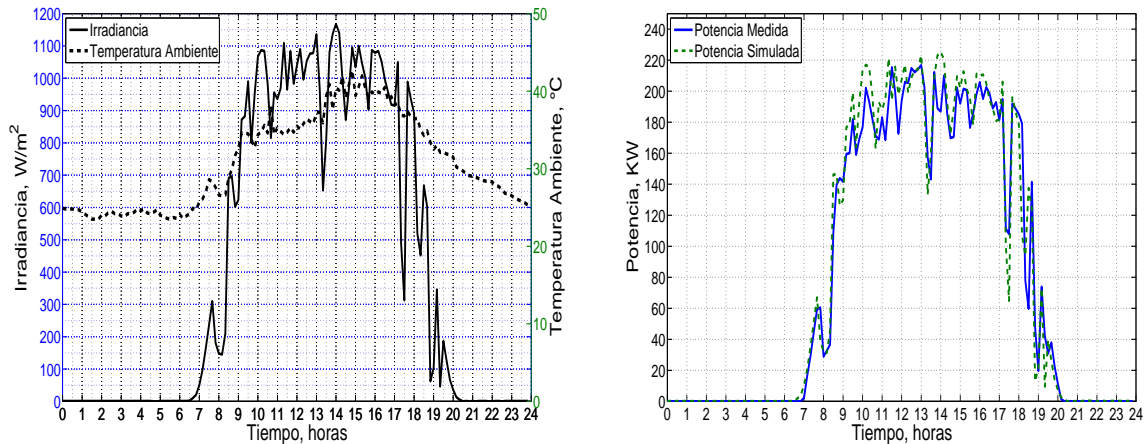


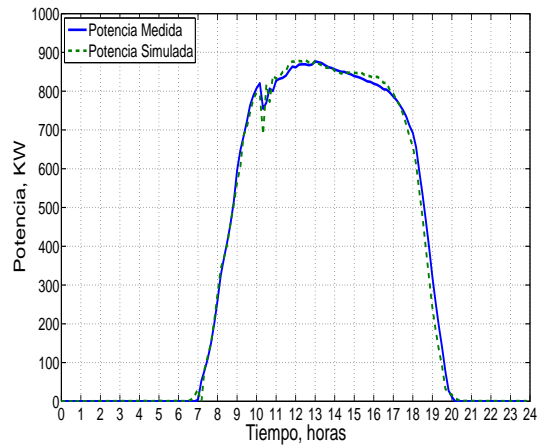
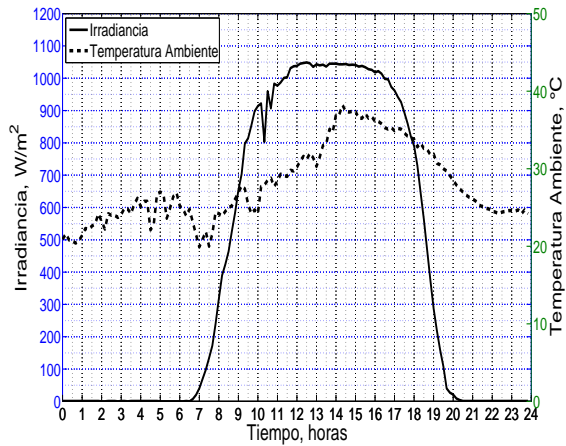
Figura 2.12.: Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para el día 12 de Junio del 2012.

La Figura 2.12 muestra los perfiles de irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para el día 12 de Junio del 2012. Se puede observar que el perfil de la potencia simulada se comporta de la manera esperada siguiendo el perfil de irradiancia en todo momento. Por otro lado, el perfil de potencia medida muestra un comportamiento distinto, como el que se puede observar entre las 17:00 y 18:00 horas. En este lapso se espera que la potencia disminuya en proporción a la irradiancia, sin embargo se mantiene por arriba de los 100 KW cuando se esperaba un valor de 63 KW aproximadamente. Estas discrepancias entre la potencia medida y simulada aumentan el error promedio de las pruebas realizadas. En este caso es necesario determinar si la medición es correcta. La validación de las mediciones y el funcionamiento adecuado del equipo de medición queda fuera del alcance de este trabajo de tesis.

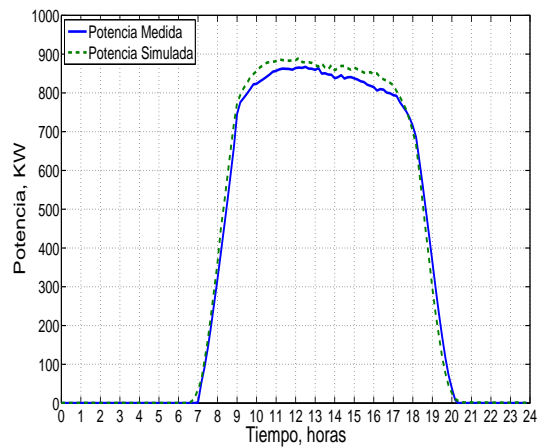
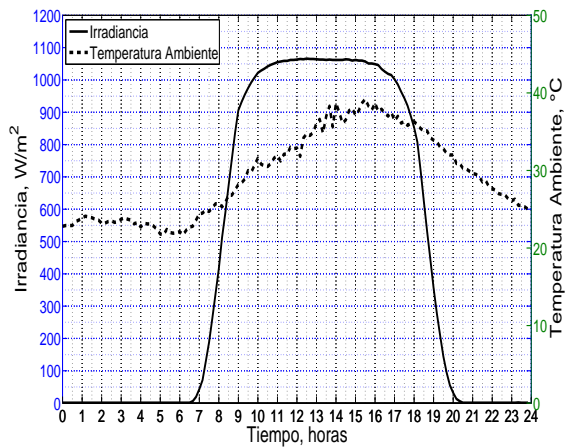
2.4.3. Simulación de la Potencia Total de la Instalación de Santa Rosalía

Para obtener la potencia total del GFV se realiza la simulación de cada una de las cuatro secciones que integran el generador fotovoltaico y se suman sus potencias individuales. La simulación se lleva a cabo con las mediciones de temperatura ambiente e irradiancia correspondientes para la zona C debido a que este muestra las mediciones de irradiancia que mejor coinciden con la estación central de medición.

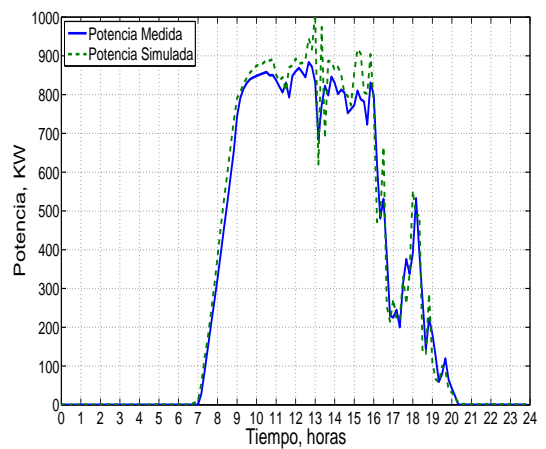
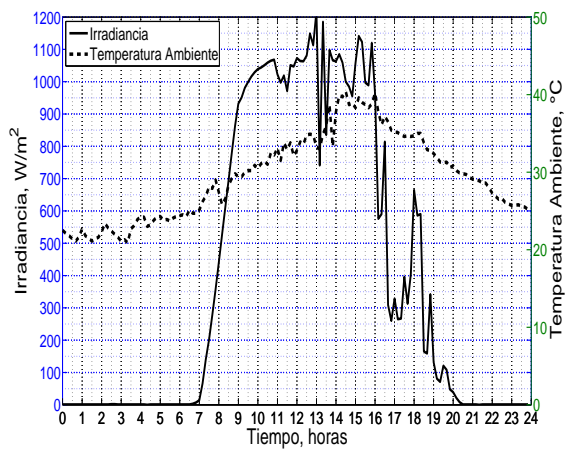
En la Figura 2.13 se muestra la comparación entre las potencias obtenidas por simulación y las mediciones de potencia realizadas en la instalación para los días 1, 8 y 11 del mes de Junio del 2012.



(a)



(b)



(c)

Figura 2.13.: Irradiancia, temperatura ambiente, potencia medida y potencia simulada para el generador fotovoltaico de Santa Rosalía para los días: a).- 1 de Junio, b).- 8 de Junio y c).- 11 de Junio del 2012.

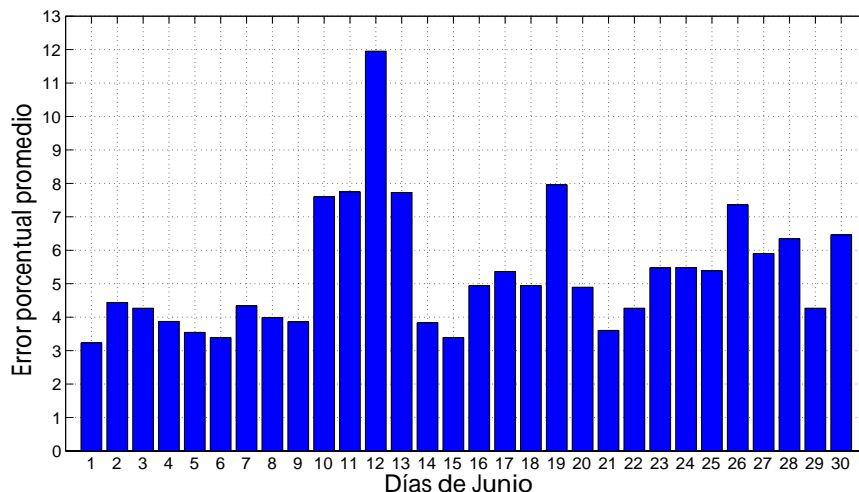


Figura 2.14.: Error porcentual promedio diario entre potencia medida y potencia simulada del generador fotovoltaico para los días del mes de Junio.

Como se puede observar, las potencias calculadas por simulación coinciden ampliamente con las potencias medidas en la instalación. Las diferencias entre las potencias medidas y los resultados obtenidos por simulación pueden deberse a variaciones en las mediciones de temperatura e irradiancia que son tomadas por los sensores. Es recomendable verificar el correcto funcionamiento de los sensores de temperatura e irradiancia para corroborar que sus mediciones reflejen correctamente las condiciones climáticas ya que el modelo depende principalmente de estos dos parámetros.

La Figura 2.14 muestra el error promedio de la potencia total generada para cada uno de los días del mes de Junio de 2012. Como puede observarse, el promedio del error porcentual tiene valores que se encuentran entre el 3.2% y 11.9% respecto a los valores medidos para la potencia generada por el GFV. Cabe mencionar que el fabricante del módulo fotovoltaico indica un umbral de 3% de variación de la potencia nominal del módulo, lo cual puede contribuir a las discrepancias observadas en esta sección.

2.5. Conclusiones

En este capítulo se presentó el modelo de la central de generación fotovoltaica de Santa Rosalía utilizando como unidad básica la ecuación característica de una

celda fotovoltaica. El modelo del módulo fotovoltaico utilizado en dicha central de generación se simuló bajo condiciones de operación nominal reportadas por el fabricante de los módulos fotovoltaicos, obteniéndose resultados con errores menores al 0.6 % en comparación a los registrados en la hoja de datos.

El modelo del GFV se alimentó con mediciones de temperatura ambiente e irradiancia, así como especificaciones de la conexión de los módulos fotovoltaicos al interior de la central de generación fotovoltaica. Estos datos fueron proporcionados por la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la Comisión Federal de Electricidad. El análisis preliminar de las mediciones indicó que los datos medidos en la sección C eran más consistentes con las mediciones esperadas, ya que se comparó con las mediciones de una estación central de la instalación de generación fotovoltaica.

La simulación de la zona C del GFV mostró errores promedio entre 1.7 % y 9.3 %. Donde los días con un perfil suave de irradiancia presentaron errores no mayores al 3.5 %. Por otro lado, los días con alta intermitencia en los niveles de irradiancia como es el día 12 de Junio de 2012 mostraron un error superior al 3.5 %. Considerando que el fabricante de los módulos fotovoltaicos reporta un margen de error de $\pm 3\%$ se puede considerar que para perfiles de irradiancia sin un alto nivel de intermitencia el modelo se comporta adecuadamente. Por otro lado, para los casos de alta intermitencia el modelo no está dentro del margen de potencia ofrecido por el fabricante. Esto plantea la necesidad de validar las mediciones para cambios repentinos de irradiancia ya que el perfil de potencia medida no parece coincidir con el de irradiancia del cual depende directamente.

Las mediciones de potencia diaria del GFV indican que se presentan cambios relativamente rápidos al variar la irradiancia y temperatura. Tomando en cuenta que esta instalación tiene una capacidad de 1MW las variaciones de generación no representan un problema serio para el sistema eléctrico de potencia. Sin embargo, un GFV de gran capacidad podría tener efectos adversos en el sistema eléctrico al presentar los cambios súbitos de generación.

3. Solución de flujos de potencia en PSS/E con presencia de generación fotovoltaica

En este capítulo se describen algunos puntos importantes sobre el programa de simulación PSS/E para analizar sistemas de potencia. Se presenta un sistema de potencia de prueba de 5 nodos en el cual se realizan estudios para determinar el impacto de la operación de generación fotovoltaica. Se estudia la respuesta en estado estable de los voltajes nodales, pérdidas del sistema y nivel de carga en las líneas de transmisión. El sistema de prueba se resuelve con simulaciones realizadas durante un lapso de 24 horas con intervalos de 10 minutos. El generador fotovoltaico se opera como nodo PQ aportando sólo potencia activa y como nodo P|V| con el fin de brindar soporte reactivo. Por otro lado se modela el comportamiento variable de las cargas del sistema de prueba basado en datos obtenidos de CFE. Además, se incorpora un sistema de almacenamiento de energía en base a baterías con el fin de estudiar el soporte que provee a la red en situaciones de pérdidas de generación en el GFV.

3.1. Software de simulación PSS/E

El programa Power System Simulator for Engineering (PSS/E) es una paquetería que se compone de un conjunto de programas para estudios de las redes de generación y transmisión en los sistemas de potencia [SIEMENS, 2008]. En la actualidad contiene dos simuladores principales, uno para estudios de estado estable y otro para simulación dinámica. Es posible realizar estudios que incluyen flujos de potencia, flujos de potencia óptimos, fallas del tipo balanceadas y desbalanceadas, obtención de equivalentes y simulación dinámica.

PSS/E utiliza una interfaz gráfica de usuario que se compone de todas las funcionalidades de análisis de estado estable. Además, el software PSS/E permite que el usuario automatice tareas repetitivas con el uso de otros lenguajes de programación

como lo son Python o Iplan realizando llamadas a rutinas construidas dentro de la API (Application Program Interface) de PSS/E.

La interfaz de PSS/E es compatible con una variedad de servicios interactivos, incluyendo [SIEMENS, 2008]:

- Introducción, modificación y supresión de datos de la red utilizando una hoja de cálculo.
- Creación de redes y diagramas de una línea.
- Análisis en estado estacionario tal como flujo de carga, análisis de fallas y el flujo de potencia óptimo.
- Presentación de los resultados del análisis de estado estable.

3.1.1. Flujos de potencia en PSS/E

El problema del flujo de potencia determina la solución de estado estable y balanceado del sistema de potencia. Debido a que se considera una operación bajo condiciones balanceadas en la que los voltajes de secuencia negativa y de secuencia cero son cero, el cálculo de flujos de potencia involucra exclusivamente los modelos de secuencia positiva de todos los componentes del sistema [SIEMENS, 2008].

Los datos de entrada básicos para cálculos de flujo de potencia son,

- Impedancias y admitancias de carga de las líneas de transmisión.
- Impedancias de transformadores y relaciones de transformación.
- Admitancias de dispositivos en paralelo como capacitores o reactores.
- Demanda de potencia en cada nodo del sistema.
- Potencia activa de salida en cada planta generadora.
- Magnitud de voltaje o potencia reactiva en cada planta generadora.
- Límites de potencia reactiva de cada planta generadora.

Las cantidades a determinar son:

- La magnitud de voltaje en cada nodo del sistema .
- El ángulo para los voltajes de cada nodo del sistema, excepto en nodo de compensación.

- La salida de potencia reactiva para cada planta generadora en donde no se haya especificado.
- La potencia real, reactiva y flujo de corriente en cada línea de transmisión y transformador.

3.2. Generador fotovoltaico conectado a la red

La Figura 3.1 muestra la estructura de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica. Los elementos principales que lo integran se describen a continuación:

3.2.1. Unidad acondicionadora de potencia

La unidad acondicionadora de potencia es un dispositivo que permite la conexión del generador fotovoltaico con la red eléctrica de potencia. Esta unidad consiste de un capacitor para el enlace de CD entre el arreglo fotovoltaico y el convertidor de CD-CD que se encarga del seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP). Además, consta de un inversor CD-AC utilizado para la interconexión con la red de CA como se muestra en la Figura 3.1. En la mayoría de los casos la unidad acondicionadora de potencia contiene dispositivos de protección que desconectan el GFV de la red en caso de una falla en la misma. Muchos de las unidades acondicionadoras de potencia utilizan los interruptores controlables existentes en el inversor CD-CA para ejecutar estas funciones de protección [Golder, 2006].

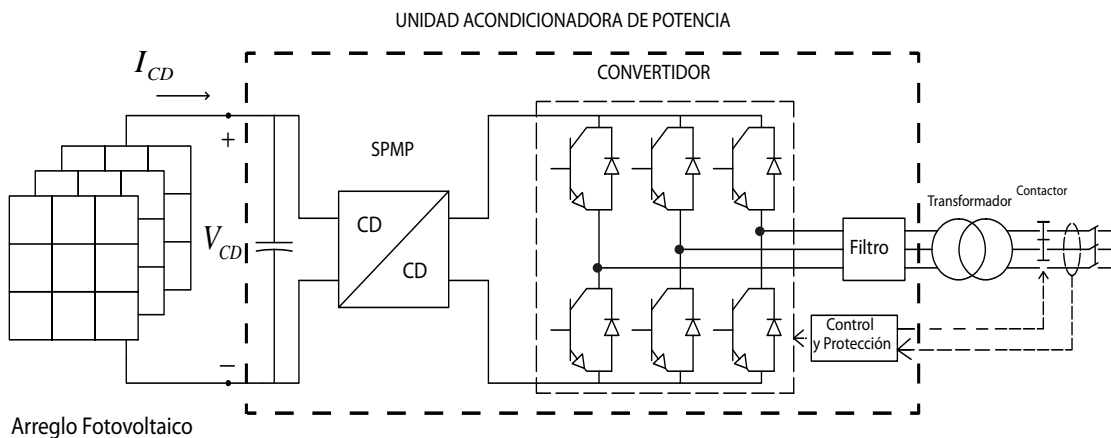


Figura 3.1.: Esquema de un generador fotovoltaico interconectado a la red mediante una unidad acondicionadora de potencia.

La potencia de salida de la unidad acondicionadora esta afectada por la eficiencia de la misma, de esta manera se tendrá que,

$$P_{UAP} = \eta_{UAP} P_G^{CD} \quad (3.1)$$

en donde,

P_{UAP} Potencia de salida de la unidad acondicionadora de potencia.

P_G^{CD} Potencia entrante a la unidad acondicionadora de potencia.

η_{UAP} Eficiencia de la unidad acondicionadora de potencia.

3.2.2. Convertidor de CD-CD

En la Figura 3.2 se muestran curvas típicas I-V y P-V de un módulo fotovoltaico para condiciones de irradiancia variable. Como se puede observar, existe un punto de operación que corresponde al punto de máxima potencia. El seguidor del punto máximo de potencia es un convertidor de voltaje CD-CD que asegura que el GFV provea la máxima potencia disponible al inversor CD-CA. Una amplia variedad de convertidores del tipo reductor, elevador y elevador reductor se pueden utilizar para desempeñar esta tarea [Hua y Shen, 1998].

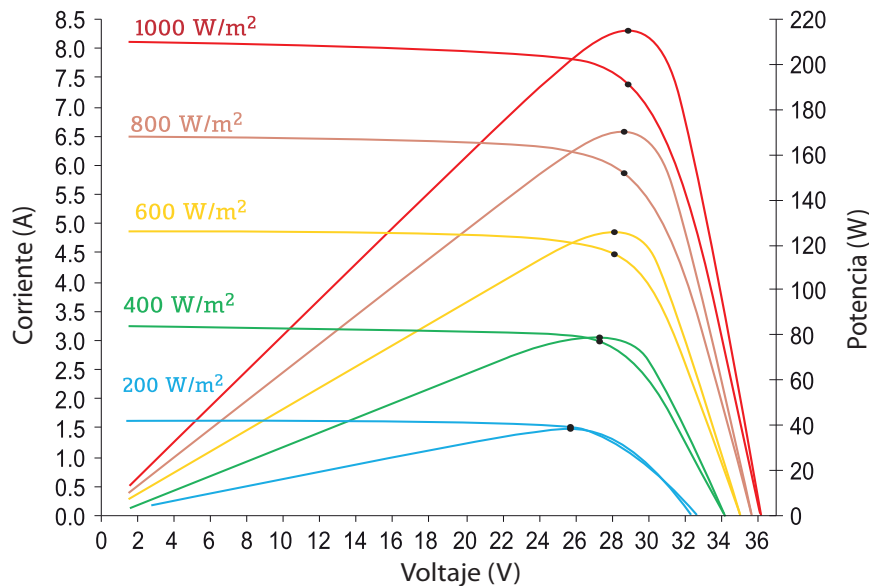


Figura 3.2.: Curvas típicas I-V y P-V para condiciones de irradiancia variable en un módulo fotovoltaico.

El convertidor DC-DC se utiliza para el seguimiento del punto de máxima potencia mediante el control del voltaje en el capacitor del enlace de CD. Esto se consigue mediante la creación de un voltaje de referencia que se suministra a un controlador PI que crea señales de conmutación que forzan al voltaje en el GFV a seguir el voltaje de referencia.

Seguimiento del punto de máxima potencia

El sistema de control para el seguimiento del punto de máxima potencia se muestra en la Figura 3.3. La corriente de salida del GFV (I_{GFV}) y el voltaje de salida (V_{GFV}) se pasan a través de un filtro pasa-bajas de primer orden con una magnitud de $G = 1$ y una constante de tiempo de $T = 0.01$ segundos con el fin de filtrar las componentes de alta frecuencia o armónicos de estas señales. Las señales filtradas de corriente y voltaje (I_{GFV-F} y V_{GFV-F}) se incorporan después en el bloque de control de SPMP que utiliza el algoritmo de seguimiento de conductancia incremental. Este algoritmo se basa en el principio de que la pendiente de la curva de potencia del GFV es cero en el punto de máxima potencia, positivo en la izquierda, y negativo a la derecha, como se puede observar en la Figura 3.2. Por lo tanto, el punto de máxima potencia se puede seguir mediante la comparación de la conductancia instantánea (I / V) con la conductancia incremental ($\Delta I / \Delta V$) [Esrám y Chapman, 2007]. Esto es,

$$\begin{aligned} \Delta I / \Delta V &= -I / V, & \text{en el PMP} \\ \Delta I / \Delta V &> I / V, & \text{izquierda del PMP} \\ \Delta I / \Delta V &< -I / V, & \text{derecha del PMP} \end{aligned} \quad (3.2)$$

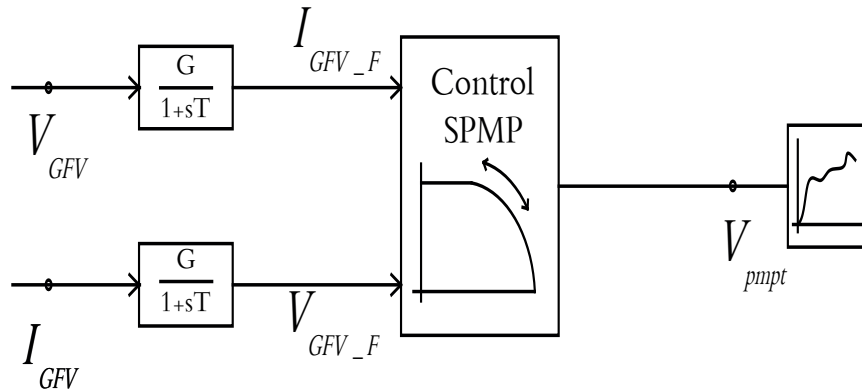


Figura 3.3.: Sistema de control para el seguimiento del punto de máxima potencia [Kalbat, 2013].

En base a los tres casos anteriores, el SPMP genera un voltaje de referencia (V_{pmpt}) al que el generador fotovoltaico se ve obligado a operar. El algoritmo incrementa o decrementa V_{pmpt} para realizar un seguimiento del punto de máxima potencia cuando opera bajo diversas las condiciones atmosféricas. Este voltaje de referencia V_{pmpt} se utiliza como entrada para el modelo de control del convertidor CD-CD.

Control del convertidor de CD-CD

El convertidor de CD-CD es un circuito electrónico que se utiliza ya sea para reducir el voltaje de entrada (convertidor buck) o para aumentar el voltaje de entrada (convertidor boost). El modelo mostrado en la Figura 3.1 es un convertidor buck que consiste en un circuito de modulación de ancho de pulso (que se muestra en la Figura 3.4), un interruptor “Insulated Gate Bipolar Transistor” (IGBT), un inductor, un capacitor y el diodo volante. La diferencia entre el voltaje de salida del GFV (V_{GFV}) y el voltaje de referencia (V_{pmpt}) se utiliza como una entrada al controlador proporcional-integral (PI), que se muestra en la Figura 3.4. La salida del control PI alimenta el comparador del esquema de conmutación PWM.

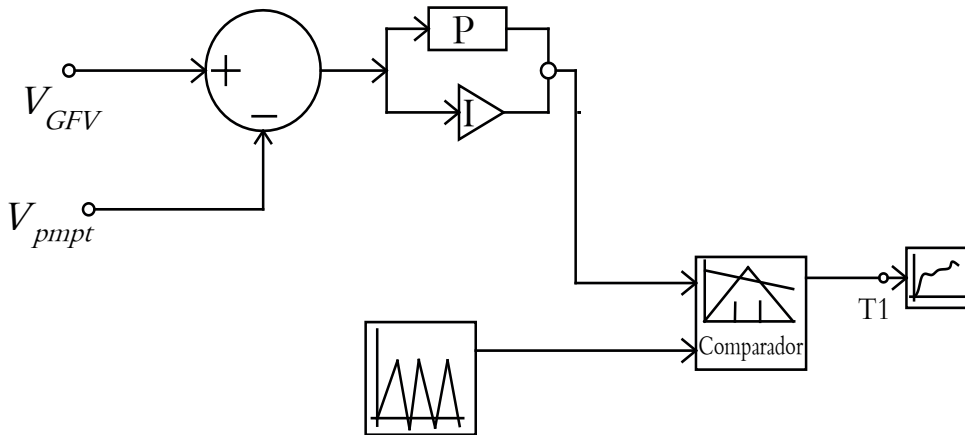


Figura 3.4.: Sistema de control del convertidor CD-CD.

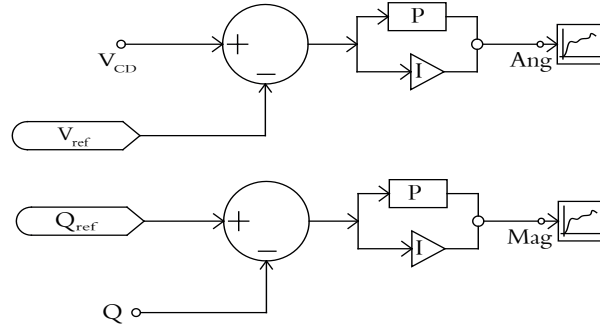


Figura 3.5.: Sistema de regulación de P y Q

3.2.3. Convertidor de CD-CA

Con el fin de conectar un sistema fotovoltaico con la red eléctrica, la potencia de salida de CD del convertidor de CD-CD debe ser convertida a CA con un inversor trifásico. El inversor tiene como tarea mantener el voltaje del bus de CD en un valor constante. Además, el inversor trifásico consta de un sistema de control simple para regular el intercambio de potencia activa y reactiva.

Regulación de P y Q

Con el fin de mantener constante el voltaje de CD entre el convertidor de CD-CD y el inversor, se usa un controlador PI como el mostrado en la Figura 3.5. La salida del controlador Ang se utiliza como generador de pulsos de disparo de las valvulas del inversor.

El segundo controlador PI ajusta la potencia reactiva medida Q al valor deseado Q_{ref} , con lo cual el inversor funciona con un factor de potencia requerido para cumplir con Q_{ref} . La salida de este controlador (Mag) también es usada como una entrada del generador de pulsos de disparo PWM del inversor.

3.3. Capacidad de potencia reactiva

Los requisitos de interconexión y las normas de rendimiento que abordan la capacidad de potencia reactiva de grandes instalaciones fotovoltaicas siguen evolucionando. Los sistemas fotovoltaicos conectados en los sistemas de distribución operan normalmente a un factor de potencia unitario. La mayoría de los inversores diseñados para aplicaciones residenciales y comerciales no están diseñados para proveer potencia

reactiva. Sin embargo, los inversores utilizados en los sistemas fotovoltaicos a escala comercial a menudo tienen la capacidad de proporcionar soporte reactivo. La capacidad de potencia reactiva podría ser mayor al operar en niveles bajos de potencia activa, tomando en cuenta de los límites de corriente del inversor y las condiciones de voltaje de la red. Las curvas de capacidad de reactivos para inversores difieren de aquellas para las máquinas síncronas debido a que normalmente están limitadas por el voltaje interno y restricciones de corriente. Los inversores están diseñados típicamente para la operación entre 90 % a 110 % del voltaje nominal en terminales, y estos límites de voltaje afectan en gran medida la capacidad de potencia reactiva. Cuando el voltaje terminal es 110 %, no puede ser inyectada potencia reactiva adicional a la red [WECC, 2010].

Algunos estándares de interconexión de sistemas fotovoltaicos conectados a nivel de transmisión describen los requisitos de capacidad reactiva como una característica de capacidad "triangular" o "rectangular", como se puede observar en la Figura 3.6. Estas curvas de potencia reactiva son válidas a voltaje nominal, teniendo en cuenta los límites de voltaje en terminales mencionados anteriormente. Es técnicamente posible diseñar inversores para instalaciones fotovoltaicas para proporcionar soporte reactivo, incluso si la entrada solar es cero, en cuyo caso operaría como un STATCOM [WECC, 2010].

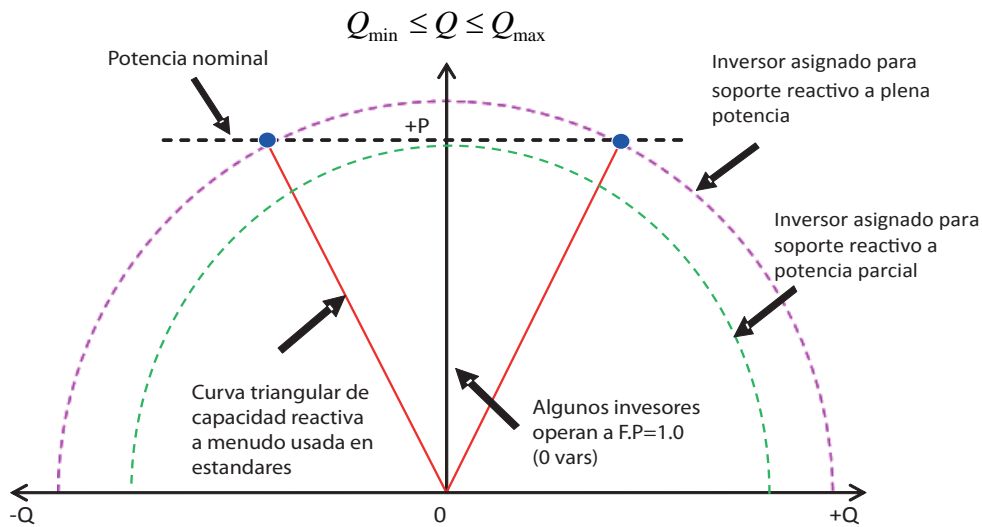


Figura 3.6.: Curvas de capacidad reactiva de instalaciones fotovoltaicas.

3.3.1. Incorporación como nodo PQ

La mayoría de los generadores fotovoltaicos residenciales y comerciales emplean inversores que utilizan el esquema de control de corriente con un factor de potencia cercano a 1 bajo condiciones normales y no menores a 0.9. En este caso, el generador actúa como una fuente de corriente y no controla el voltaje en el nodo de conexión a la red. De esta manera su modelo es seleccionado como una fuente constante PQ para la integración al estudio de flujos de potencia. Para este modelo, la inyección de potencia activa P y potencia reactiva Q son funciones de la potencia de CD del GFV bajo condiciones ambientales dadas y el FP asumido para el inversor. El generador fotovoltaico se incorpora al estudio de flujos de potencia en PSS/E como un generador convencional con una potencia P fija y límites de potencia reactiva $Q_{max} = Q_{min}$. De esta manera se tienen las siguientes relaciones para la potencia entregada en el nodo de conexión [Golder, 2006],

$$\begin{aligned} P &= FP \cdot P_G \\ Q &= \text{sen}(\cos^{-1}(FP)) \cdot P_G \\ Q_{max} &= Q_{min} = Q \end{aligned} \quad (3.3)$$

3.3.2. Incorporación como nodo P|V|

La representación de la capacidad de potencia reactiva de la unidad acondicionadora depende del rango de potencia reactiva del inversor y como se utiliza este rango en la operación del generador fotovoltaico. Si el GFV participa en el control de voltaje, entonces debe ser modelado con un rango de potencia para un $FP = 0.95$ en adelante o atraso, lo que equivale a fijar límites de potencia reactiva Q_{max} y Q_{min} para el generador fotovoltaico modelado como un nodo P|V|. En condiciones por debajo de la potencia de salida nominal del GFV, los límites de potencia reactiva deberán ser ajustados de acuerdo a la potencia que se tiene para las condiciones ambientales dadas [WECC, 2010]. De esta manera los valores de potencia activa P y potencia reactiva Q inyectada al sistema por el generador fotovoltaico serán [Golder, 2006],

$$\begin{aligned} P &= F.P \cdot P_G \\ Q_{max} &= \text{sen}(\cos^{-1}(F.P)) \cdot P_G \\ Q_{min} &= -Q_{max} \\ Q_{min} &\leq Q \leq Q_{max} \end{aligned} \quad (3.4)$$

3.4. Modelo del sistema de almacenamiento de energía en base a baterías (SAEB)

El sistema de almacenamiento en base a baterías de ion de litio puede ofrecer respaldo ante fluctuaciones de generación ocasionadas por a la intermitencia natural de las fuentes de energía renovable. En [?] se desarrolla un modelo simple para una batería de ion de litio utilizada en vehículos eléctricos. Este modelo de carga de la batería es utilizado en este trabajo de tesis para realizar análisis de flujos de potencia con baterías interconectadas a la red.

El tiempo que le toma a la batería para estar totalmente cargada depende de su estado inicial de carga. El proceso de carga para la batería es modelado de la siguiente manera,

$$P_{carga}(t) = P_{max}(1 - e^{-\alpha t/t_{max}}) + P_0 \quad (3.5)$$

en donde,

P_{max} es la capacidad máxima del sistema de almacenamiento de energía.

P_0 es la potencia inicial almacenada en el sistema de baterías.

t_{max} es el tiempo máximo de carga (3.5 hr para baterías de ion de litio).

α es un parámetro constante.

Suponiendo que una batería de ion de litio completamente descargada absorbe el 90 % de su capacidad máxima en aproximadamente un tercio del tiempo de carga máxima t_{max} , el parámetro α toma un valor de $\alpha = 6.9$ [?].

De igual manera que el GFV, el sistema de almacenamiento de energía cuenta con una unidad acondicionadora de potencia que se encarga de la interconexión con la red de CA. Por lo tanto, la potencia absorbida o inyectada a la red por el SAEB se verá afectada por la eficiencia de la unidad acondicionadora de potencia. La unidad acondicionadora de potencia se describe con un valor de eficiencia η_{UAP} constante. Por lo tanto, durante el proceso de carga de la batería, el sistema de almacenamiento de energía se modela en estudios de flujo de potencia como una carga que consume únicamente potencia activa P definida como,

$$P = \frac{P_{carga}}{\eta_{UAP}} \quad (3.6)$$

Durante la etapa de descarga del SAEB el objetivo es proporcionar una potencia constante a la red durante un periodo de tiempo determinado. En este trabajo, se establece que el SAEB es capaz de entregar una potencia constante por una hora con

un valor $P_t = 0.24 \cdot P_{max}$ correspondiente al 24% de la capacidad máxima. Estos parámetros han sido determinados para una batería de ion de litio de 5 MW 1200 KWH nominales reportada en [Kroposki et al., 2012]. Para la solución de flujos de potencia el SAEB es modelado como un generador convencional con capacidad de potencia activa P y reactiva Q que esta dentro de los límites de potencia reactiva Q_{max} y Q_{min} de la siguiente manera,

$$\begin{aligned}
 P &= P_t \cdot \eta_{UAP} \cdot F.P \\
 Q_{max} &= \text{sen}(\cos^{-1}(F.P)) \cdot P_t \\
 Q_{min} &= -Q_{max} \\
 Q_{min} &\leq Q \leq Q_{max}
 \end{aligned} \tag{3.7}$$

3.5. Caso de prueba

En esta sección se analizará la operación de una red de prueba de 5 nodos [Stagg y El-Abiad, 1968] con la presencia de un generador fotovoltaico y un sistema de almacenamiento de energía. El Apéndice C incluye los parámetros del sistema de prueba utilizados para la simulación. La Figura 3.7 muestra que el GFV y el SAEB se conectan al nodo 5 del sistema de prueba. Con el objetivo de evaluar el impacto de la operación del GFV y el SAEB se resuelven siguientes escenarios:

- Caso A.- Se resuelve la red de potencia sin generación fotovoltaica. El perfil de carga es modelado con escalones horarios de acuerdo al comportamiento promedio de la carga diaria.
- Caso B.- Se opera un GFV de 60 MW conectado al nodo 5 con el objetivo de abastecer la carga local conectada al nodo. Se resuelve el problema de flujos de potencia en PSS/E con el generador fotovoltaico actuando como un nodo PQ con factor de potencia unitario.
- Caso C.- Se opera el generador fotovoltaico como nodo P|V| aportando soporte reactivo para el control de voltaje en el nodo de conexión. El voltaje del nodo 5 se regula a un valor de 1.0354 pu.

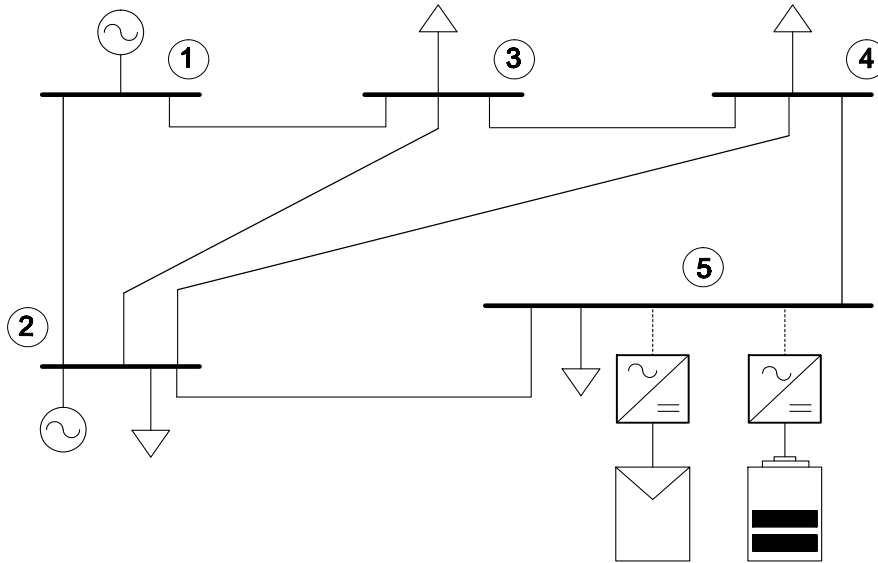


Figura 3.7.: Sistema de prueba para el estudio del impacto de la generación fotovoltaica

- Caso D.- Se conecta un sistema de almacenamiento de energía en base a baterías de ion de litio en el nodo 5. El SAEB cuenta con una capacidad de 30 MW, que representa el 50 % de la capacidad de generación del GFV y con un estado inicial de carga de 0 %. El SAEB es conectado a las 11:40 horas y absorbe la potencia de carga descrita por (3.5). Tanto el GFV como el SAEB brindan soporte de potencia reactiva y operan como nodos P|V|.

La solución de estado estable se calcula cada 10 minutos durante un periodo de tiempo de 24 horas. De esta manera es posible evaluar el impacto de la operación del generador fotovoltaico durante un día completo.

3.5.1. Modelado de las cargas para el caso de prueba

Las cargas de un sistema eléctrico de potencia no son constantes y muestran variaciones durante el transcurso del día. Este comportamiento de la carga se incorpora al estudio presentado en esta sección con el fin de mostrar una interacción entre la intermitencia del GFV y los cambios de carga en el sistema de potencia. La Figura 3.8 muestra el perfil de carga promedio observado en el sistema interconectado nacional durante un periodo de 24 horas para una semana típica del año 2009 [CFE, 2011].

Se elige el día miércoles para modelar el perfil de carga ya que este día presenta la mayor demanda para el año 2009. El perfil de carga del día miércoles se ha normalizado con el propósito de escalar las cargas del sistema de prueba.

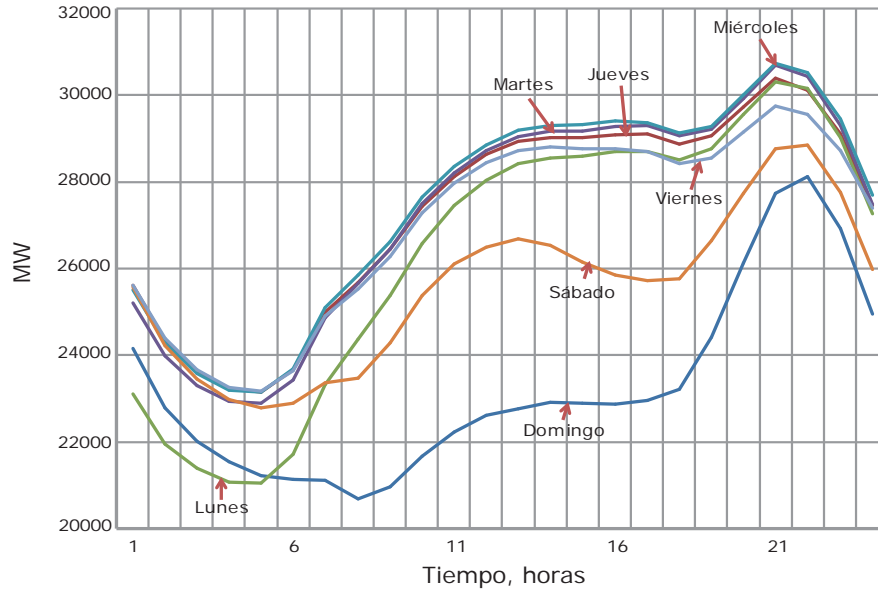


Figura 3.8.: Perfil de carga promedio para días típicos del año 2009 [CFE, 2011].

La Tabla 3.1 muestra los valores normalizados de la demanda para un día miércoles del año 2009. En la Figura 3.9 se muestra el comportamiento horario de la demanda utilizado para escalar las cargas del sistema de prueba.

Tabla 3.1.: Perfil de carga horaria y valores normalizados para el día miércoles del año 2009.

Hora	MW	Normalizado	Hora	MW	Normalizado
1	25500	0.827922078	13	29200	0.948051948
2	24350	0.790584416	14	29250	0.949675325
3	23600	0.766233766	15	29250	0.949675325
4	23100	0.75	16	29300	0.951298701
5	23000	0.746753247	17	29250	0.949675325
6	23600	0.766233766	18	29100	0.944805195
7	25000	0.811688312	19	29200	0.948051948
8	25800	0.837662338	20	30000	0.974025974
9	26700	0.866883117	21	30800	1
10	27750	0.900974026	22	30600	0.993506494
11	28200	0.915584416	23	29500	0.957792208
12	28800	0.935064935	24	27700	0.899350649

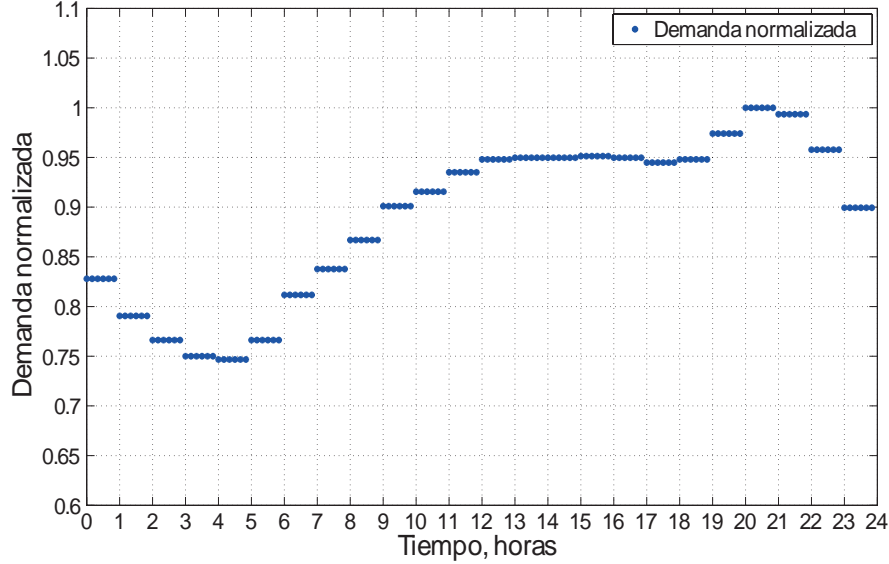


Figura 3.9.: Perfil de demanda normalizado para el día miércoles del año 2009.

3.5.2. Integración de la generación fotovoltaica en el análisis de flujos de potencia

La Figura 3.10 muestra el diagrama de flujo correspondiente al procedimiento seguido en este trabajo de tesis para integrar la generación fotovoltaica y el almacenamiento de energía en el análisis de flujos de potencia. El procedimiento inicia con el ajuste de los parámetros generales del sistema de estudio como la generación, demanda, parámetros de las líneas de transmisión, entre otros. Se ajusta el tiempo inicial t y tiempo final t_{max} para la simulación así como el instante de tiempo t_{SAEB} para la carga o descarga del sistema de almacenamiento de energía. Los datos de irradiancia y temperatura leídos corresponden al perfil para un día típico soleado del cual se tienen mediciones diez minutales. A continuación, se calcula la potencia de salida del GFV P_G^{CD} con (2.21). La elección del GFV como nodo PQ o nodo P|V| determinará si se establece una potencia reactiva fija o límites de potencia reactiva Q_{max} y Q_{min} . Llegado el tiempo t_{SAEB} se verifica si el SAEB está en modo de carga o descarga. En modo de carga el SAEB solo consume potencia activa de la red de acuerdo con (3.6). En modo de descarga se decide si el SAEB fungirá como nodo PQ o nodo P|V| estableciendo una potencia reactiva fija o determinando límites de potencia reactiva como se efectuó para el GFV. En seguida se escalan las cargas del sistema de acuerdo al perfil de carga reportado por CFE [CFE, 2011]. Por último se realiza el análisis de flujos de potencia para el instante de tiempo en curso y una vez cumplidas las 24 horas de simulación con periodos diez minutales el proceso finaliza.

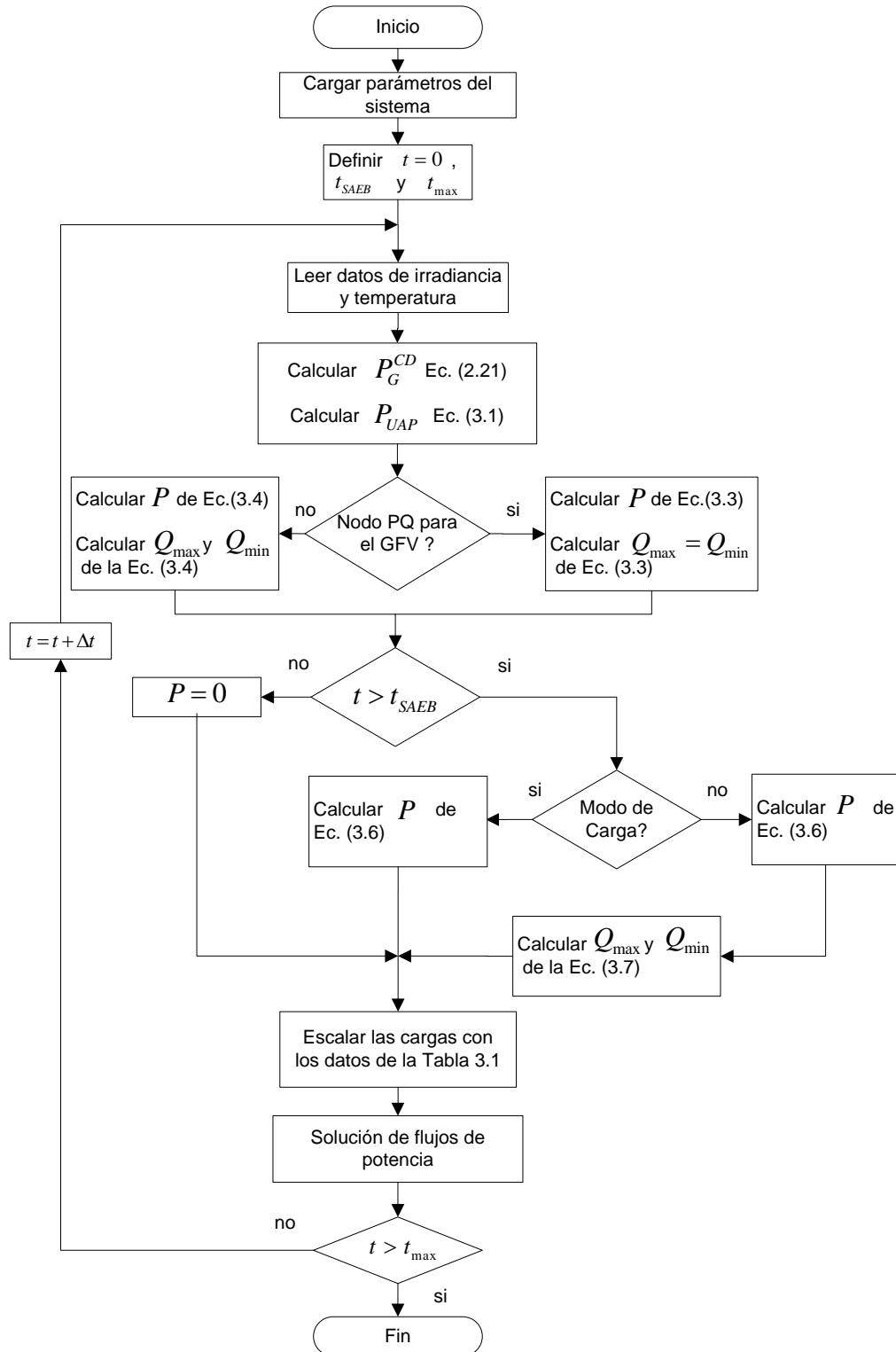


Figura 3.10.: Diagrama de flujo para el análisis de flujos de potencia con generación fotovoltaica y sistema de almacenamiento de energía.

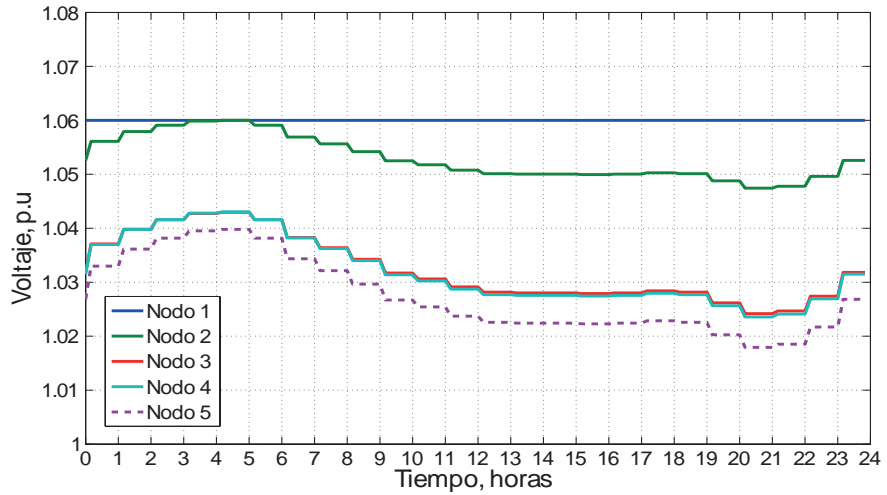
Los valores de irradiancia y temperatura alimentados al modelo del generador fotovoltaico corresponden a mediciones de la instalación fotovoltaica de Santa Rosalía, Baja California Sur para el día 1 de Junio del 2012. Estos datos fueron proporcionados por la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la CFE y se encuentran disponibles en el Apéndice D. Las simulaciones se centran en el estudio del comportamiento de los siguientes parámetros del sistema:

- Comportamiento del perfil de voltajes nodales durante el transcurso del día en el sistema de prueba.
- Comportamiento de las pérdidas de potencia activa y reactiva en el sistema de prueba.
- Comportamiento del porcentaje de carga de las líneas de transmisión del sistema de prueba.

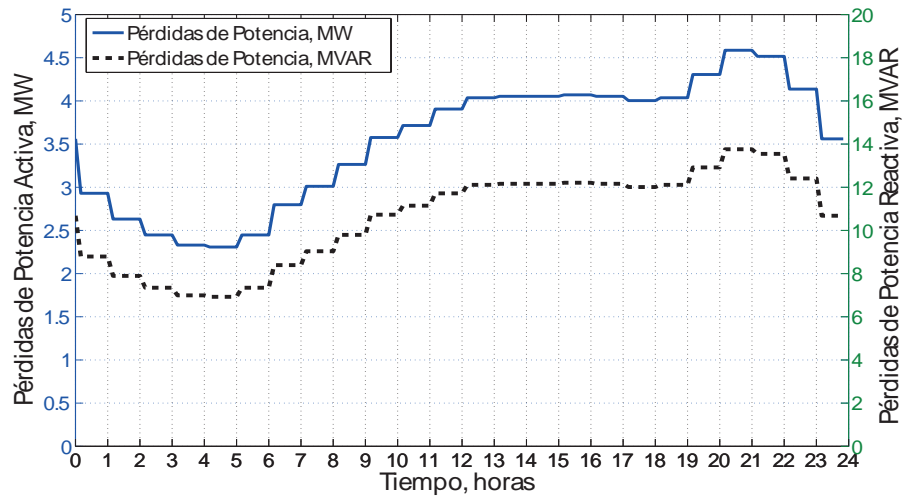
3.5.3. Caso A

En esta sección se resuelve el sistema de potencia de prueba sin generación fotovoltaica para obtener el caso base para la comparación con los casos con presencia de generación fotovoltaica y el sistema de almacenamiento de energía. El perfil de carga es modelado con escalones horarios de acuerdo al comportamiento promedio de la carga diaria. Las variables de interés son los voltajes nodales, las pérdidas de potencia activa y reactiva así como el porcentaje de carga en las líneas de transmisión. La Figura 3.11 muestra los perfiles de voltaje para los nodos del sistema de prueba, las pérdidas de potencia y el porcentaje de carga en las líneas para el caso A sin generación fotovoltaica y sin almacenamiento de energía.

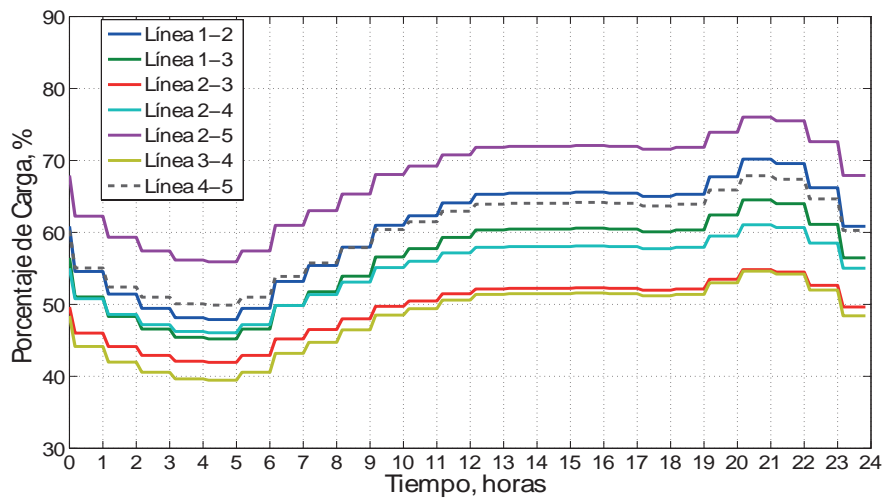
De la Figura 3.11 (a) se puede apreciar que los voltajes nodales se ven afectados por la variación de la carga. En particular, el nodo 5 presenta el nivel de voltaje más bajo de 1.018 pu entre las 20:00 y 21:00 horas. Las pérdidas de potencia real y reactiva para el sistema de prueba se muestran en la Figura 3.11 (b). Se puede apreciar que las pérdidas máximas se registran para el horario de mayor demanda eléctrica que se presenta entre las 20:00 y 21:00 horas con pérdidas de potencia activa y reactiva de 4.58 MW y 13.76 MVAR, respectivamente. La Figura 3.11 (c) muestra el comportamiento del porcentaje de carga para las líneas de transmisión del sistema de prueba. Se puede observar que la carga máxima en las líneas de transmisión se localiza entre las 19:00 y 23:00 horas.



(a) Voltajes nodales para el sistema de prueba para el caso A.



(b) Pérdidas de potencia activa y reactiva para el sistema de prueba del caso A.



(c) Porcentaje de carga de las líneas de transmisión del sistema de prueba del caso A.

Figura 3.11.: Resultados de flujos de potencia para el caso A.

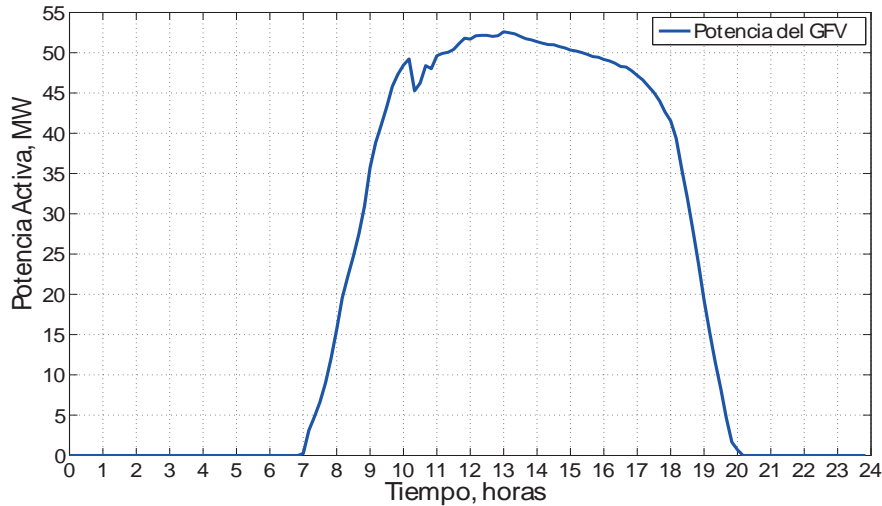
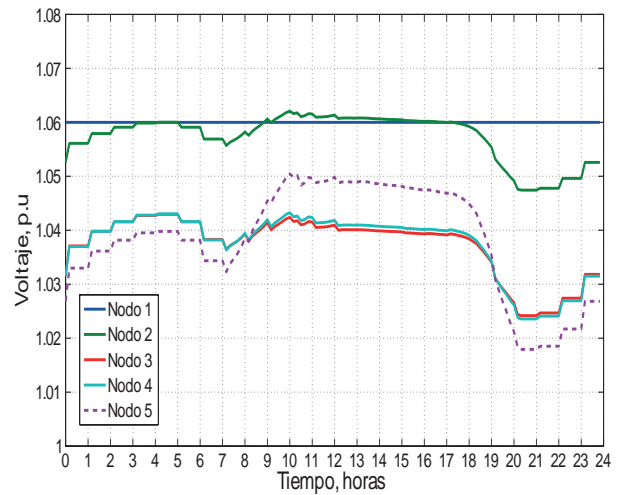
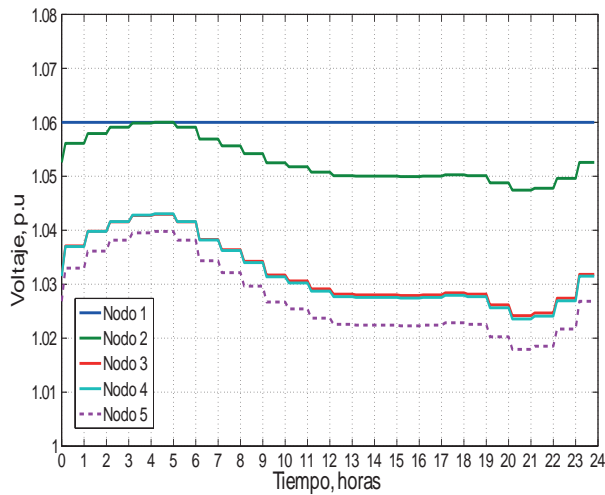


Figura 3.12.: Perfil de generación de potencia para el GFV en un día soleado promedio.

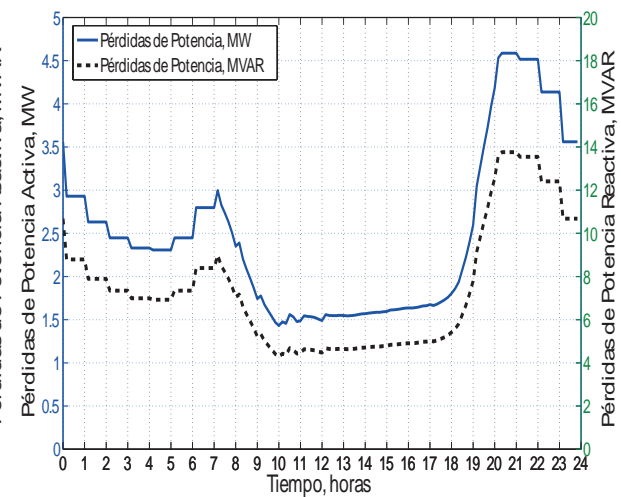
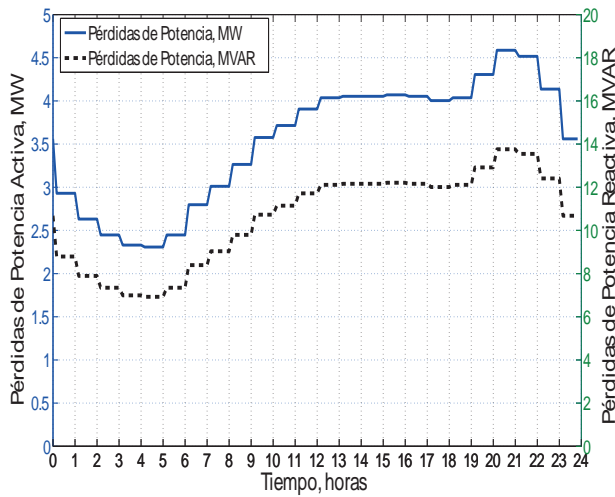
3.5.4. Caso B

Para este caso de estudio se conecta un generador fotovoltaico de 60 MW y $FP = 1.0$ al nodo 5 del sistema de prueba. El GFV regula el factor de potencia a un valor de $FP = 1.0$, por lo cual se comporta como un nodo PQ aportando únicamente potencia activa. La Figura 3.12 muestra el perfil de generación de potencia del GFV de 60 MW para un día soleado promedio. Como puede observarse, aunque la potencia nominal del GFV es de 60 MW, este no alcanza tal potencia debido a la eficiencia de la unidad acondicionadora y pérdidas debidas a condiciones ambientales, principalmente la temperatura ambiente.

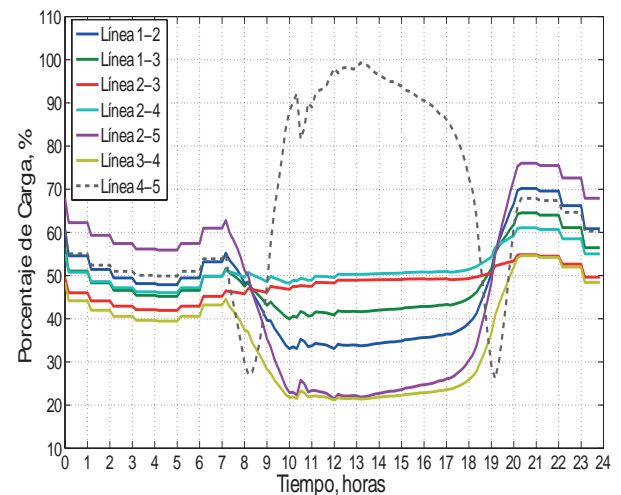
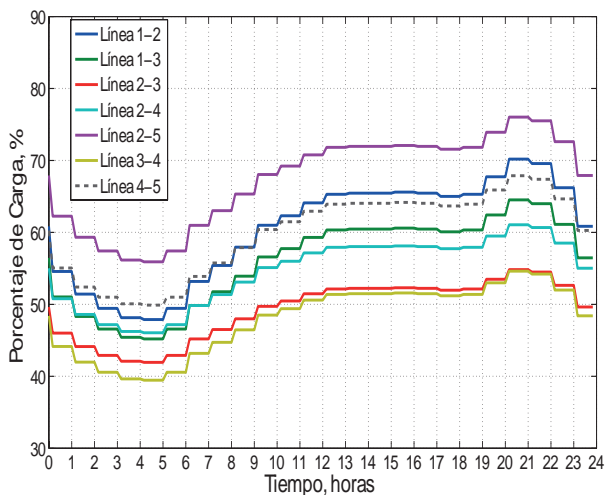
La Figura 3.13 (a) muestra los resultados obtenidos para el comportamiento de los voltajes nodales del sistema de prueba. Haciendo una comparación con el caso base se puede observar que los voltajes nodales se elevan debido a la inyección de potencia real por parte de GFV. Este comportamiento se observa durante el lapso de tiempo entre las 7 y 20 horas, el cual es precisamente el intervalo de tiempo en que se encuentra presente la generación proveniente de la instalación fotovoltaica. Los mayores incrementos en los voltajes nodales se registraron a las 13:10 horas con incrementos entre 0.010 p.u y 0.026 p.u, siendo este último el incremento correspondiente al nodo 5 en donde se ubica el generador fotovoltaico. En la Figura 3.13 (b) se pueden observar las pérdidas del sistema de prueba con la presencia del GFV de 60 MW. Las pérdidas de potencia activa y reactiva se vieron disminuidas durante el periodo de generación de potencia del GFV correspondiente al horario entre 7 y 20 horas.



(a) : Izquierda: voltajes nodales del caso base. Derecha: voltajes nodales del caso B.



(b) Izquierda: pérdidas de potencia del caso base. Derecha: pérdidas de potencia del caso B.



(c) Izquierda: carga de líneas del caso base. Derecha: carga de líneas del caso B.

Figura 3.13.: Comparación entre el caso base y los resultados para flujos de potencia en el caso B.

Se puede observar en las Figuras 3.13 (b) que para el instante de tiempo con mayor generación fotovoltaica a las 13:10 horas se obtuvo un decremento del 61.89% en las pérdidas de potencia activa y potencia reactiva. Por otro lado, la Figura 3.13 (c) muestra el comportamiento del porcentaje de carga para cada una de las líneas del sistema de prueba. Las líneas de transmisión muestran un decremento de la potencia que transmiten, a excepción de la línea 4-5 que muestra un decremento entre las 7 y 8 horas para después incrementar la potencia transmitida ya que se encarga de transmitir la potencia adicional debida al GFV. El porcentaje de carga de la línea 4-5 a la hora de máxima generación a las 13:10 horas es de 99.29%. Además, se mostró un cambio en el sentido de flujo de potencia activa en la línea 4-5 a partir de las 8:20 horas volviendo a su dirección original después de las 19:00 horas.

3.5.5. Caso C

En esta sección se muestran los resultados obtenidos para la solución de flujos de potencia con la operación conjunta de un GFV y un SAEB. Tanto el GFV como el SAEB trabajan con una consigna de un F.P = 0.95 con lo cual pueden inyectar o absorber potencia reactiva de la red con el fin de controlar el voltaje en el nodo de conexión. La Figura 3.14 muestra los perfiles de potencia activa y reactiva del GFV para este caso de estudio.

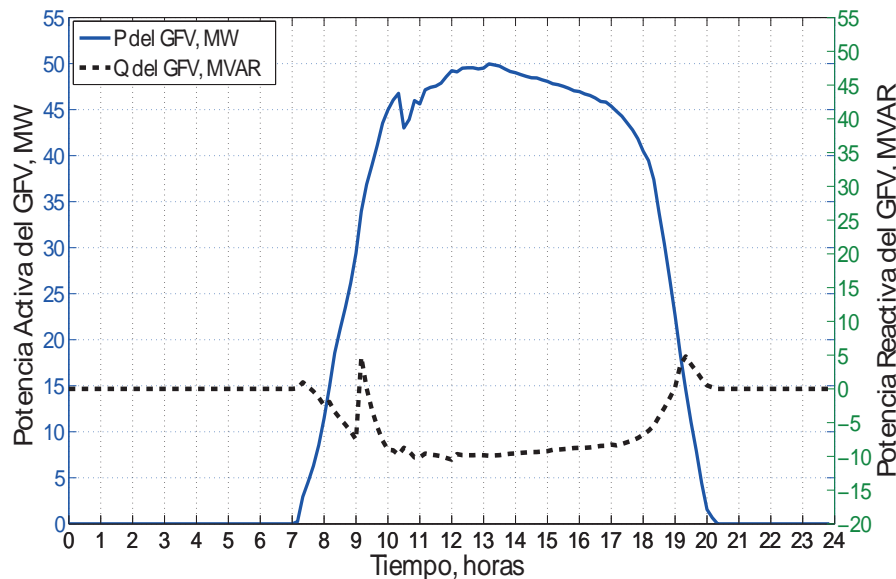


Figura 3.14.: Perfiles de potencia activa y reactiva para el GFV de 60 MW actuando como nodo P|V| con un FP =0.95 para el caso C.

Como se puede observar, la potencia activa disminuyó en comparación a la potencia inyectada al sistema para el caso B con $F.P = 1.0$. El caso B mostró como el voltaje en el nodo 5 aumenta con la inyección de potencia activa durante las horas de generación fotovoltaica. En respuesta a este aumento de voltaje, el GFV absorbe potencia reactiva entre las 7:30 y 19:00 horas como se puede observar en la Figura 3.14. Además, entre las 9:00 y 10:00 horas, la potencia activa consumida por el SAEB tiende a reducir el voltaje del nodo 5, por lo cual el GFV ahora inyecta potencia reactiva manteniendo el voltaje programado en nodo mencionado.

En la Figura 3.15 se presentan los perfiles de potencia real y reactiva para el sistema de almacenamiento de energía. El periodo de carga de la batería del SAEB se sitúa entre las 9:00 y 12:30 horas aproximadamente. Durante este lapso de tiempo absorbe potencia activa de la red de manera exponencial como lo describe la Figura 3.15, alcanzando un valor pico de 30 MW. La descarga de la batería del SAEB se realiza entre las 20:00 y 21:00 horas, en cuyo periodo se observa la inyección de potencia activa y reactiva. La Figura 3.16 (a) muestra los perfiles de voltaje para los nodos del sistema de prueba. Se puede observar que la magnitud de los voltajes nodales no se ve afectada durante el periodo de carga del SAEB entre las 9:00 y 12:30 horas.

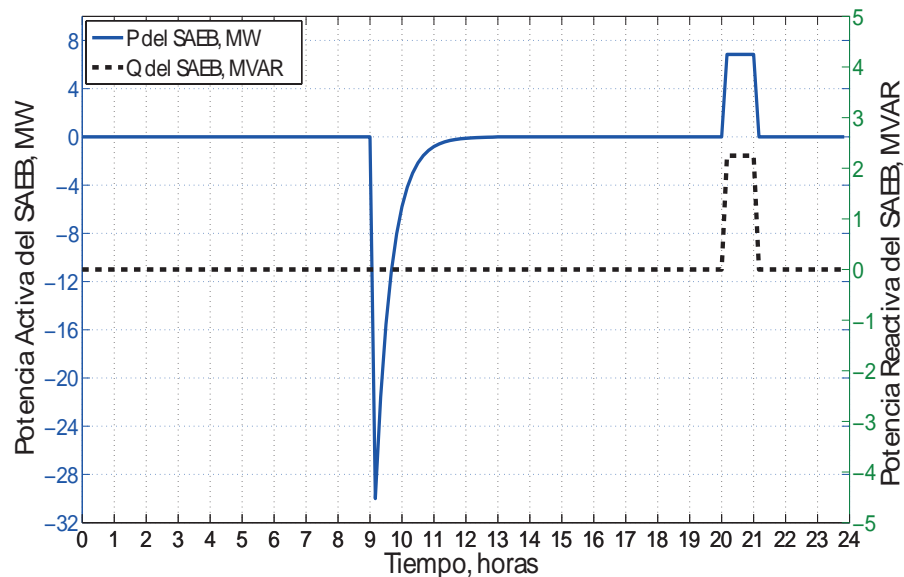
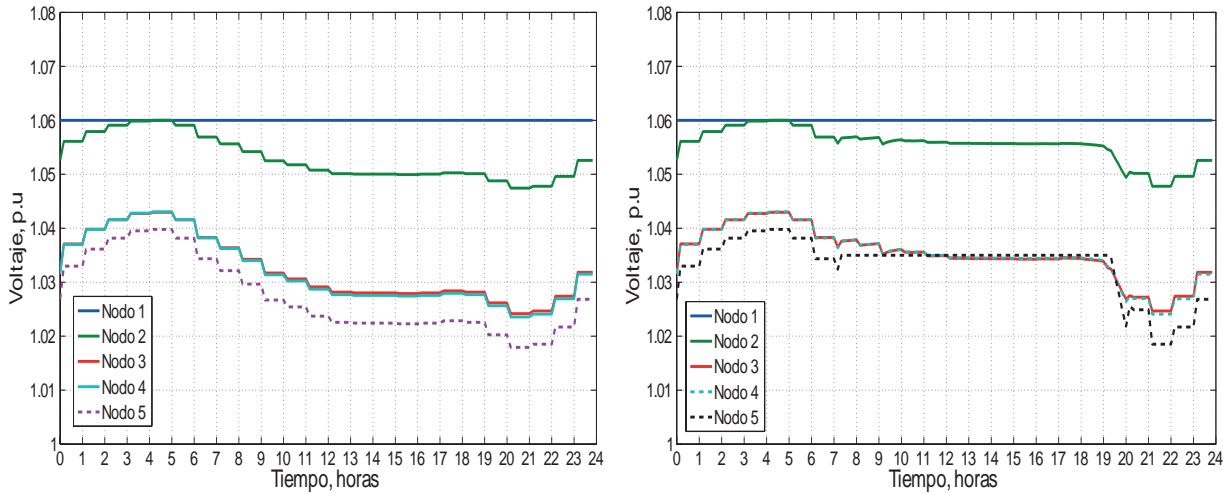
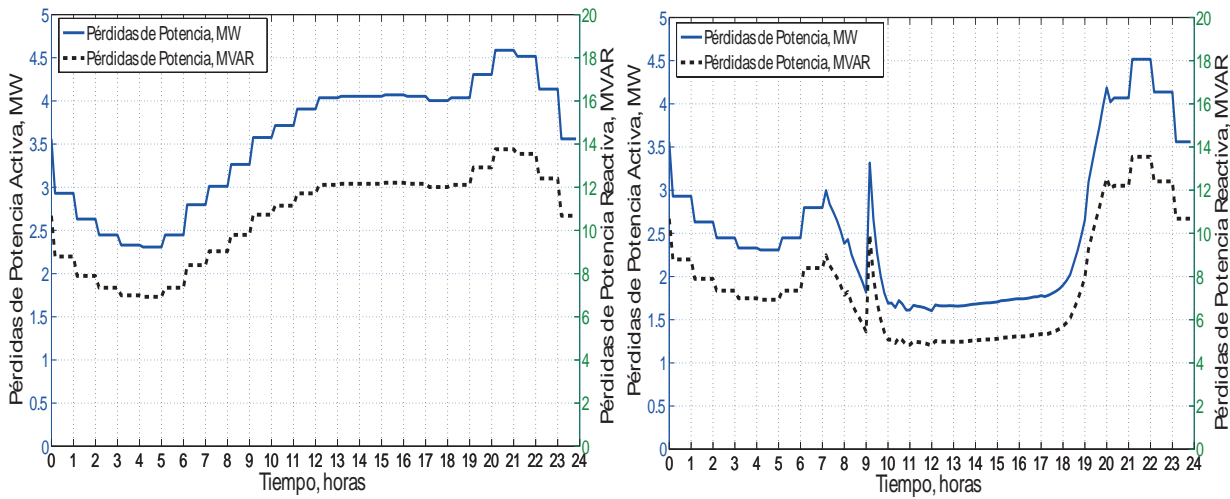


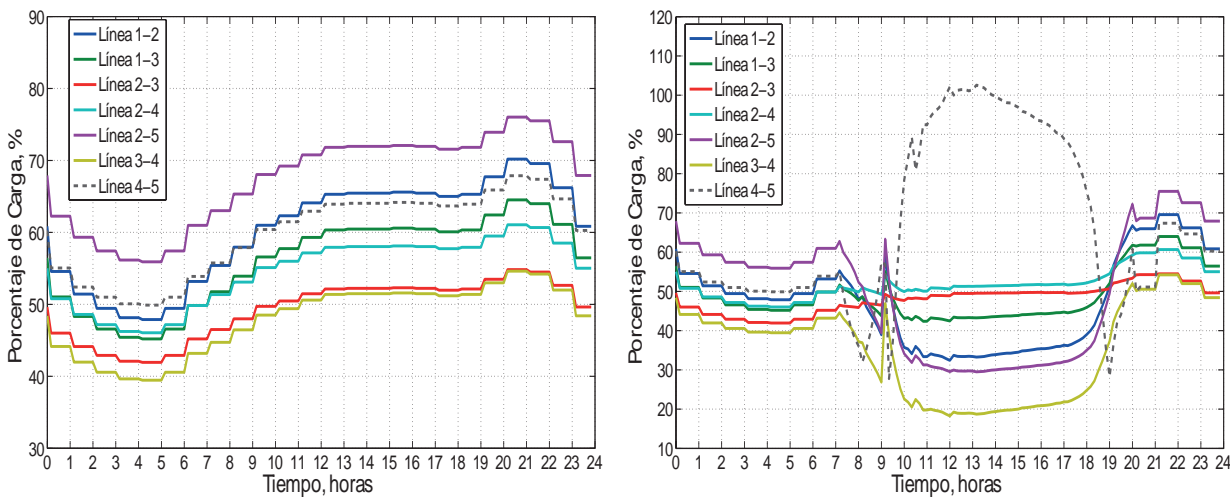
Figura 3.15.: Perfiles de potencia activa y reactiva para el SAEB de 30 MW nominales actuando como nodo P|V| con un $F.P = 0.95$ para el caso C.



(a) Izquierda: voltajes nodales del caso base. Derecha: voltajes nodales del caso C.



(b) Izquierda: pérdidas de potencia del caso base. Derecha: pérdidas de potencia del caso C.



(c) Izquierda: carga de líneas del caso base. Derecha: carga de líneas del caso C.

Figura 3.16.: Comparación entre el caso base y los resultados para flujos de potencia en el caso C.

Esto se debe a que el aporte de potencia reactiva por parte del GFV compensa la caída de voltaje que se presentaría si no se tuviera dicho respaldo. Además, se cumple con la regulación de voltaje del nodo 5 en 1.035 pu entre las 7:10 y 19:20 horas. Además, al comparar el perfil de voltaje del nodo 5 para el caso B y C se puede observar que la descarga del SAEB entre 20:00 y 21:00 horas ayuda a recuperar el voltaje del nodo durante ese lapso de tiempo. La regulación del voltaje en el nodo 5 a 1.035 p.u de las 20:00 a las 21:00 no pudo ser posible ya que los límites de potencia reactiva del SAEB están limitados por la capacidad máxima del sistema de almacenamiento de energía.

La Figura 3.16 (b) muestra las pérdidas que se tienen en el sistema de prueba con la integración del sistema de almacenamiento de energía. Se puede observar que a las 9:10 horas se registra un aumento de pérdidas debidas a la potencia que consume el SAEB. Las pérdidas de potencia activa y reactiva en este punto son de 3.31 MW y 9.94 MVAR, respectivamente, mientras que para el caso A se tienen pérdidas de 3.57 MW y 10.52 MVAR. En cuanto al porcentaje de carga de las líneas de transmisión, la Figura 3.16 (c) muestra los resultados obtenidos. Se puede observar como durante el horario de carga del SAEB (principalmente entre 9:00 y 10:00 horas) se registra un aumento del porcentaje de carga en las líneas. Este aumento en el porcentaje de carga de las líneas no supera los porcentajes de carga que se tienen para el caso A. Por otro lado, la línea 4-5 presenta un porcentaje de carga del 102.56 %.

3.6. Conclusiones

En este capítulo se estudiaron escenarios en los que se integra generación fotovoltaica y un sistema de almacenamiento de energía a una red eléctrica. La operación de un GFV conectado a la red con una consigna de un $FP = 1.0$ mostró que la potencia activa inyectada a la red permite reducir el porcentaje de carga en las líneas de transmisión. Esta disminución en el porcentaje de carga de las líneas de transmisión se debe a que el GFV proporciona parte de la potencia consumida localmente por la carga conectada en ese nodo. A su vez este mismo comportamiento se refleja en otras líneas de transmisión que distribuían potencia desde el nodo de compensación hacia otros nodos. El perfil de voltajes se elevó para el horario de generación fotovoltaica entre las 7 y 20 horas. Este es un comportamiento esperado ya que al disminuir la potencia activa transmitida por las líneas de transmisión, su efecto capacitivo aumenta. Por otro lado las pérdidas de potencia activa y reactiva disminuyeron ya que las pérdidas I^2R e I^2X se reducen en proporción a la carga de las líneas de transmisión.

La operación del GFV con la consigna de $FP = 0.95$ contribuyó a la regulación de voltaje durante el periodo de generación fotovoltaica entre las 7 y 20 horas. El soporte reactivo dado por el GFV se ve limitado por el F.P de la unidad acondicionadora de potencia así como de la potencia de CD del GFV debida a las condiciones climáticas dadas. Es decir, el soporte reactivo del GFV tiene un comportamiento similar al perfil de generación fotovoltaica.

La utilización de un sistema de almacenamiento de energía en base a baterías plantea la posibilidad de aportar potencia activa y reactiva en momentos de demanda elevada o pérdida de generación. Se analizó la operación conjunta del GFV y el SAEB con $FP = 0.95$, permitiendo que ambos dispositivos proporcionaran soporte reactivo. Se obtuvo una reducción en las pérdidas de potencia activa y reactiva de 0.51 MW y 1.55 MVAR correspondientes a un 0.023 % y 0.21 %, respectivamente. Por otro lado, tener un sistema de almacenamiento que carga desde un estado de carga inicial igual a cero genera un pico de carga no deseado que aumenta las pérdidas repentinamente así como las cargas de las líneas de transmisión.

4. Análisis de sistemas fotovoltaicos en el Sistema Interconectado Nacional

En este capítulo se reporta el estudio realizado para determinar el impacto en la regulación de voltaje con la presencia de generación fotovoltaica dentro del Sistema Interconectado Nacional. Se analiza el sistema de 44 nodos reportado en [Ramírez, 2014] que forma parte de al Área de Control Noroeste de la CFE. Además, se presentan estudios en puntos de conexión del sistema interconectado nacional que corresponden a la red de 115 KV de la zona Huajuapán de León, estado de Oaxaca y a la red de 230 KV de la zona Puebla localizada en el estado de Puebla. Estas zonas forman parte del Área de Control Oriental perteneciente al CENACE de la CFE. Se estudia el comportamiento de los voltajes nodales en situaciones en donde el generador fotovoltaico aporta únicamente potencia activa así como también cuando brinda soporte de potencia reactiva. Las simulaciones se realizaron para escenarios de generación fotovoltaica con variaciones del recuso solar asociados a días despejados y días nublados. Además, se incorporó un sistema de almacenamiento de energía en base a baterías de ion de litio con el objetivo de observar el soporte de potencia activa y reactiva que puede brindar en horario de demanda máxima o en escenarios de disminución momentánea de generación fotovoltaica debido a la intermitencia de irradiancia provocada por nubosidades.

4.1. Programación en Python

El software de simulación PSS/E versión 32 utilizado para los estudios de flujos de potencia realizados en esta tesis no cuenta con el modelo del generador fotovoltaico. Con el propósito de realizar el estudio de flujos de potencia con presencia de generación fotovoltaica en el ambiente de simulación de PSS/E se optó por implementar el modelo presentado en el capítulo 2 en lenguaje de programación Python. El código en Python del modelo del generador fotovoltaico se encuentra en el archivo “PVG.py” reportado en

el Apéndice E. De esta manera el modelo del generador fotovoltaico se encuentra dentro de un objeto de este lenguaje de programación. Este modelo recibe los argumentos necesarios para calcular la potencia de salida del generador fotovoltaico para condiciones ambientales dadas.

El estudio propuesto en esta tesis plantea la realización de flujos de potencia durante un periodo de 24 horas con intervalos diez minutales. Con el fin de facilitar esta tarea repetitiva se implementó una “macro” en el lenguaje de programación Python. Esta macro está formada con un conjunto de instrucciones que se almacenan para que se puedan ejecutar de manera secuencial mediante una sola llamada u orden de ejecución. Esta macro es interpretada en PSS/E como un archivo de automatización el cual simplifica tareas repetitivas. En seguida se enumeran la secuencia de operaciones realizadas por la macro para realizar el estudio de flujos de potencia con la integración de generación fotovoltaica dentro del Sistema Interconectado Nacional.

Procedimiento:

1. Se crea un archivo en donde se almacenan los resultados para cada solución de flujos de potencia realizada en intervalos diez minutales.
2. Se lee los parámetros correspondientes a los módulos que forman el generador fotovoltaico y el esquema de conexión del mismo.
3. Se abre el caso de estudio que contiene la base de datos del Sistema Interconectado Nacional.
4. Se lee la base de datos de irradiancia y temperatura.
5. Lectura de la base de datos para el comportamiento de carga.
6. Se calculan las potencias para el GFV y el SAEB en el instante de tiempo asignado.
7. Se modifica el caso de estudio con los nuevos datos de generación fotovoltaica, potencia del SAEB y valores de carga.
8. Se encuentra la solución de flujos de potencia.
9. Se almacenan los resultados de interés en el archivo de salida.
10. El procedimiento se repite hasta cumplir con las 24 horas de estudio.

El código fuente correspondiente a la macro desarrollada en Python se encuentra reportado en el Apéndice F.

4.2. El Sistema Interconectado Nacional

El SEN (Sistema Eléctrico Nacional) se organiza en nueve regiones, como se muestra en la Figura 4.1. La operación de estas nueve regiones se encuentra bajo la responsabilidad de ocho centros de control ubicados en las ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey y Mérida mientras que las dos regiones de Baja California se administran desde Mexicali. El Centro Nacional (CENAL) en el Distrito Federal coordina la operación económica y la seguridad del SEN.

Las siete áreas del macizo continental se encuentran interconectadas y forman el SIN (Sistema Interconectado Nacional). Su objetivo consiste en compartir los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas. Esto hace posible el intercambio de energía para lograr un funcionamiento más económico y confiable en su conjunto. Las dos regiones de la península de Baja California permanecen como sistemas aislados.

El sistema de Baja California (norte) opera ligado a la red eléctrica de la región

POISE 2011-2025

PROGRAMA DE OBRAS E INVERSIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

dio de dos enlaces de transmisión a 230 KV. Esto permite a CFE realizar exportaciones e importaciones energía y recibir apoyo en situaciones de emergencia.

Regiones del Sistema Eléctrico Nacional

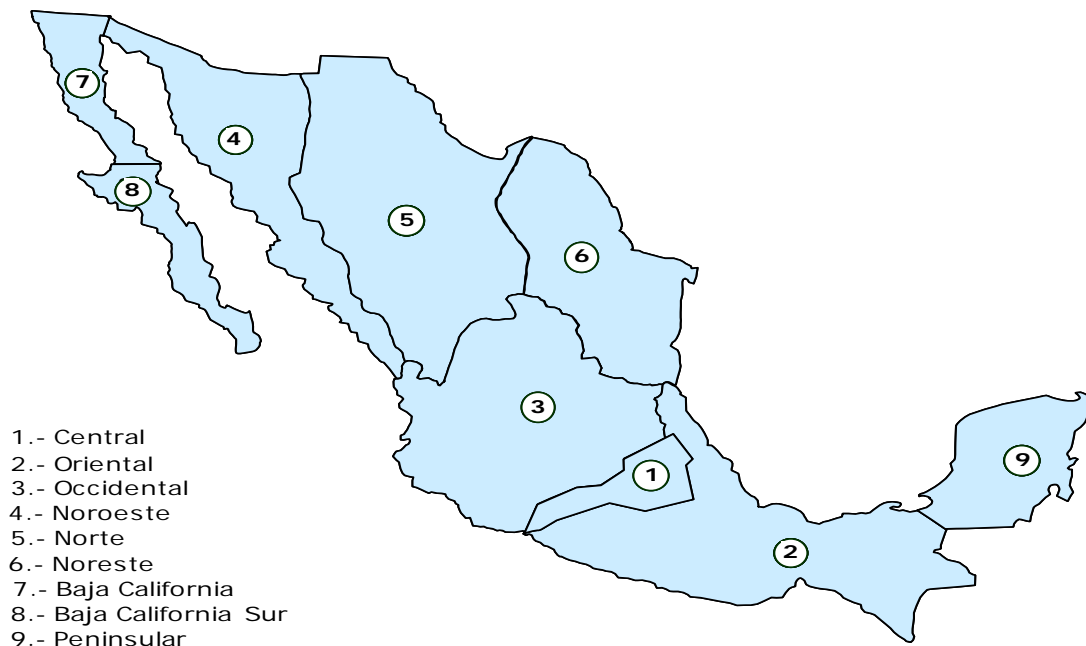


Figura 2.1

Figura 4.1.: Regiones del Sistema Eléctrico Nacional

2.2 Estructura del sistema de generación

2.2.1 Capacidad efectiva instalada

La capacidad de generación para el servicio público a diciembre de 2009 (51,686 MW) creció 1.14% respecto a 2008 (51,105 MW). Esta nueva capacidad resultó de agregar 787.12 MW, de modificar la instalada en -194.50 MW y retirar 12 MW:

La base de datos del Sistema Interconectado Nacional utilizada en este trabajo corresponde a la fecha Octubre de 2013, con una carga total de 30,353 MW, 670 máquinas instaladas con capacidad de generación total de 31,066 MW. Además, el sistema contiene 7418 líneas de transmisión con un total de 5863 nodos.

ma Interconectado Nacional. Su infraestructura eléctrica atiende a los estados de Guerrero, Morelos, Puebla, Tlaxcala, Veracruz, Oaxaca, Tabasco y Chiapas. Asimismo, el área está conformada por cuatro Divisiones de Distribución que son: Oriente, Centro Oriente, Centro Sur y Sureste. En 2011 la demanda máxima del área fue de 6,577 MW. La capacidad de generación a diciembre de 2010 era de 12,856 MW, de los cuales 48% corresponden a hidroeléctricas principalmente del Complejo Grijalva. Los nodos de conexión para el estudio del impacto de la integración de generación fotovoltaica se encuentran dentro de esta área.

De acuerdo al crecimiento de la demanda de las zonas Poza Rica y Teziutlán, su transformación estaría llegando a su límite operativo. El proyecto Papantla banco 1 400/115 kV de 375 MVA^{5/} de capacidad, evitará la saturación de la transformación y la transmisión de 115 kV de las zonas; se prevé su entrada en operación en julio de 2012. En la figura 4.3 se muestran los principales proyectos del área.

En este capítulo se estudia el comportamiento de los voltajes en los nodos cercanos al nodo de conexión del generador fotovoltaico. Para este caso, el generador fotovoltaico se encuentra acoplado al sistema eléctrico mediante el uso de electrónica de potencia y dos etapas de transformación de voltaje. Además, debido a que la generación

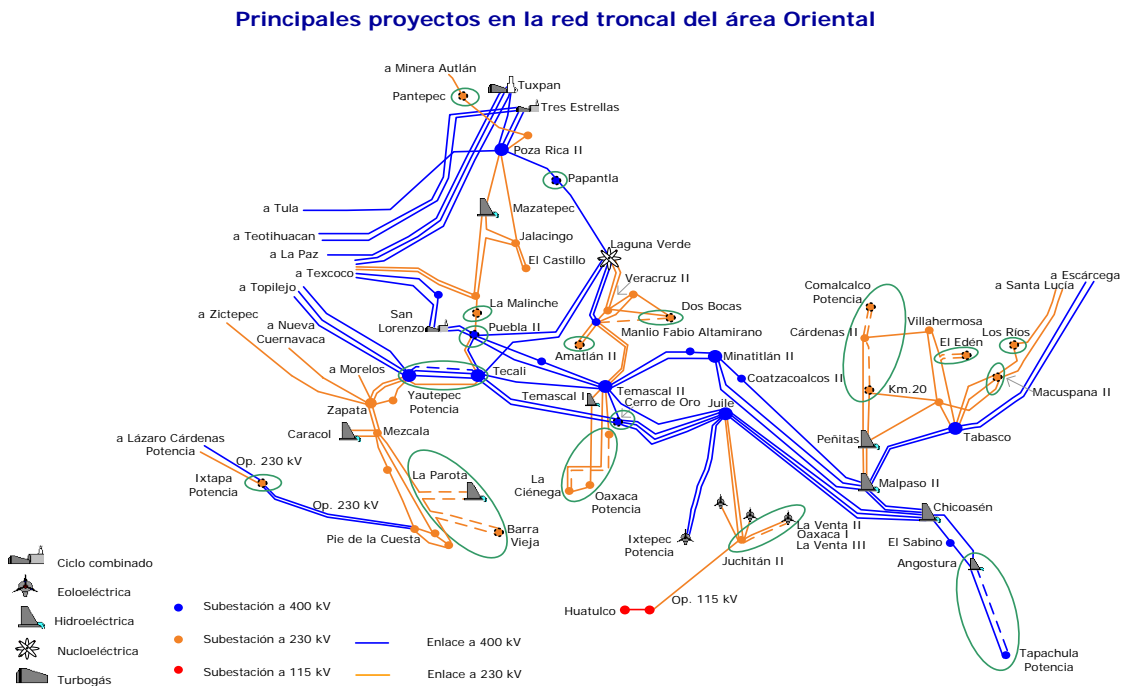


Figura 4.3

Figura 4.2.: Red troncal del Área Oriental del Sistema Interconectado Nacional

fotovoltaica puede ser intermitente, se ha propuesto el estudio de escenarios en donde se tiene un perfil de irradiancia correspondiente a un día despejado como muestra la Figura 4.3 (a) y un día nublado en donde la irradiancia presenta cambios repentinos (ver la Figura 4.3 (b)). El estudio se realiza para condiciones típicas de demanda del SIN, así como para condiciones de carga altamente variable como las que se presentan en algunas industrias del ramo acerero. En seguida se enlistan los casos propuestos para el estudio:

- Caso A: Estudio de voltajes nodales en el sistema de 44 nodos correspondiente al Área de Control Noroeste de la CFE. La demanda de este sistema describe un comportamiento típico dentro del SIN.

- Caso B: Estudio de voltajes nodales en la red de 115 KV de la zona de Huajuapán de León, Oaxaca. El generador fotovoltaico se conecta al nodo HJP-115 y se simula para un perfil de irradiancia asociada con un día soleado. La demanda en el SIN describe un comportamiento típico.

- Caso C: Estudio de voltajes nodales en la red de 115 KV de la zona de Huajuapán de León, Oaxaca. Se simula un generador fotovoltaico de 40 MW para el escenario de un día nublado y perfil de demanda típico en el SIN.

- Caso D: Estudio de voltajes nodales en la red de 230 KV de la zona Puebla, Puebla. La generación fotovoltaica presenta un perfil asociado a un día soleado. Además, se simula una carga industrial intermitente conectada al nodo TRP-230.

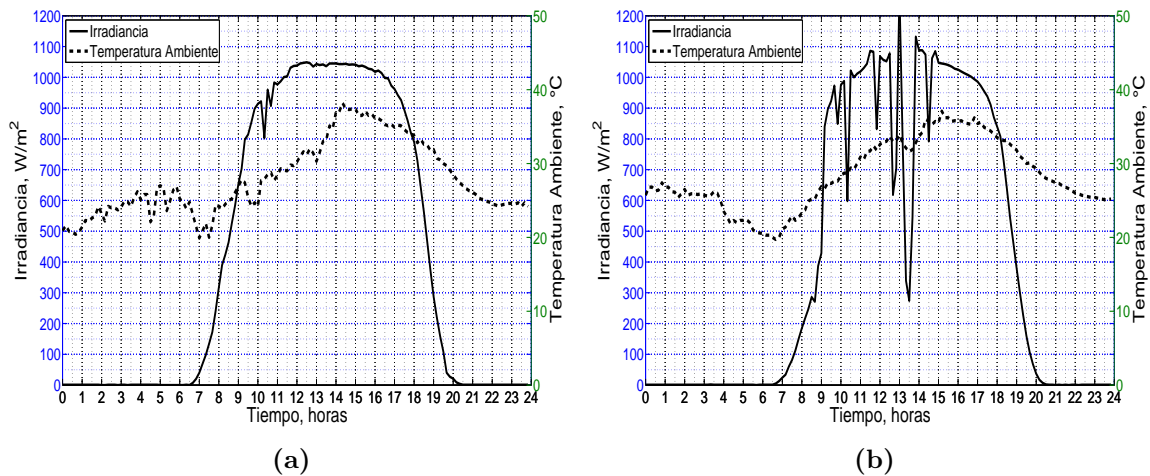


Figura 4.3.: Perfiles de irradiancia y temperatura para: a).- un día típico soleado y b).- un día con nubosidades.

4.3. Caso A

En este caso de estudio se resuelve el sistema de 44 nodos que forma parte del Área de Control Noroeste de la CFE (Figura 4.4). Los datos del sistema se muestran en el Apéndice G. La demanda de este sistema se modela de acuerdo al comportamiento de demanda típico del SIN. Para ello se ha considerado como escenario de demanda máxima a los valores de carga reportados en [Ramírez, 2014]. De esta manera se considera que este valor de carga se alcanzara en el pico del perfil de demanda normalizado mostrado en la Figura 3.10. La demanda total que tiene este sistema es de 588 MW y se ha considerado cubrir una tercera parte de la misma con generación fotovoltaica. Se integran 6 generadores fotovoltaicos de manera distribuida con la intención de satisfacer cargas locales.

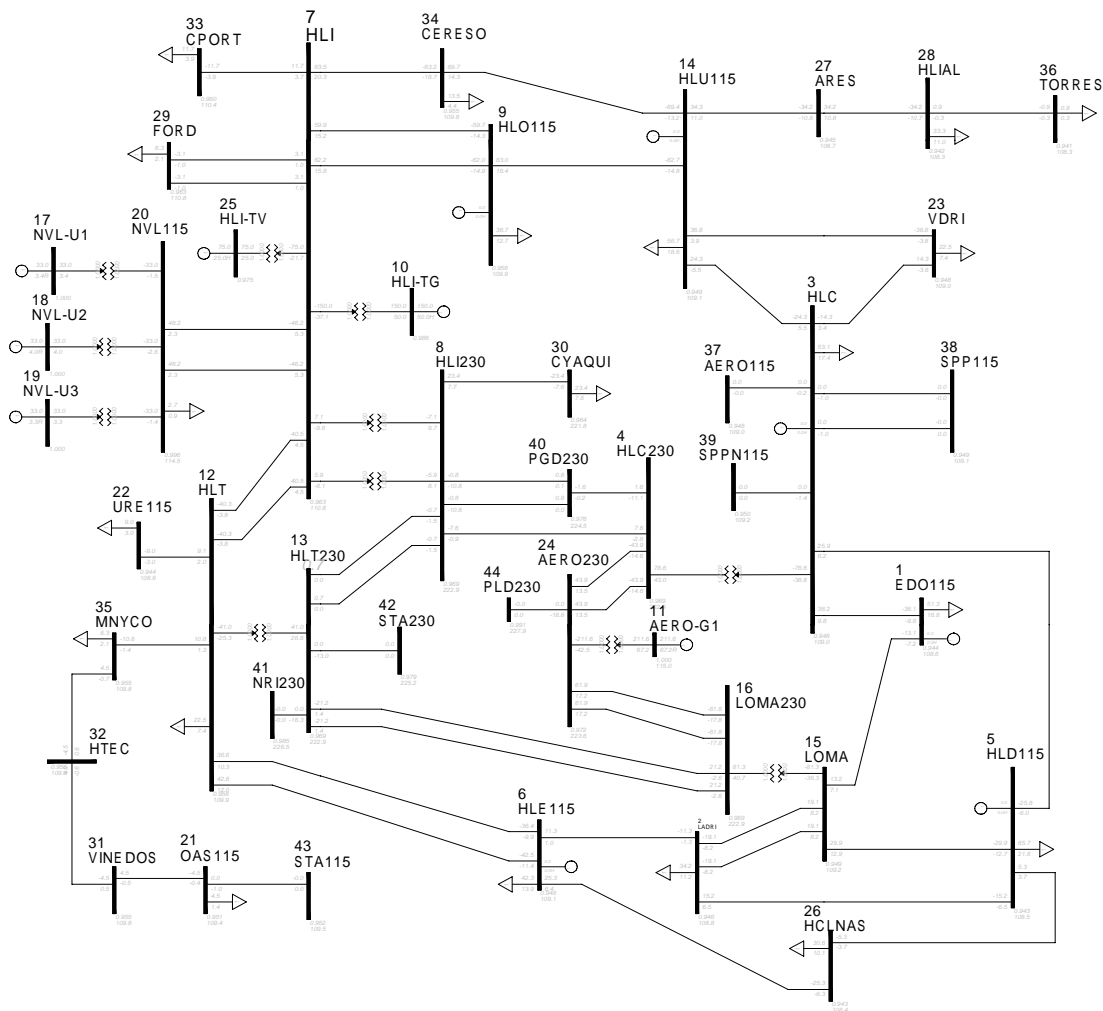


Figura 4.4.: Sistema de 44 nodos perteneciente al Área de Control Noroeste de la CFE.

Tabla 4.1.: Carga y generación en los nodos de conexión de los generadores fotovoltaicos.

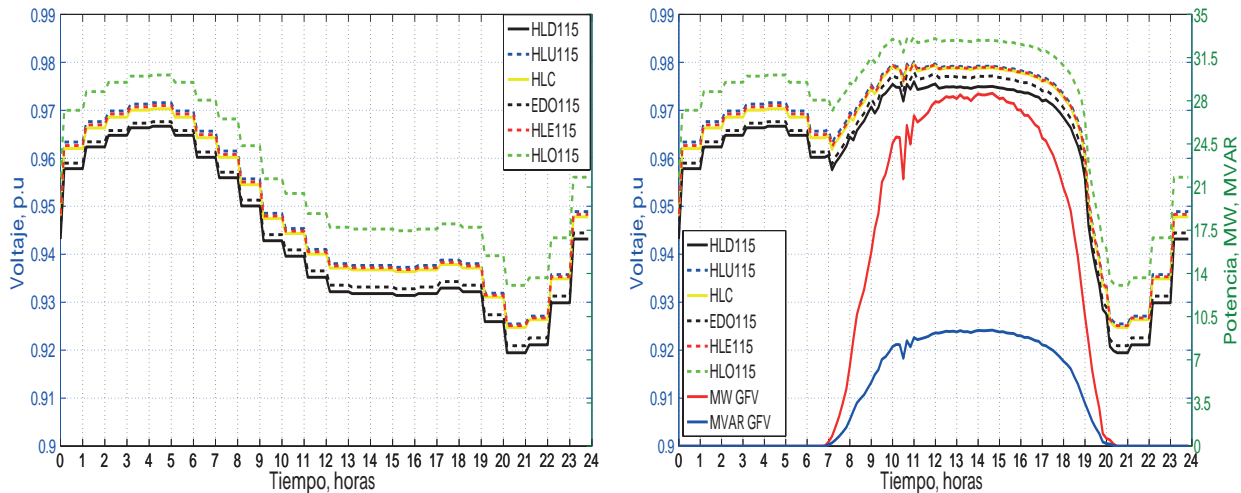
Nodo	Nombre del Nodo	Carga, MW	Potencia GFV, MW
5	HLD115	73	30
14	HLU115	63	30
3	HLC	59	30
1	EDO115	57	30
6	HLE115	47	30
9	HLO115	43	30

La Tabla 4.1 muestra los nodos de conexión de los generadores fotovoltaicos así como la potencia nominal y la demanda que se tiene el dicho nodo. Se analiza el comportamiento de los voltajes para los nodos de conexión de los generadores fotovoltaicos así como el comportamiento de las pérdidas de potencia activa y reactiva del sistema.

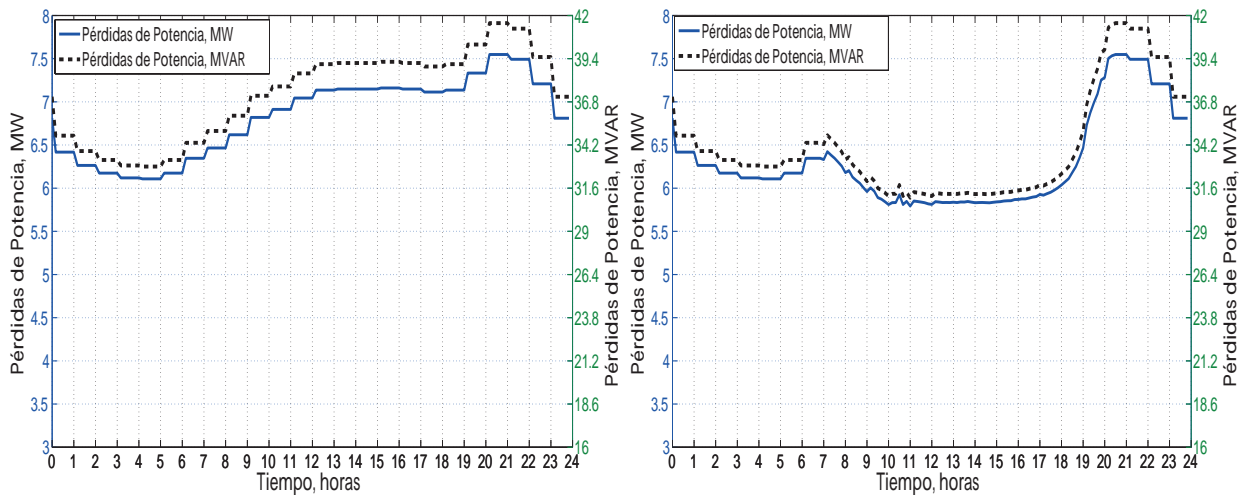
La Figura 4.5 muestra la comparación entre los resultados obtenidos para los voltajes nodales y las pérdidas de potencia en el caso base y en el caso con generación fotovoltaica. Las pérdidas del sistema presentan una reducción del 18.4% y 20.1% para la potencia activa y reactiva durante la hora de mayor generación fotovoltaica correspondiente a las 14:40 horas. La Tabla 4.2 muestra el valor de los voltajes en los nodos de conexión de los generadores fotovoltaicos para los escenarios sin GFV y con GFV a las 14:40 horas. El perfil de los voltajes nodales de conexión de GFV muestra un incremento general de 0.93 pu a 0.97 pu como se observa en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2.: Voltajes en los nodos de conexión de generación fotovoltaica.

Nodo	Nombre del Nodo	Voltaje sin GFV	Voltaje con GFV
5	HLD115	0.93 pu	0.97 pu
14	HLU115	0.93 pu	0.97 pu
3	HLC	0.93 pu	0.97 pu
1	EDO115	0.93 pu	0.97 pu
6	HLE115	0.93 pu	0.97 pu
9	HLO115	0.94 pu	0.98 pu



(a) Izquierda: voltajes nodales del caso base. Derecha: voltajes nodales con GFV.



(b) Izquierda: pérdidas de potencia del caso base. Derecha: pérdidas de potencia con GFV.

Figura 4.5.: Resultados para los voltajes nodales y pérdidas del sistema de 44 nodos perteneciente al Área de Control Noroeste de la CFE.

El efecto de la mejora en el perfil de voltaje y la reducción en las pérdidas de potencia activa y reactiva en el sistema solo se presenta durante el horario de generación fotovoltaica, como puede observarse en la Figura 4.5. Esto se debe a que durante este lapso de tiempo se cuenta con capacidad de aporte de reactivos para el soporte de voltaje. Además, al abastecer localmente la demanda se logra descargar las líneas de transmisión y así disminuir las pérdidas I^2R e I^2X .

4.4. Caso B

En este caso de estudio se resuelve el Sistema Interconectado Nacional con presencia de un generador fotovoltaico en la red de 115 KV de la zona Huajuapán de León en el estado de Oaxaca. Se analizan escenarios para un día soleado y un día nublado con una capacidad de 40 MW nominales para el GFV conectándolo al nodo HJP-115 del SIN. Las simulaciones se desarrollan durante un lapso de tiempo de 24 horas con intervalos de 10 minutos entre cada una de ellas. En estas simulaciones se ajusta la demanda del sistema de forma diezminutal de acuerdo a mediciones con la finalidad de reproducir el comportamiento típico del SIN. De igual manera, la potencia generada por el generador fotovoltaico cambia de acuerdo a perfiles de irradiación y temperatura obtenidos de mediciones diezminutales de la central fotovoltaica de Santa Rosalía, Baja California. El sistema eléctrico de potencia utilizado en estas simulaciones corresponde a una red de 115 KV. Este sistema posee 5863 nodos, 7418 líneas de transmisión y 670 máquinas instaladas con capacidad de generación total de 31,066 MW.

La Figura 4.6 muestra la sección de interés del SIN correspondiente a la zona Huajuapán de León en donde se realiza el análisis de los voltajes nodales. La conexión del GFV se realiza en el nodo HJP-115 mediante dos etapas de transformación como se muestra dentro de la elipse en la parte inferior izquierda de la figura mencionada.

En este apartado se realiza el estudio del comportamiento de los voltajes nodales correspondientes a los nodos HJP-115, HJP-13.2, ACA-114 y LJU-BA2. Además, se evalúan las pérdidas de potencia activa y reactiva del SIN en presencia de generación fotovoltaica y un sistema de almacenamiento de energía a base de baterías. También, se estudia el porcentaje de carga durante el transcurso del día en las líneas cercanas al nodo de conexión del GFV y el SAEB.

Para determinar el impacto del sistema de generación fotovoltaica en los nodos cercanos a la instalación se simulan las siguientes condiciones.

- Caso B.1: Caso base de la red de 115 KV sin generación fotovoltaica.
- Caso B.2: Generador fotovoltaico de 20MW y 40 MW operando con $F.P = 0.95$ sin SAEB.
- Caso B.3: Generador fotovoltaico de 40 MW operando con un $F.P = 0.95$ y SAEB con una capacidad del 10% de la capacidad nominal del generador fotovoltaico.

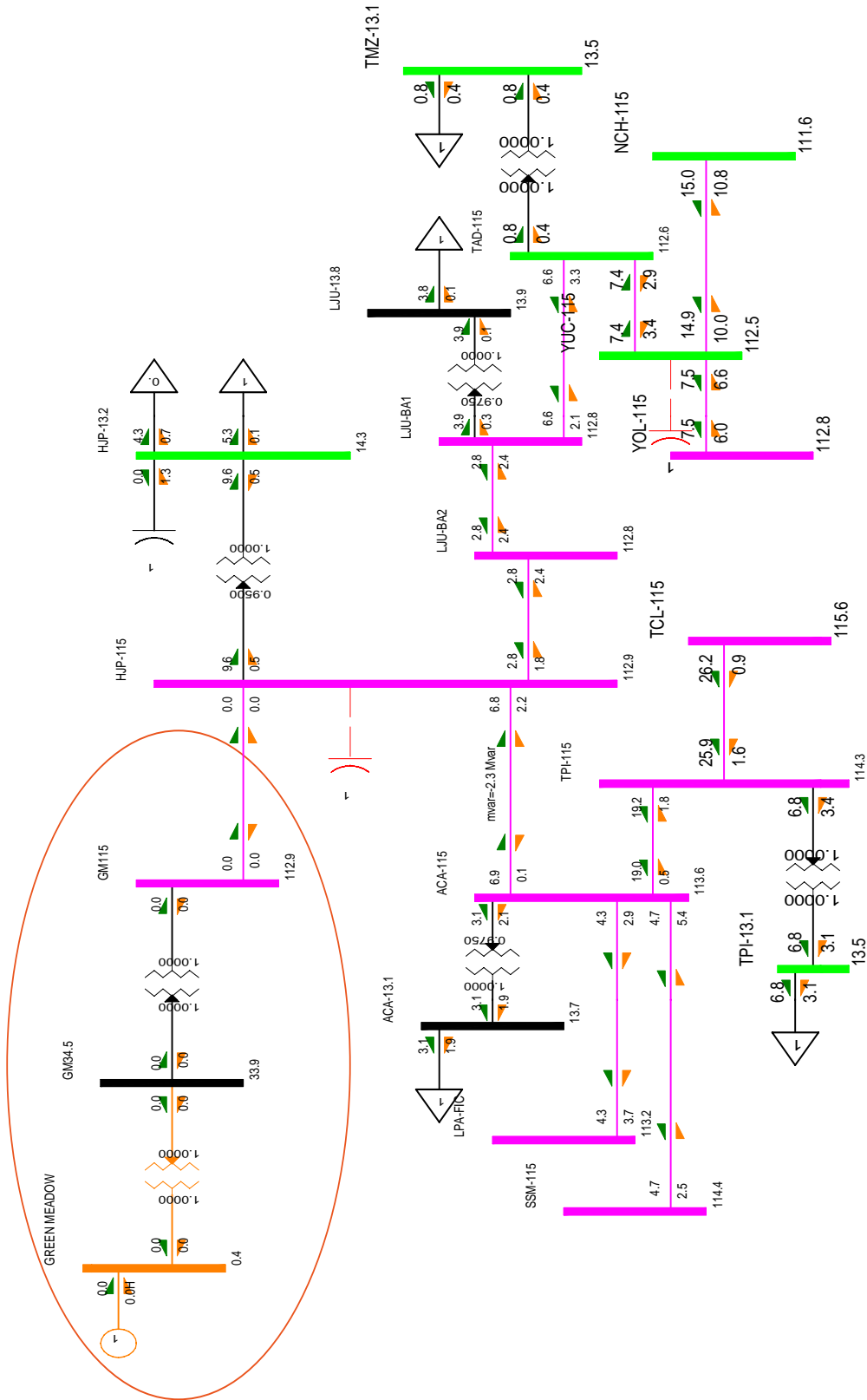


Figura 4.6.: Red de 115 KV de la zona Huajuapán de León, Oaxaca, ubicada dentro del ámbito del Área de Control Oriental.

4.4.1. Caso B.1

En esta sección se presentan los resultados obtenidos para la solución de flujos de potencia del SIN sin presencia de generación fotovoltaica y con variación de carga en el área cercana a la conexión del GFV. Los valores de carga utilizados en estas simulaciones fueron proporcionados por el Área de Control Oriental del CENACE de CFE. La Figura 4.7 muestra el perfil de los voltajes en los nodos de interés para el caso base donde los nodos HJP-115, ACA-115 y LJU-BA2 muestran un voltaje promedio por debajo de 1 p.u con una reducción máxima entre las 21:00 y 23:00 horas, correspondiente al horario de demanda máxima en el SIN. La Figura 4.8 muestra el comportamiento de las pérdidas del sistema interconectado y el porcentaje de carga en las líneas de interés durante el transcurso del día para el caso base sin generación fotovoltaica. La Figura 4.8 (a) muestra las pérdidas de potencia activa y reactiva que se tiene para este caso de estudio. Por otro lado, en la Figura 4.8 (b) se describe el porcentaje de carga para las líneas de transmisión conectadas entre los nodos HJP-115 a ACA-115, HJP-115 a ACA-115, LJU-BA2 y HJP-115 a GM-115. El nodo GM-115 es el nodo de conexión del generador fotovoltaico y el sistema de almacenamiento de energía. En la Figura 4.8 (b) se puede observar que la carga de las líneas de transmisión se eleva en los horarios de demanda máxima entre las 20:00 y 23:00 horas.

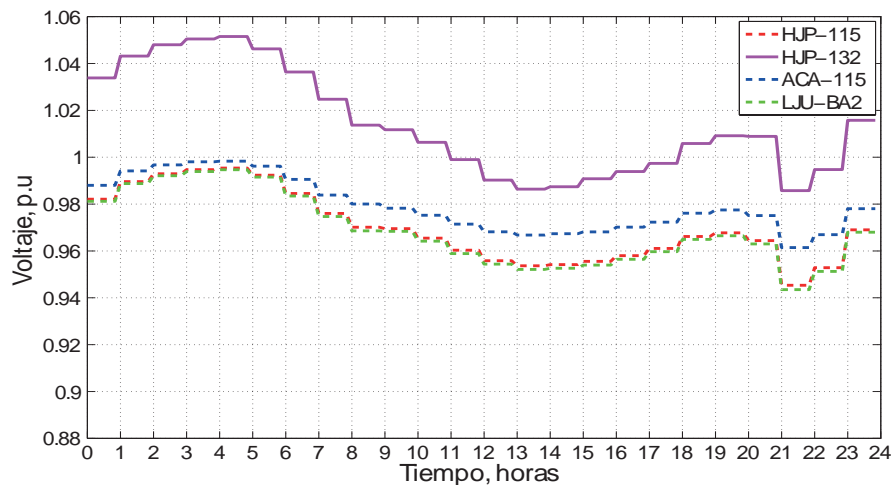


Figura 4.7.: Solución de flujos de potencia para el caso base de la red de 115 KV del caso B.1.

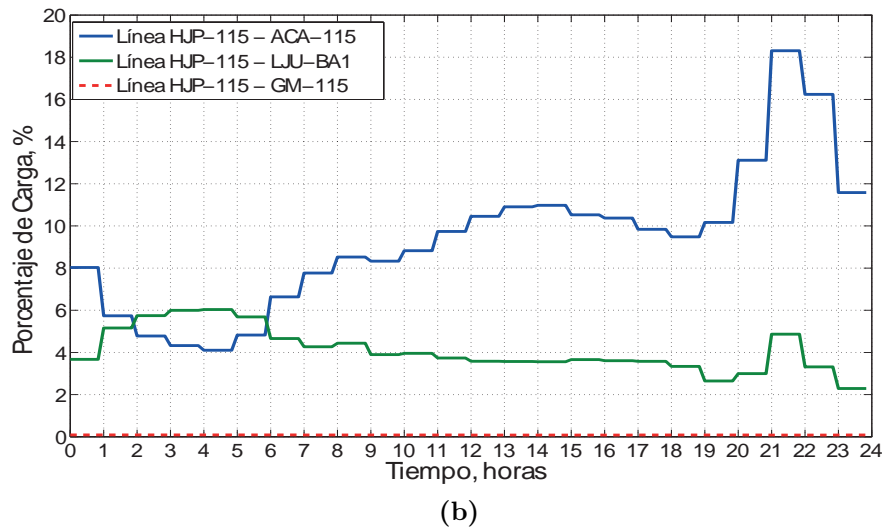
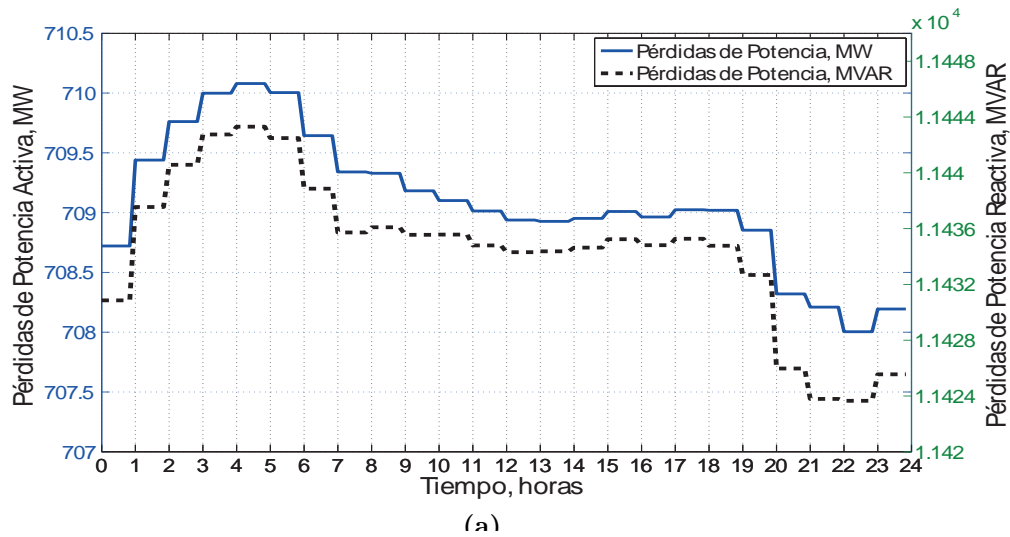


Figura 4.8.: Solución de flujos de potencia para: a).- voltajes nodales, b).- Pérdidas de potencia y c).- Porcentajes de carga para el caso base de la red de 115 KV del caso B.1.

4.4.2. Caso B.2

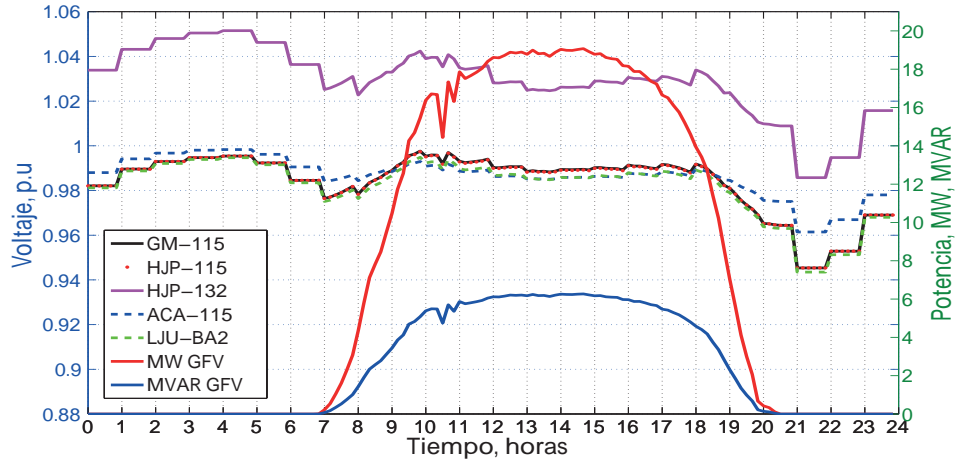
Para este caso de estudio el generador fotovoltaico se modela como un nodo P|V|. Los límites de potencia reactiva para el GFV se calculan con (3.4). Además se regula el voltaje en el nodo GM-115 a 1.0 p.u. Los resultados de las simulaciones para los voltajes nodales, las pérdidas de potencia del sistema interconectado y el porcentaje de carga en las líneas de interés se pueden observar en las Figuras 4.9 y 4.10 para generadores fotovoltaicos de 20 MW y 40 MW, respectivamente. En estas figuras también se muestra el perfil de potencia activa y potencia reactiva que entrega el generador fotovoltaico

durante el día analizado. Como se puede observar, el aporte de potencia reactiva del generador fotovoltaico permite tener un control de voltaje en algunos de los nodos cercanos al GFV. La inyección de potencia reactiva para regular los voltajes nodales solo es posible durante las horas que se tiene generación, aproximadamente entre las 7:00 a las 20:00 horas. Los perfiles de voltaje fuera de este horario muestran el mismo comportamiento que se observa para el caso base sin generación fotovoltaica (ver Figura 4.7). Para este caso de estudio el índice de desviación de voltaje en el horario pico de generación fotovoltaica pasó de 0.76 % en el caso base a 0.15 % para el caso con 40 MW nominales de generación fotovoltaica. El índice de desviación de voltaje se determinó en este trabajo de la siguiente manera [Montoya et al., 2010],

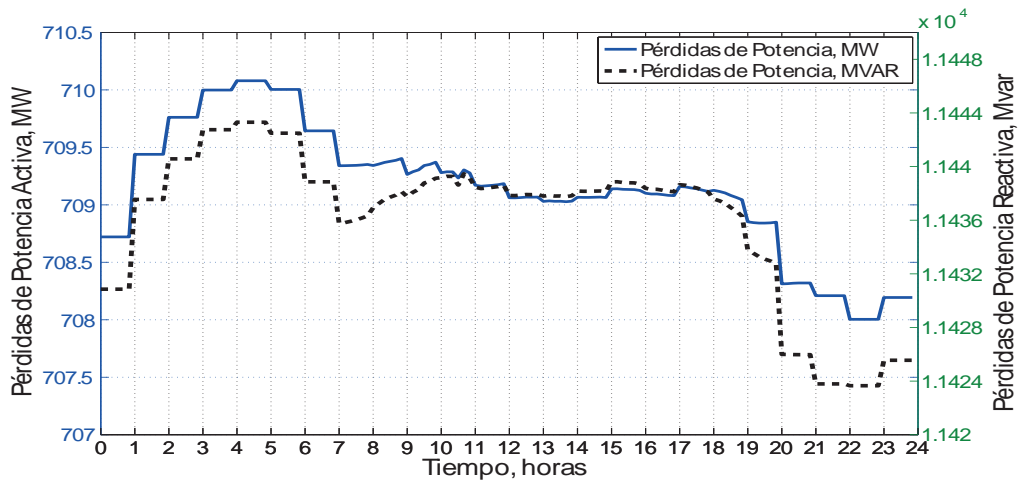
$$VDI = \sum_{i=1}^n \frac{(V_i - V_{Ni})^2}{V_{Ni}^2} \quad (4.1)$$

El análisis de las pérdidas de potencia en el horario pico de GFV con 20 MW de capacidad, correspondiente a las 14:40 horas, refleja que las pérdidas de potencia del sistema se incrementaron en un 0.12 % para las pérdidas de potencia activa y un 0.096 % para las pérdidas de potencia reactiva. El porcentaje de carga en las líneas de transmisión se ve incrementado con la incorporación del GFV y la redistribución de los flujos de potencia en el sistema. La línea HJP-115 a ACA-115 muestra un incremento del 7.54 %, la línea HJP-115 a LJU-BA2 incremento 10.31 %, mientras que la línea HJP-115 a GM-115 presenta un incremento proporcional a la potencia entregada por el GFV ya que esta línea conecta el GFV al sistema de potencia alcanzando un valor de 76.97 % de carga para el horario pico de generación.

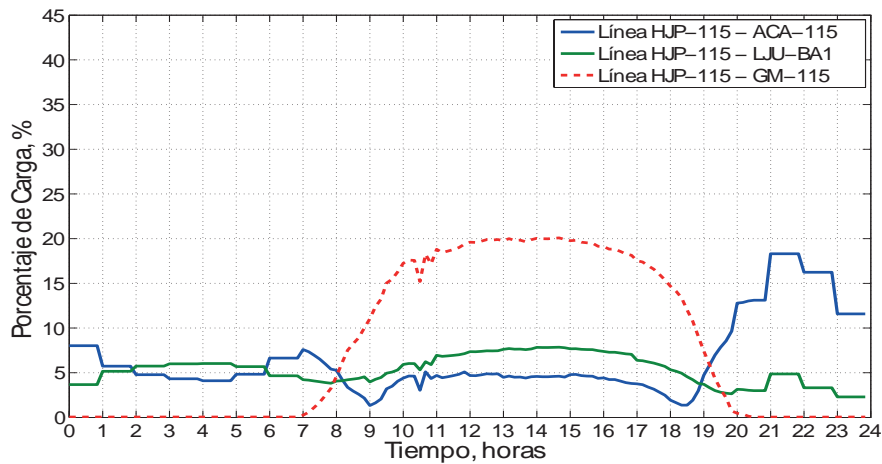
Los resultados indican que el generador fotovoltaico puede contribuir a la compensación de reactivos de manera proporcional a la potencia activa generada en el instante de tiempo de estudio. En la Figura 4.9 (a) se puede observar como el perfil de potencia reactiva aportada por el GFV tiene el mismo comportamiento que el perfil de potencia activa. Esto es debido a que en todo momento el GFV aporta reactivos en su límite de aporte de potencia reactiva. Por su parte, la Figura 4.10 (a) muestra un perfil de potencia reactiva distinto al de la potencia activa ya que no es necesario alcanzar el límite de aporte de reactivos por parte del GFV para controlar el voltaje de algunos nodos.



(a)

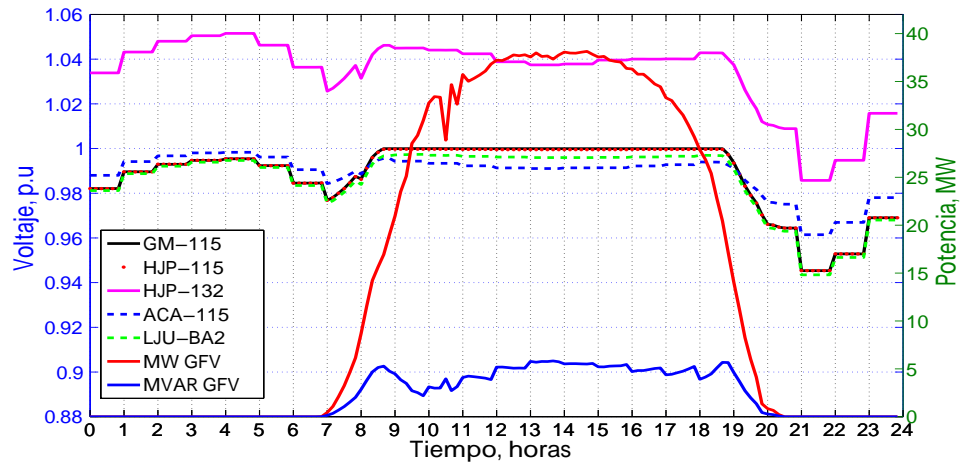


(b)

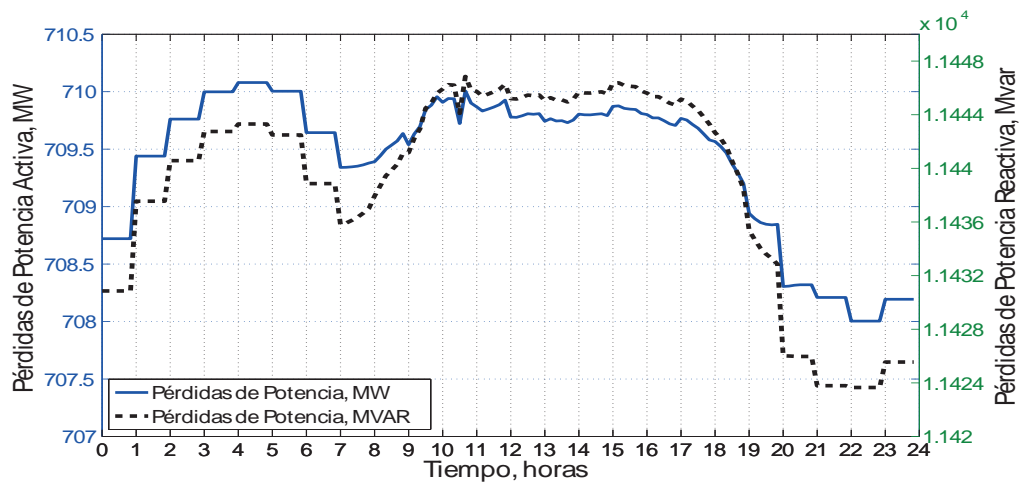


(c)

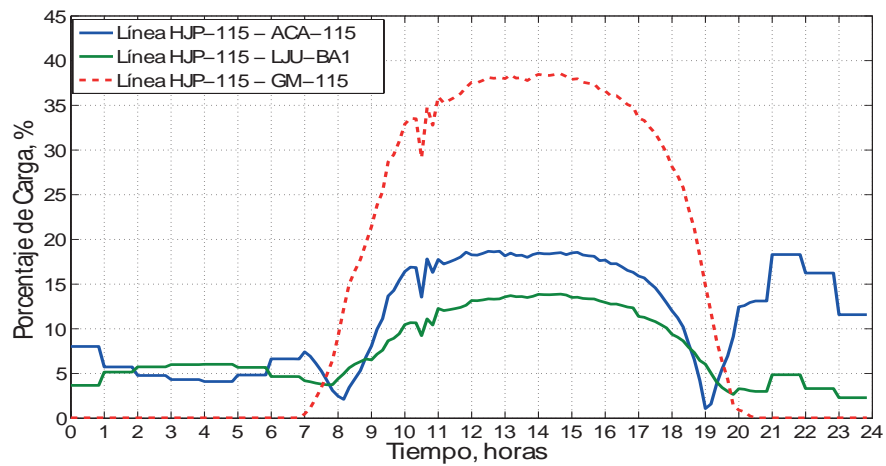
Figura 4.9.: Solución de flujos de potencia para: a).- voltajes nodales, b).- Pérdidas de potencia y c).- Porcentajes de carga para un GFV de 20 MW con FP = 0.95 conectado a la red de 115 KV del caso B.2.



(a)



(b)



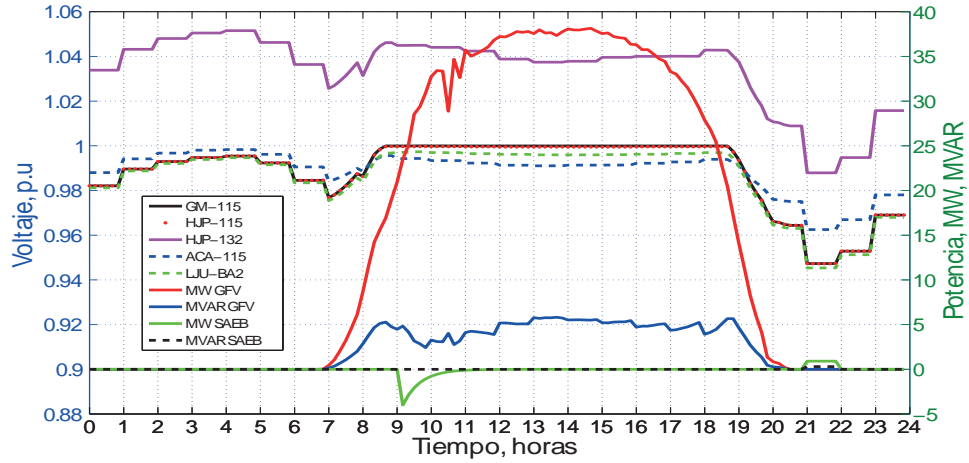
(c)

Figura 4.10.: Solución de flujos de potencia para: a).- voltajes nodales, b).- Pérdidas de potencia y c).- Porcentajes de carga para un GFV de 40 MW con $FP = 1.0$ conectado a la red de 115 KV del caso B.3.

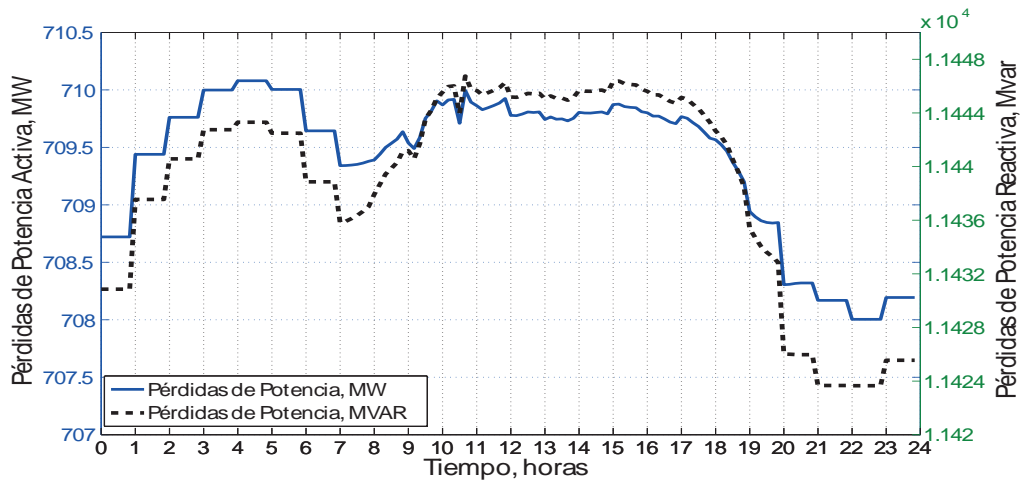
4.4.3. Caso B.3

Como se observó en la sección anterior, durante las horas de baja o nula generación fotovoltaica se tiene un bajo aporte de reactivos. Debido a que el horario entre 20:00 y 23:00 horas presenta una caída de voltaje importante, ocasionada por el incremento de la demanda, es conveniente contar con un respaldo para este lapso de tiempo de tal manera que se mejore el perfil de voltaje con la aportación de reactivos. Una manera puede ser mediante el almacenamiento de energía con un SAEB, el cual puede cargarse durante horas de mayor generación y descargarse en horas de mayor demanda. En este apartado se considera un sistema de almacenamiento en base de baterías ion de litio con una capacidad nominal de 10 % de la capacidad nominal del sistema fotovoltaico. El SAEB a su vez será capaz de entregar una potencia constante por una hora con un valor del 24 % respecto a su capacidad máxima. Estos parámetros han sido determinados para la batería de ion de litio de 5MW-1200 KWH nominales reportada por la institución NREL (National Renewable Energy Laboratory) en [Kroposki et al., 2012]. El sistema de almacenamiento de energía será conectado al sistema eléctrico mediante un convertidor de electrónica de potencia de la misma manera que el GFV. De esta forma el SAEB puede aportar potencia reactiva de acuerdo a los límites impuestos por el convertidor de electrónica de potencia. Durante la carga, el SAEB consume potencia activa de la red como se describe en (3.6). Por otro lado, la potencia activa y reactiva que el SAEB aporta durante la descarga se describe en (3.7).

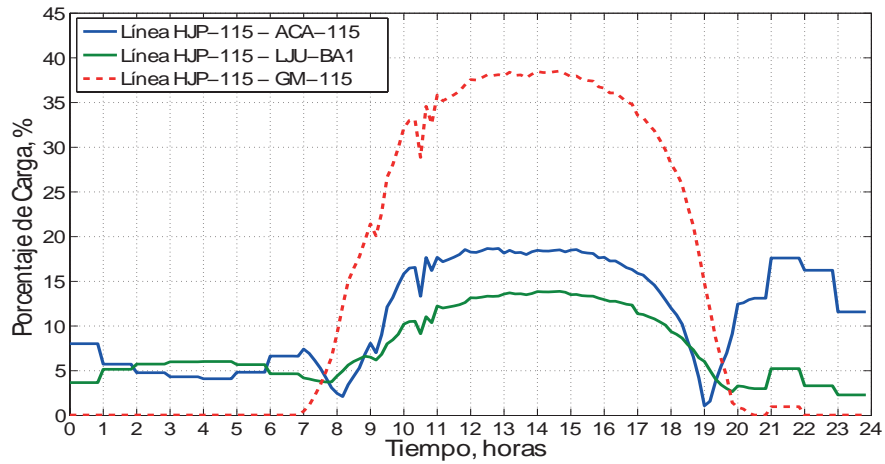
La Figura 4.11 reporta los resultados obtenidos para el estudio con 40 MW nominales de generación fotovoltaica con la integración de almacenamiento de energía a base de baterías. Como se puede observar, durante el estado de carga (línea MW SAEB) el consumo de potencia del SAEB no afecta la regulación de voltaje. Su comportamiento de carga es exponencial mientras que se tiene un comportamiento de descarga constante entregando potencia activa y potencia reactiva a la red durante una hora. Como se observa el aporte de potencia activa y reactiva entre las 21:00 y 22:00 horas del SAEB es mínimo en comparación con el aporte del generador fotovoltaico, lo cual no permite controlar los voltajes en el lapso de tiempo que la batería esta en operación. El índice de desviación de voltaje a las 21:00 es de 1.04 % para los casos con 2 MW de capacidad nominal del SAEB. Teniendo en cuenta que el índice de desviación de voltaje para el caso base a las 21:00 horas es de 1.08 % se puede observar que se obtiene una disminución en la desviación de voltaje con el aporte de potencia reactiva por parte del SAEB.



(a)



(b)



(c)

Figura 4.11.: Solución de flujos de potencia para: a).- voltajes nodales, b).- Pérdidas de potencia y c).- Porcentajes de carga para un GFV de 40 MW con $FP = 0.95$ con SAEB conectado a la red de 115 KV del caso B.3.

4.5. Caso C

Debido a que la generación fotovoltaica es dependiente principalmente de la irradiación, es evidente que las condiciones ambientales afectan el desempeño del generador fotovoltaico. En esta sección se analiza el comportamiento de los voltajes nodales del sistema de potencia de 115 KV ante un perfil de generación fotovoltaica intermitente. La Figura 4.12 muestra los resultados obtenidos para los voltajes en los nodos de interés así como las potencias entregadas por el generador fotovoltaico y por el SAEB.

En la Figura 4.12 (a) se ha incluido la potencia activa y reactiva producida por el generador fotovoltaico. Como puede observarse en el perfil de generación fotovoltaica para este caso de estudio, existe una caída de generación importante de casi el 70% de la potencia nominal entre las 13:10 y las 14:00 horas. Este escenario de operación indica lo siguiente:

- Los voltajes varían en concordancia con las fluctuaciones del recurso solar para los generadores fotovoltaicos con potencia nominal de 40 MW.
- Para el generador fotovoltaico con capacidad de 40 MW, su capacidad de intercambiar potencia reactiva alcanza un valor tal que los voltajes no se ven afectados por las fluctuaciones de generación fotovoltaica como se puede observar entre las 9:20 y 13:20 horas en la Figura 4.12 (a). Sin embargo, en fluctuaciones de generación más drásticas como sucede entre las 13:10 y las 14:00 horas, se pierde la capacidad de aportar potencia reactiva y con ello contribuir al soporte de voltaje.

En las Figuras 4.12 (b) se puede observar el comportamiento de las pérdidas de potencia activa y reactiva durante el curso del día. Tanto las pérdidas de potencia activa como potencia reactiva presentan incrementos asociados a la transmisión de la generación fotovoltaica en las líneas de transmisión. Por otro lado, el porcentaje de carga en las líneas de transmisión mostrado en las Figura 4.12 (c) muestra un incremento proporcional al de generación fotovoltaica durante el transcurso del día.

Retomando el caso de 40 MW nominales de generación fotovoltaica, se utiliza la potencia almacenada en el SAEB para tratar de brindar soporte durante la pérdida de generación entre 13:10 y 14:00 horas. La Figura 4.13 muestra el comportamiento de sistema de almacenamiento de energía para el escenario en donde entrega potencia durante la caída de generación. La simulación muestra que la potencia reactiva proporcionada por el SAEB es mínima y no tiene impacto importante en este lapso de

tiempo. El índice de desviación de voltaje que se tiene para el escenario con pérdida de generación a las 13:40 horas es de 0.29%, mientras que el escenario donde se utiliza el SAEB para compensar esta pérdida muestra un índice de desviación de voltaje del 0.27%.

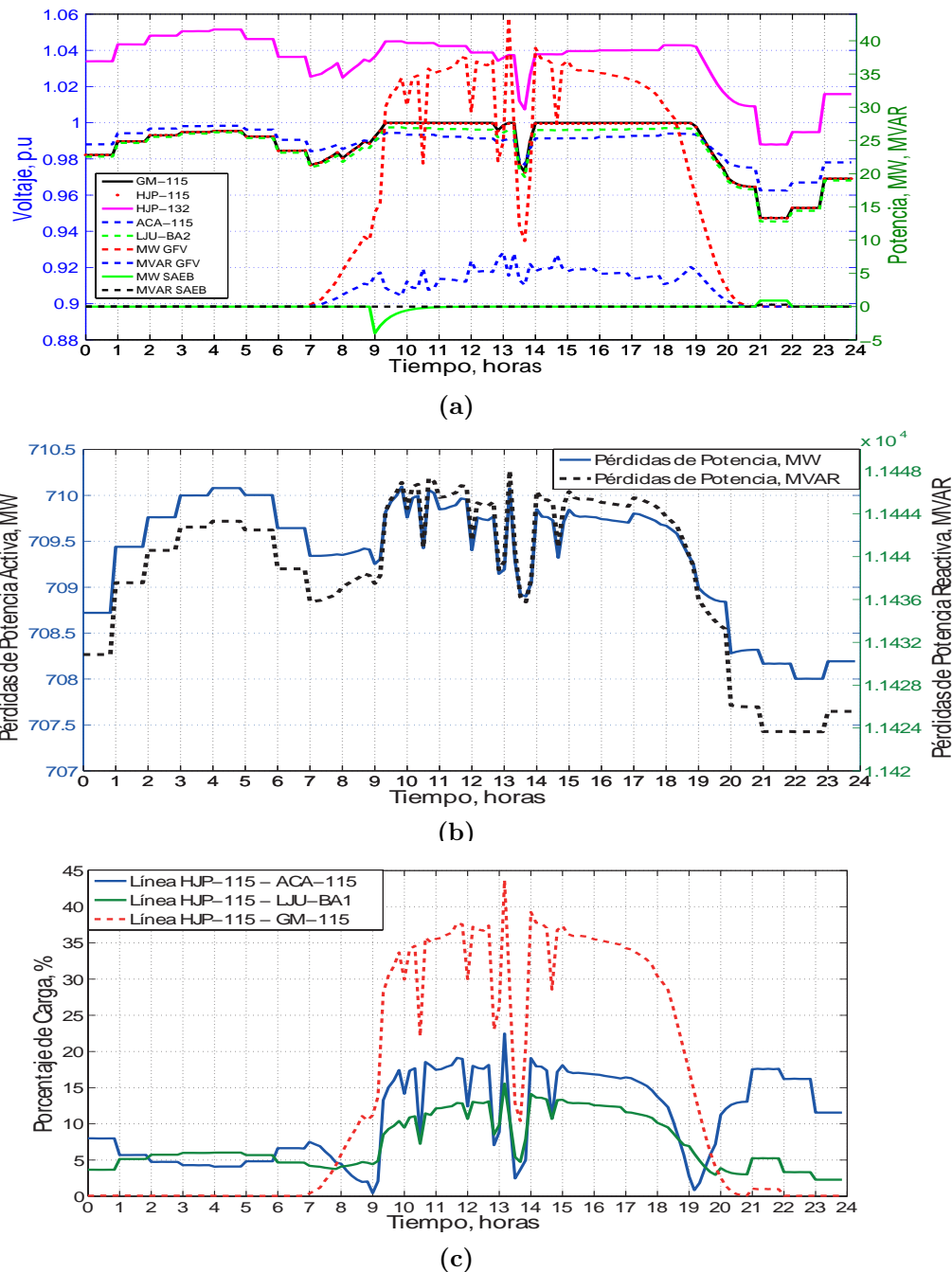
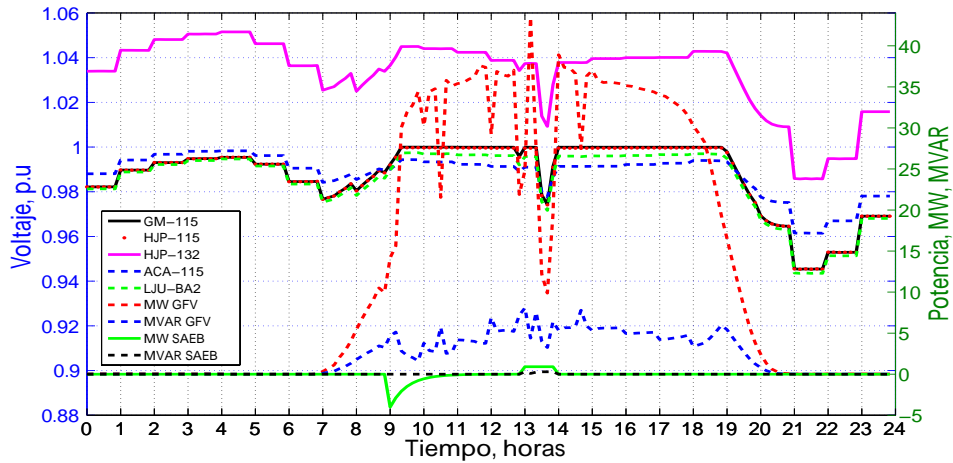
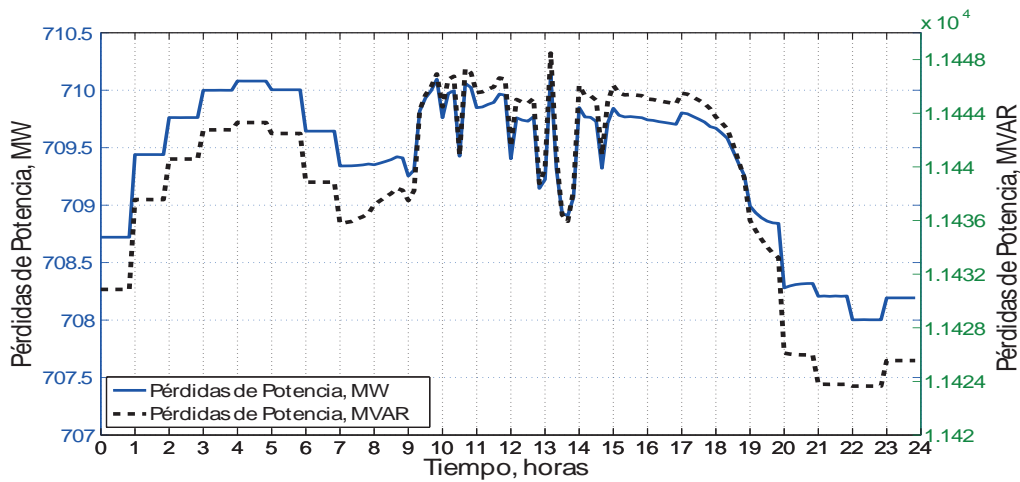


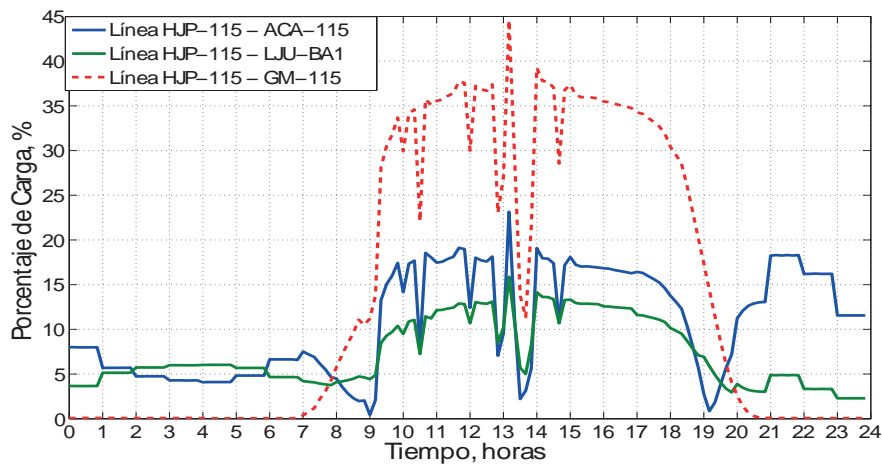
Figura 4.12.: Solución de flujos de potencia para: a).- voltajes nodales, b).- Pérdidas de potencia y c).- Porcentajes de carga para un GFV de 40 MW con $FP = 0.95$ con SAEB conectado a la red de 115 KV del caso C.



(a)



(b)



(c)

Figura 4.13.: Solución de flujos de potencia para: a).- Voltajes nodales, b).- Pérdidas de potencia y c).- Porcentajes de carga para un GFV de 40 MW con $FP = 0.95$ con SAEB conectado y respaldo de generación en la red de 115 KV del caso C.

4.6. Caso D

Con el fin de estudiar el comportamiento de un generador fotovoltaico frente a condiciones de carga altamente variable tal como la carga industrial del ramo acerero, se presenta a continuación un caso de estudio con la red de 230 KV ubicada en la zona Puebla. El generador fotovoltaico se conecta al nodo TRP-230 y se opera como nodo P|V| regulando el voltaje a un valor de 1.0 p.u. Este nodo presenta condiciones de carga muy intermitente debido al proceso de los hornos de arco de la acerera Ternium. En este proceso se presentan variaciones importantes tanto de potencia real como de potencia reactiva. En la Figura 4.14 se muestra el punto de conexión del sistema fotovoltaico en la red de 230 KV. Por su parte, la Figura 4.15 presenta la solución de flujos de potencia para los voltajes nodales, las pérdidas de potencia activa y reactiva, así como el porcentaje de carga para las líneas conectadas entre los nodos GM-230 a TRP-230, TRP-230 a PBD-230, PBD-230 a TCL-230 y PBD-230 a ZOC-230 sin generación fotovoltaica. En la Figura 4.15 (a) se muestran las variaciones que el perfil de voltaje presenta durante las 24 horas del día. En las Figuras 4.15 (b) y 4.15 (c) se puede observar que el comportamiento de las pérdidas de potencia y el porcentaje de carga en las líneas de transmisión son intermitentes durante la mayor parte del día debido a las condiciones que presenta la carga en el nodo TRP-230.

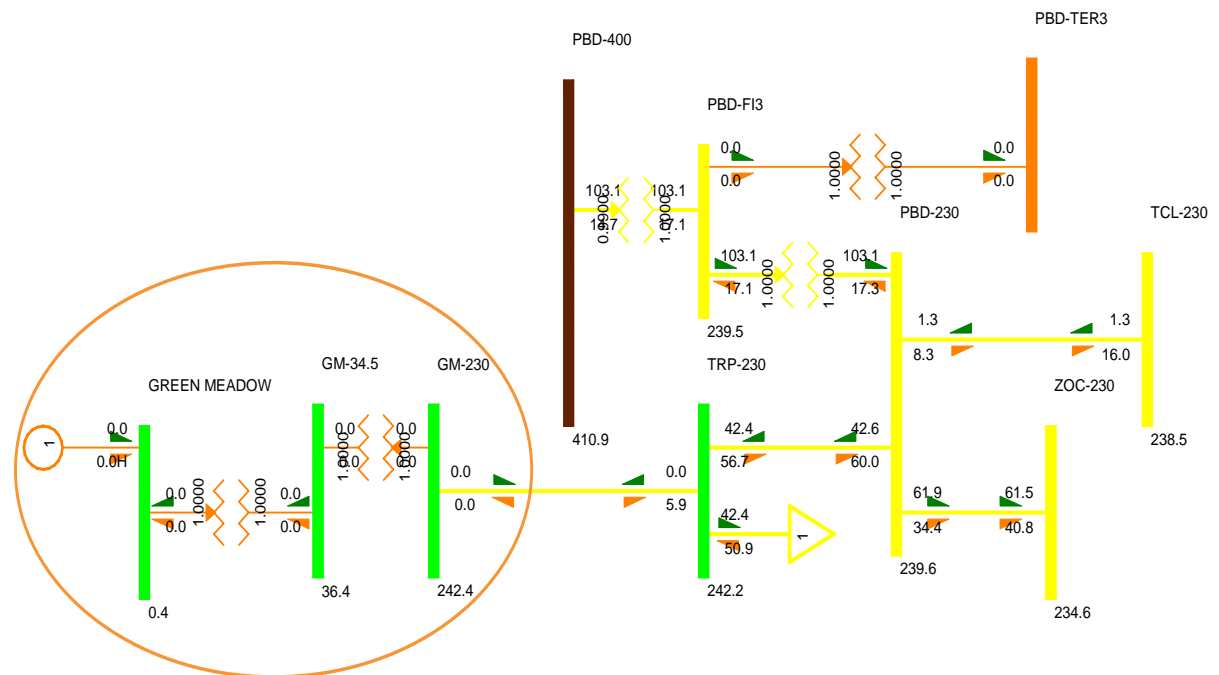
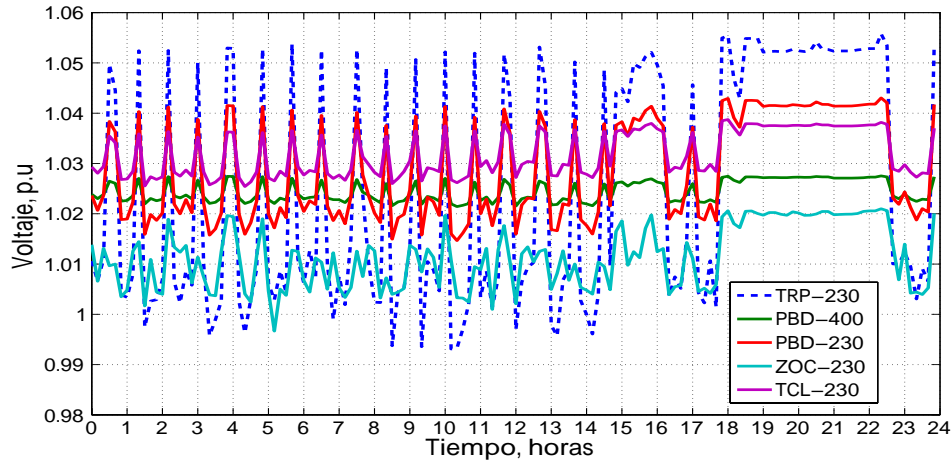
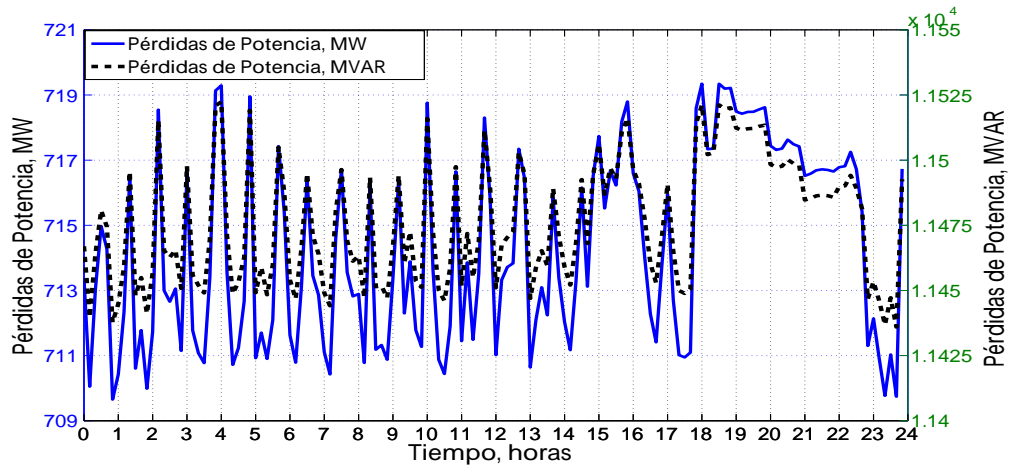


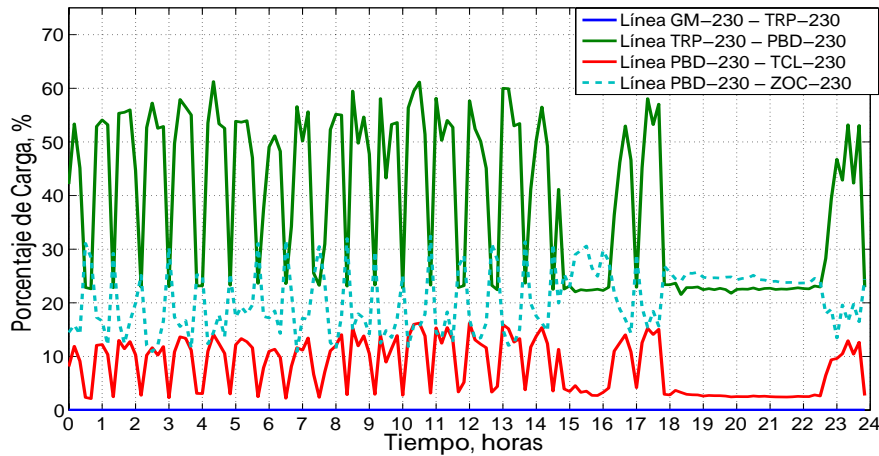
Figura 4.14.: Red de 230 KV con presencia de carga industrial altamente variable.



(a)



(b)



(c)

Figura 4.15.: Solución de flujos de potencia para: a).- Voltajes nodales, b).- Pérdidas de potencia y c).- Porcentajes de carga para el caso base de la red de 230 KV ante presencia de cargas altamente variables.

En las Figuras 4.16 y 4.17 se muestran los resultados del análisis de flujos de potencia para los perfiles de voltaje, pérdidas de potencia y carga en las líneas de transmisión resultados obtenidos para escenarios con niveles de generación fotovoltaica de 200 MW y 400 MW.

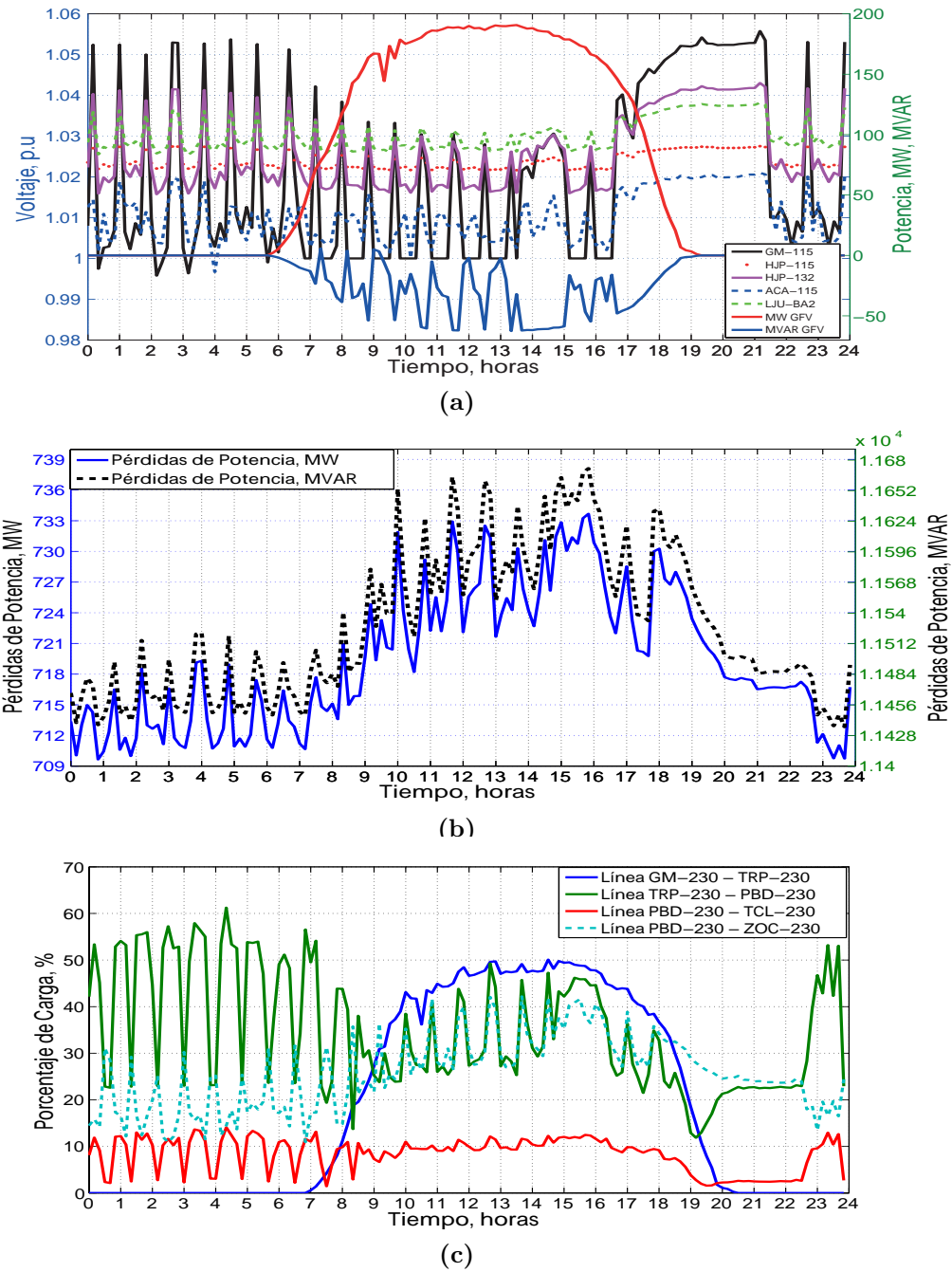
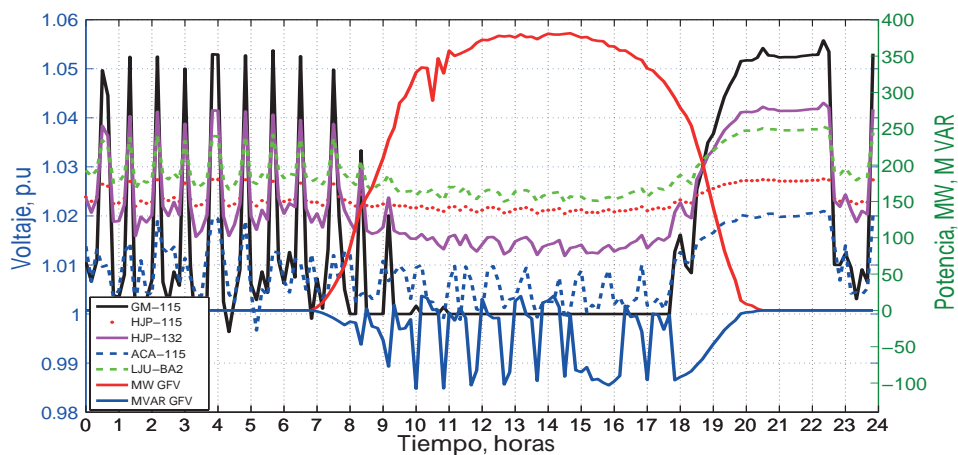
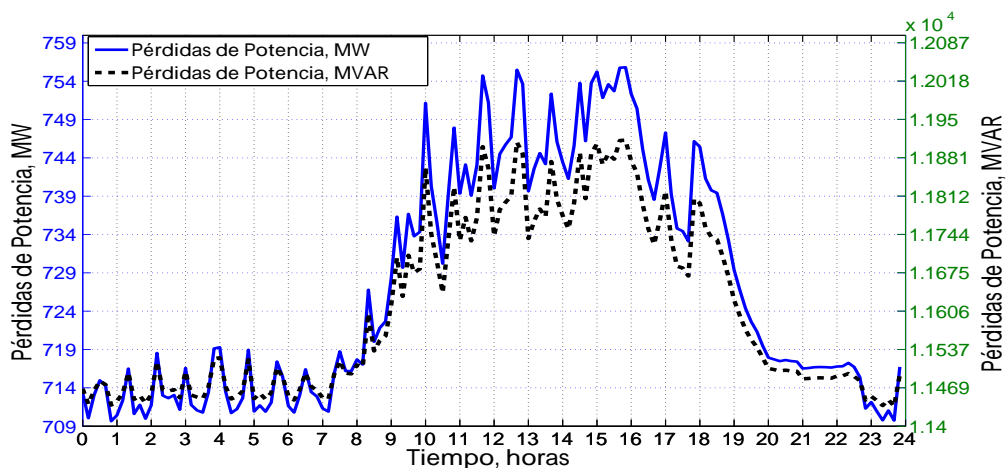


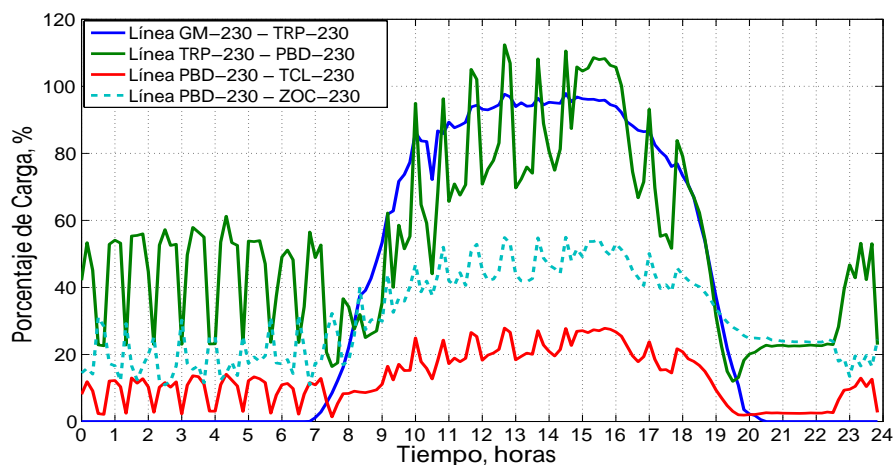
Figura 4.16.: Solución de flujos de potencia para: a).- Voltajes nodales, b).- Pérdidas de potencia y c).- Porcentajes de carga para un GFV de 200 MW con $FP = 0.95$ ante presencia de cargas altamente variables en la red de 230 KV.



(a)



(b)



(c)

Figura 4.17.: Solución de flujos de potencia para: a).- Voltajes nodales, b).- Pérdidas de potencia y c).- Porcentajes de carga para un GFV de 400 MW con $FP = 0.95$ ante presencia de cargas altamente variables en la red de 230 KV.

Como puede observarse en las Figuras 4.16(a) y 4.17(a), el voltaje en el nodo TRP-230 es regulado a 1 p.u por instantes de tiempo entre las 7:00 y 17:00 horas. Esto se debe a que los límites de potencia reactiva disponibles permiten el control de voltaje por parte del generador fotovoltaico. Los perfiles de pérdidas de potencia activa y reactiva mostrados en las Figuras 4.16(b) y 4.17(b) muestran que estas se incrementaron en 1.82 % y 1.13 % respecto a las pérdidas registradas en el caso base respectivamente. Por otro lado, el porcentaje de carga en la línea de transmisión TRP-230 a PBD-230 presentan un decremento de 30 % entre las 9:00 y 19:00 horas para el caso de 400 MW de generación fotovoltaica.

4.7. Conclusiones

En este capítulo se estudio el impacto que tiene la generación fotovoltaica en la regulación de voltaje, pérdidas del sistema eléctrico y en el porcentaje de carga de las líneas cercanas al nodo de conexión en el Sistema Interconectado Nacional. Se pudo observar que el generador fotovoltaico es capaz de dar soporte de potencia reactiva durante el lapso entre las 7:00 y 20:00 horas aproximadamente. El aporte reactivo del generador fotovoltaico depende de las condiciones ambientales y del factor de potencia del convertidor ya que este marca los límites de potencia reactiva que se puede absorber o entregar al sistema.

Durante los lapsos de generación intermitente el aporte de potencia por parte del generador se ve disminuido hasta en un 70 %, lo cual se refleja en la disminución de control de voltaje. Con el fin de mitigar estas pérdidas de generación se incluyó un SAEB el cual de acuerdo a los resultados obtenidos no es capaz de mitigar la pérdida de generación o dar soporte reactivo durante periodos de carga elevada. El estudio del soporte de potencia por medio de la utilización de un SAEB durante un horario de demanda máxima como lo fue a las 21:00 horas mostró que la desviación de voltaje puede ser disminuida de un 1.08 % a un 0.79 % durante la hora de descarga del SAEB.

El estudio en la red de 230 KV con cargas altamente intermitentes muestra que la regulación de voltaje es posible dentro del horario de generación siempre y cuando la capacidad de potencia del GFV sea suficiente para cumplir con los requisitos de potencia reactiva que demande la red en el área de interés. Los estudios realizados mostraron como al aumentar la potencia nominal del GFV los límites de potencia reactiva aumentan permitiendo que se absorba o se proporcione más potencia reactiva a la red por parte del generador. Esto se ve reflejado en una disminución de las variaciones

de voltaje durante el lapso de mayor generación fotovoltaica ya que se tiene un mayor soporte de carga. Originalmente en el caso base de estudio se tenía una desviación de voltaje de 0.1965% en el horario de mayor generación fotovoltaica correspondiente a las 14:40 horas. Con la integración del generador fotovoltaico la desviación de voltaje disminuyó tomando valores de 0.149% y 0.1135% para los escenarios de 200 MW y 400 MW de capacidad nominal de generación fotovoltaica.

5. Conclusiones y Trabajos Futuros

5.1. Conclusiones

En este trabajo de tesis se presentó el estudio de flujos de potencia con la integración de generación fotovoltaica en el Sistema Interconectado Nacional en las redes de 115 KV y 230 KV. El software de simulación PSS/E fue usado para realizar las simulaciones.

Partiendo del modelo de una celda fotovoltaica se implementó un modelo para un generador fotovoltaico. El modelo del generador fotovoltaico permite calcular la potencia de salida del mismo para condiciones de irradiancia y temperatura dadas. Con el objetivo de validar el modelo del generador fotovoltaico implementado en este trabajo se modeló la central fotovoltaica de Santa Rosalía, Baja California Sur. Posteriormente se realizaron comparaciones entre las mediciones de potencia simuladas y las mediciones reales proporcionadas por la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la CFE obteniendo resultados favorables con errores porcentuales promedio de entre el 3.5% y 11.9% durante los días del mes de Junio del 2012. Se observó que el modelo implementado toma errores de entre el 3.5% y 5% para días con poca intermitencia en el perfil de irradiancia. Por otro lado, para los días con alta intermitencia en el perfil de irradiancia, los valores de error varían entre 5% y 11.9%.

Se estudio el comportamiento de un sistema de potencia de prueba de 5 nodos con la integración de un generador voltaico y un sistema de almacenamiento de energía a base de baterías. Mientras que el modelo del GFV ya había sido descrito, el modelo del SAEB fue representado como una carga durante el consumo de potencia del mismo con un comportamiento exponencial decreciente. Durante la descarga del SAEB este se modeló como un generador que proporcionaba potencia al sistema durante una hora con un 24% de la capacidad máxima del mismo. Para ello se realizaron simulaciones de flujos de potencia que comprendieron un lapso de 24 horas con intervalos de 10 minutos. Obteniendo una respuesta del sistema para cada uno de estos casos. La carga del sistema de prueba fue modelada con un perfil típico de demanda, mientras que la generación fotovoltaica dependía de un perfil de irradiancia y temperatura registrados durante 24

horas con intervalos diez minutales. Una de las líneas de transmisión coincidentes en el nodo con el generador fotovoltaico mostró un comportamiento de sobrecarga ya que debía redistribuir la generación fotovoltaica durante las horas de mayor irradiancia. Esto muestra la necesidad de conocer la capacidad nominal de carga de las líneas de transmisión cercanas al nodo de conexión con el objetivo realizar estudios donde se analice la posible necesidad de agregar una línea de transmisión adicional para la distribución de potencia aportada por el generador fotovoltaico.

Finalmente, se realizó el estudio de flujos de potencia con la integración de un generador fotovoltaico y un sistema de almacenamiento de energía en el Sistema Interconectado Nacional. Los análisis se llevaron a cabo dentro de la red de 115 KV y 230 KV correspondiente a la red de la zona de Huajuapán de León, Oaxaca y a la zona Puebla, Puebla. Se analizó el impacto del generador fotovoltaico en el área cercana en escenarios con perfiles de irradiancia correspondientes a un día soleado y a uno nublado. Además, se utilizó el sistema de almacenamiento de energía como soporte durante la hora de mayor demanda así como en el caso de pérdida de generación pronunciada que se presentó para el día nublado. Los estudios mostraron que el GFV es capaz de brindar soporte reactivo durante las horas de irradiancia con un impacto mayor entre las 14:00 y 15:00 horas sin ser esto una regla, ya que como se mostró en el caso C, las nubes pueden disminuir la generación fotovoltaica hasta en un 70 %. Si bien el SAEB pudo mejorar el índice de desviación durante los periodos de pérdida de generación o las horas de mayor demanda, este no es notorio en los perfiles de voltaje.

La generación fotovoltaica es un recurso renovable que permite reducir el consumo de fuentes de energía a base de combustibles fósiles, su intermitencia representa un reto al momento de programar despacho de generación. Un esquema ideal sería tener la capacidad de almacenamiento suficiente como para dar soporte a las pérdidas de generación y demandas de carga máxima con una capacidad constante. Esto plantea la necesidad de mejorar las tecnologías de almacenamiento de energía, lo cual daría paso a un aprovechamiento óptimo de este tipo de fuentes de energía con alta intermitencia.

5.2. Trabajos Futuros

A continuación, se enlistan los trabajos futuros que se consideran importantes para continuar este trabajo de investigación:

- Implementar un modelo de generador fotovoltaico agregando una resistencia en paralelo al diodo de difusión con el objetivo de obtener mejores resultados en

las simulaciones y reducir el error entre las potencias simuladas y las mediciones reales.

- Realizar estudios de estabilidad transitoria con la presencia de generación fotovoltaica y sistemas de almacenamiento de energía en el Sistema Interconectado Nacional.
- Realizar estudios de parques fotovoltaico con la presencia de dispositivos FACTS para mejorar la recuperación de los voltajes del sistema ante disturbios como fallas trifásicas y desconexión de generadores fotovoltaicos.
- Estudiar el comportamiento del Sistema Interconectado Nacional incrementando la penetración de generación fotovoltaica distribuyendo en un mayor número de nodos la conexión de generadores fotovoltaicos.
- Realizar estudios del impacto de la generación fotovoltaica en redes de distribución con distintos niveles de penetración.

A. Modelo del GFV en Matlab

El siguiente código escrito en Matlab describen el modelo del GFV para condiciones de irradiancia y temperatura dadas.

```
%La funcion Mpp calcula el punto maximo de potencia de un generador
%Los vectore Iplot y Vplot guardan datos para graficar la curva V-I del generador
%ARGUMENTOS
%Isc es la corriente de corto circuito del módulo a utilizar
%Voc es el voltaje de circuito abierto del módulo
%Irr es la irradiancia que incide en el módulo
%Temp es la temperatura a la que se encuentra trabajando el módulo
%IdT es el coeficiente de temperatura para la corriente de corto circuito
%VdT es el coeficiente de temperatura para el voltaje de circuito abierto
%celdas es el numero de celdas que contiene el módulo utilizado
%ModParal es el numero de cadenas de modulos en paralelo
%ModSerie es el numero de modulos conectados en serie en una cadena
%Pmpp es el punto maximo de potencia del módulo usado

function [Potencia] = MppG (IscM, VocM, Irr, Ta, dIdT, dVdT, celdas, ModSerie, ModParal, Pmpp, n, NOCT)
global Iplot Vplot Vmax Imax

if Irr == 0
    Potencia = 0;
else
    %ESQUEMA DE CONEXION
    %NsM es el numero de módulos serie en una cadena del Generador
    %NpM es el número de cadenas de módulos conectadas en paralelo en el
    %Generador
    %NsM es el numero de módulos serie en una cadena
    %Np es el número de cadenas de celdas en paralelo en un módulo
    Tc0 = 25;
    NsG = ModSerie;
    NpG = ModParal;
    Ns = celdas;
    Np = 1;
    %NOCT = 49;

    %CARACTERISTICAS DEL ARREGLO
    VocG = VocM * NsG;

    %CALCULO DE LA RESISTENCIA SERIE DEL MODULO RsM
    q = 1.6*10^-19;
    k = 1.38*10^-23;

    %TEMPERATURA DE LA CELDA SIN CONSIDERAR NOCT ni G
    %PARA LAS GRAFICAS DE LAS CURVAR CARACTERISTICAS ES IMPORTANTE FIJAR
    %LA TEMPERATURA DE LA CELDA SIN CALCULARLO CON EL NOCT
    %Tcell = Ta;
    Tcell = Ta + (NOCT - 20)*(Irr/800);

    TcK = Tcell + 273.15;
    VT = k*TcK/q;
    voc = (VocG)/(n*Ns*NsG*VT);

    FF0G = (voc - (log(voc + 0.72))) / (1 + voc);
    RsM = (VocM / IscM) - (Pmpp / (FF0G * IscM^2));

    %CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO Y VOLTAJE DE CIRCUITO ABIERTO PARA CONDICIONES
    %AMBIENTALES
    G = Irr;
```

```

dIscM = dIdT *(Tcell - Tc0);
IscME = ((IscM * G) /1000) + dIscM;
if IscME < 0
    LOG = 0;
else
    LOG = log(IscME /IscM);
end

dVocM = ((dVdT*(Tcell-Tc0)) + (VT*LOG*Ns));
VocME = VocM + dVocM;

%CORRIENTE DE SATURACION DEL DIODO DE DIFUSION Io para un módulo
Io = (IscME)/((exp(VocME/(n*Ns*VT)) - 1));

%CALCULO DE LA CURVA I-V DE LA ECUACION CARACTERISTICA
%LA CORRIENTE IA SE ENCUENTRA IMPLICITA Y DEBE DETERMINARSE MEDIANTE UNA
%TECNICA ITERATIVA CON EL USO DE UNA CONDICION INICIAL CONOCIDA (0,VocGE)
%SE DETERMINA AJUSTANO IA = 0

%VocGEO = (n*NsG*Ns*VT)*(log((IscME / (Io*Np))+1));

%Solucion iterativa con el valor inicial
%VG = VocGEO;
VG = VocME*NsG;
IG1 = 0;
step = .1;
epsilon = .1;

%VECTORES QUE ALMACENAN LOS VALORES DE VA E IA CALCULADOS EN EL METODO
%ITERATIVO
Vplot = VG;
Iplot = IG1;

while VG > 0
    VG = VG - step;
    Vplot = [Vplot VG];
    IG = NpG*IscME - (NpG * Np * Io * (exp(((VG+(IG1*RsM*NsG/NpG))) / (n*NsG*Ns*VT)) - 1));

    while abs(IG1-IG) > epsilon
        IG1 = IG1 + (IG - IG1)/10;
        IG = NpG*IscME - (NpG * Np * Io * (exp(((VG+(IG1*RsM*NsG/NpG))) / (n*NsG*Ns*VT)) - 1));
    end

    IG1 = IG;
    Iplot = [Iplot IG1];
end

%POTENCIA DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO
P = Vplot.*Iplot;
[Potencia, indice] = max(P);
Vmax = Vplot(indice);
Imax = Iplot(indice);
end
%Potencia = max(P);

```

B. Panel fotovoltaico ISF-230

- ◆ Maximum quality standards modules
- ◆ Ultrafine high efficiency cells
- ◆ Generating energy since 1981
- ◆ Strength and reliability
- ◆ Tested and certified by TÜV



For further details, please visit isofoton.com

PHOTOVOLTAIC MODULES ISF- 230 / 235 / 240

Monocrystalline solar modules



PHYSICAL CHARACTERISTICS

CELL TYPE	With antireflection layer, textured, monocrystalline Si, size 156 x 156 mm (6x6 in)
CONTACTS	Redundant, multiple contacts in each cell
CELLS PER MODULE	60 cells in serial
STRUCTURE	1) Tempered, microstructured, high transmittance glass 2) EVA laminated cells 3) Tedlar/polyester back layers
FRAME	Anodized aluminum
GROUND	Yes
ANTITHEFT DRILL	Yes
INTERCONNECTION	PCB
INTERCONNECTION BOXES	1 x IP 65 with bypass diode
WIRES	1 m (+); 1 m (-); 4 mm ² Multicontact MC4 or similar

TYPICAL VALUES FOR SYSTEM INTEGRATION

MAXIMUM VOLTAGE ALLOWED	1.000 V
REVERSE CURRENT OVERLOAD	2 h overload at 135% maximum protection value
MAXIMUM MECHANICAL LOAD ALLOWED	5.400 Pa (0,78 psi)
OPERATION CONDITIONS	-40 °C to 85 °C (-40 to 185 °F)
IMPACT RESISTANCE	25 mm (0.98 in) hail, from 1 m (39,37 in) of distance at 23 m/s (51.45 mph)

GENERAL CHARACTERISTICS

DIMENSIONS	1.667 x 994 x 45 mm (65,63x39,1x1,17 in)
WEIGHT	19 kg (41.89 lb)
PACKAGING CONDITIONS	20 modules per packing unit
PACKAGING SIZE	1.725 x 1.055 x 1.245 mm (67,91x43,06x50,82 in) (recyclable materials)



RESEARCH AND PRODUCTION CENTER:
Parque Tecnológico Andalucía (PTA)
C/ Severo Ochoa, 50
29590 Málaga (Spain)
Tel.: +34 951 23 35 00
Fax: +34 951 23 32 10
isofoton.m@isofoton.com

CENTRAL OFFICE:
C/ Montalbán, 9
28014 Madrid (Spain)
Tel.: +34 91 414 78 00
Fax: +34 91 414 79 00
isofoton@isofoton.com
isofoton.com

REMARKS:
All specifications are subject of change without prior notification by ISOFOTÓN S.A. This commercial sheet meets the requirements of EN 50380

PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS (STC)

	ISF-230	ISF-235	ISF-240
MAXIMUM POWER RATING - P_{max} - (W)	230	235	240
OPEN CIRCUIT VOLTAGE - V_{oc} - (V)	36,6	36,8	37,1
MAXIMUM POWER VOLTAGE - V_{mpp} - (V)	29,7	30,0	30,3
SHORT CIRCUIT CURRENT - I_{sc} - (A)	8,36	8,42	8,45
MAXIMUM POWER CURRENT - I_{mpp} - (A)	7,75	7,84	7,94
EFFICIENCY (%)	13,9	14,2	14,5
OUTPUT TOLERANCE (% P_{max})	±3%	±3%	±3%

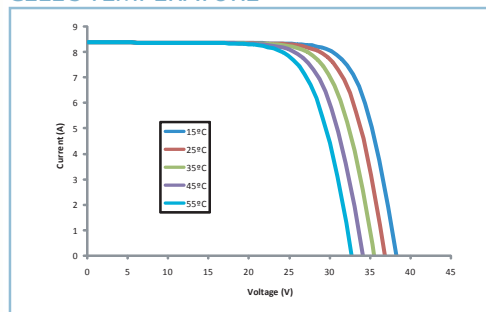
Measured in Class A solar simulator, according to IEC-60904-9 Ed.2, certified by TÜV Rheinland

PERFORMANCE AT 800 W/m², NOCT, AM 1,5

	ISF-230	ISF-235	ISF-240
MAXIMUM POWER RATING - P_{max} - (W)	163	167	170
OPEN CIRCUIT VOLTAGE - V_{oc} - (V)	33,1	33,3	33,6
MAXIMUM POWER VOLTAGE - V_{mpp} - (V)	26,4	26,6	26,9
SHORT CIRCUIT CURRENT - I_{sc} - (A)	6,73	6,78	6,80
MAXIMUM POWER CURRENT - I_{mpp} - (A)	6,24	6,31	6,39
OUTPUT TOLERANCE (% P_{max})	±3%	±3%	±3%

Efficiency reduction from 1000 W/m² to 200 W/m² at 25°C, according to standard 60904-1: 5% (+/-3%)

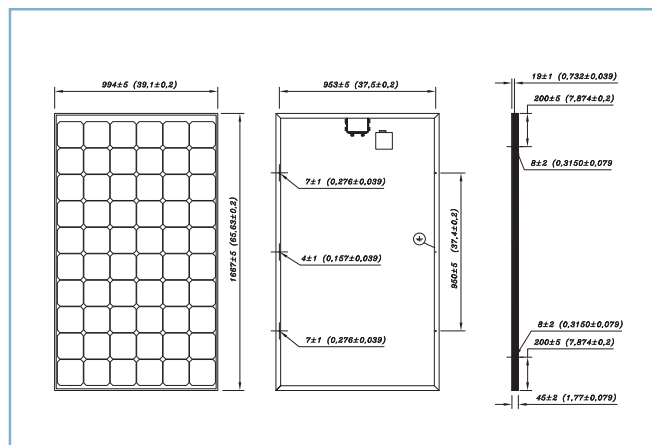
ISF-230 I-V VARIATION ACCORDING TO CELL'S TEMPERATURE



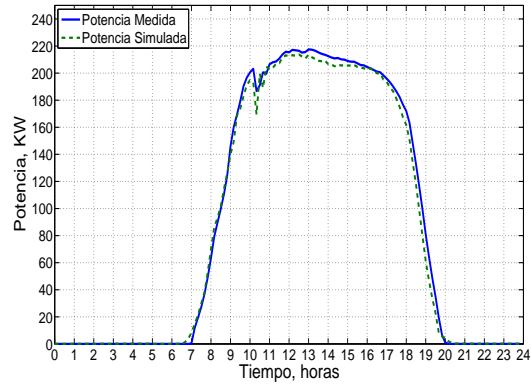
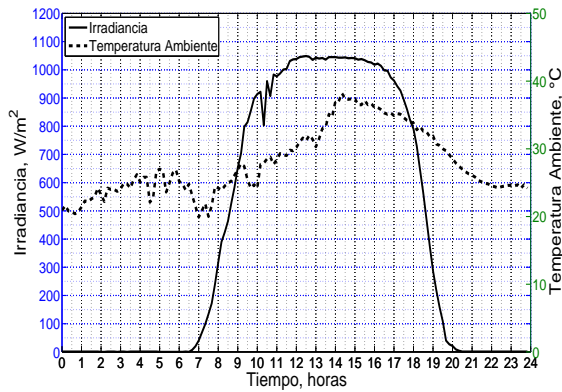
TEMPERATURE COEFFICIENTS

NOCT	47°C + / - 2°C
CCT I_{sc}	0,0294 %/ K
CCT V_{oc}	-0,387 %/ K
CCT P_{max}	-0,48 %/ K

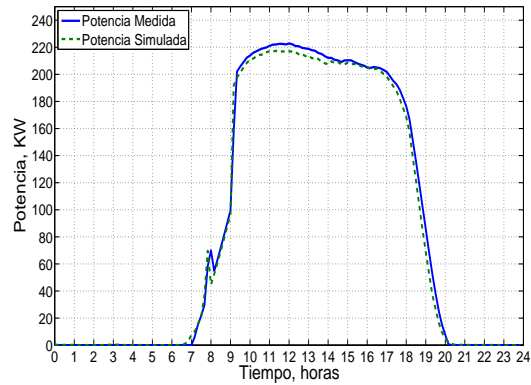
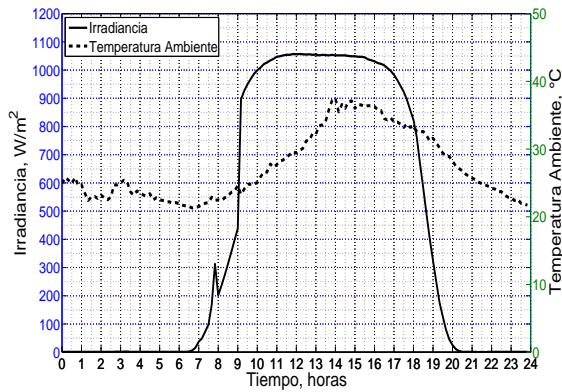
DIMENSIONS



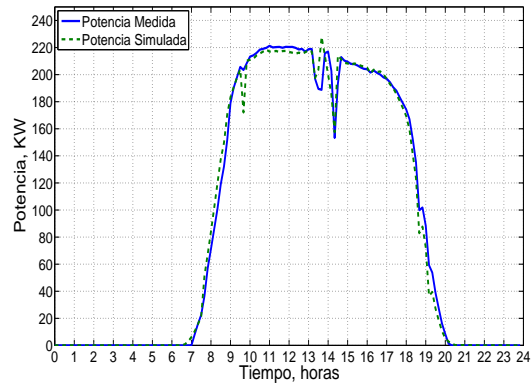
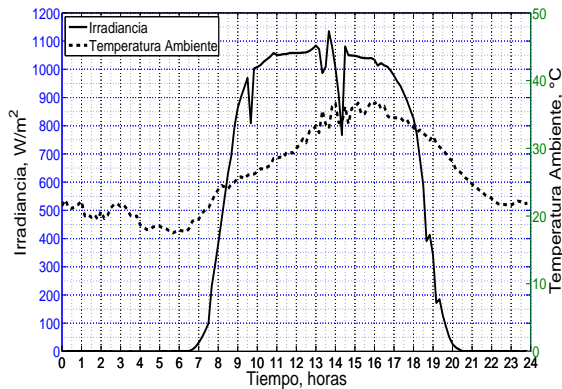
C. Resultados para Junio del 2012



(a)

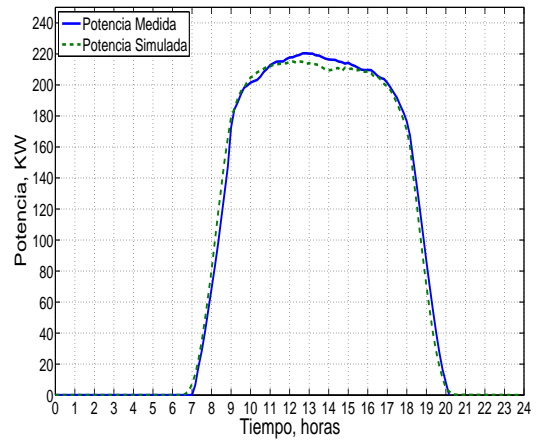
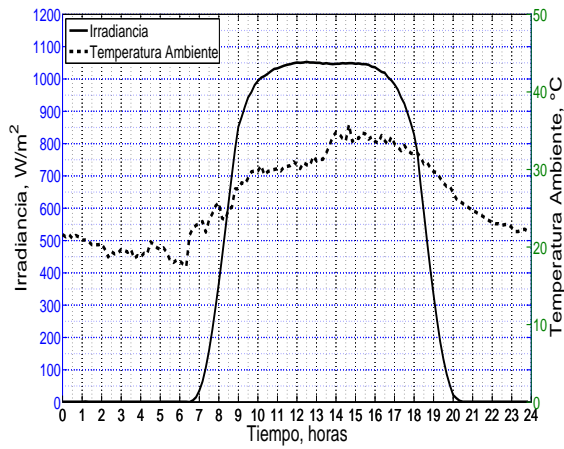


(b)

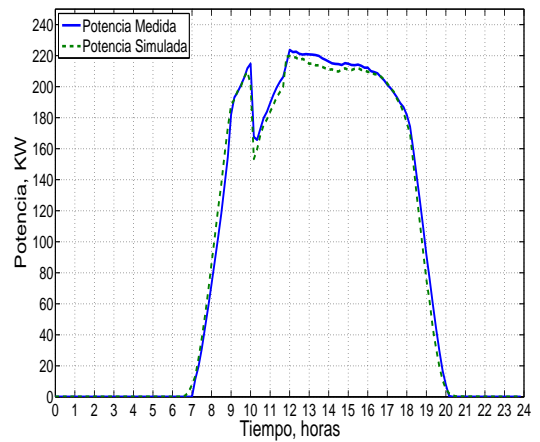
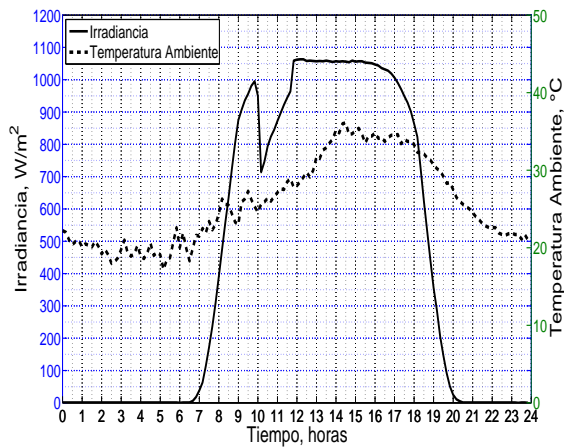


(c)

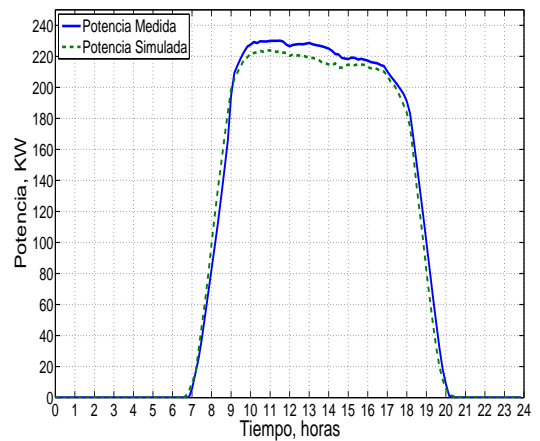
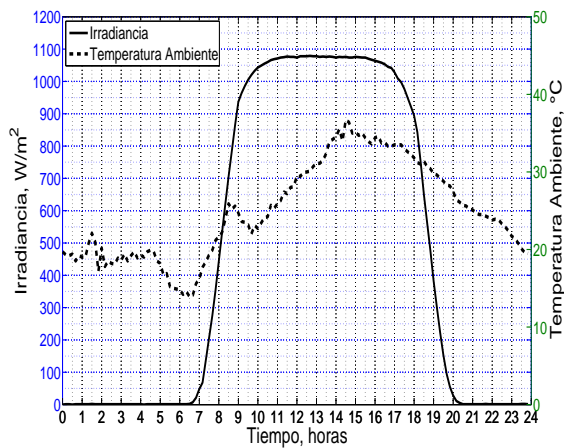
Figura C.1.: Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para los días: a).- 1 de Junio, b).- 2 de Junio y c).- 3 de Junio del 2012.



(a)

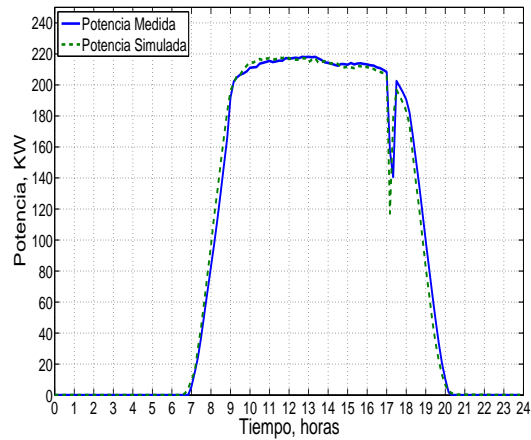
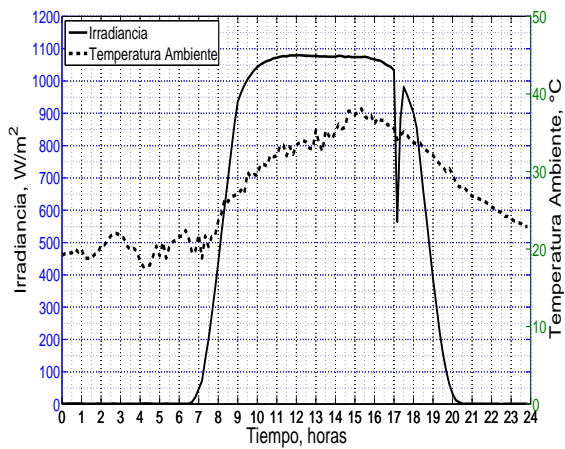


(b)

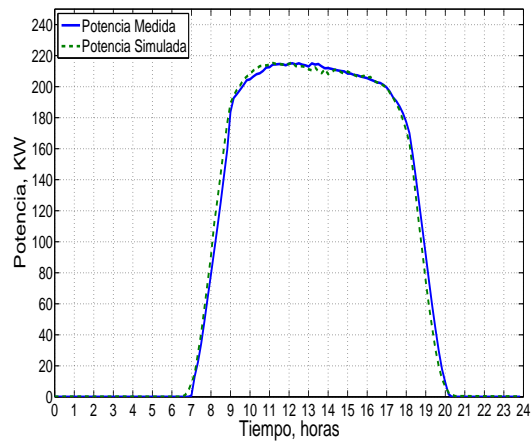
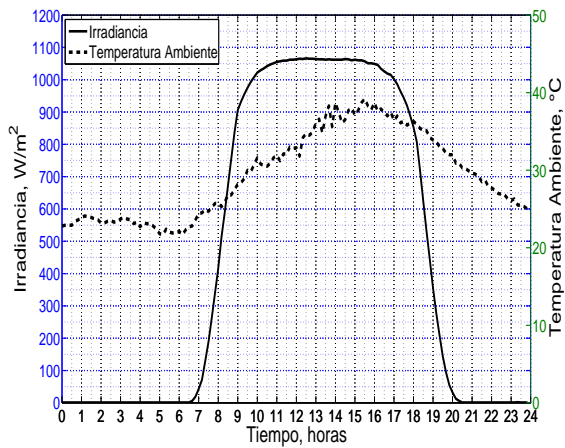


(c)

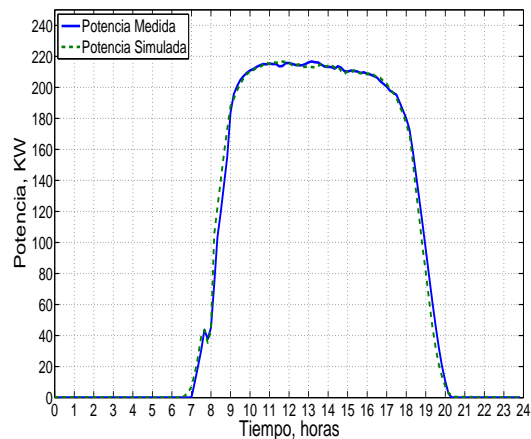
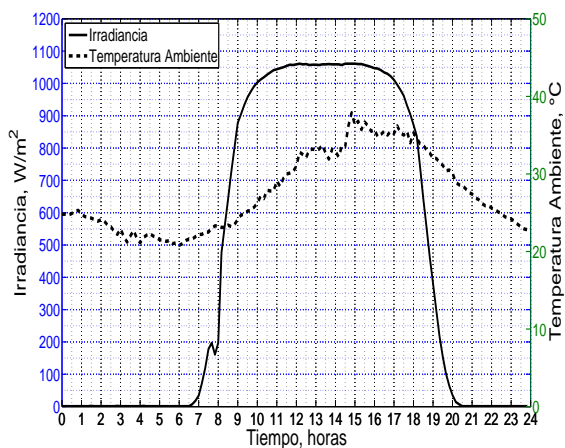
Figura C.2.: Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para los días: a).- 4 de Junio, b).- 5 de Junio y c).- 6 de Junio del 2012.



(a)

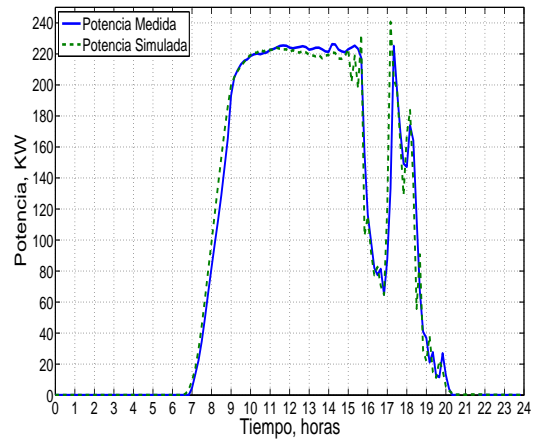
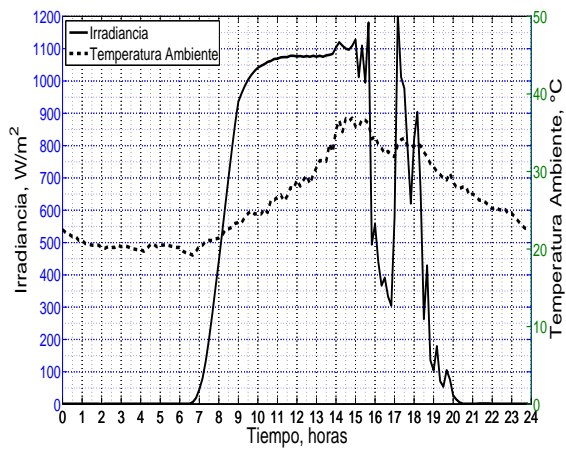


(b)

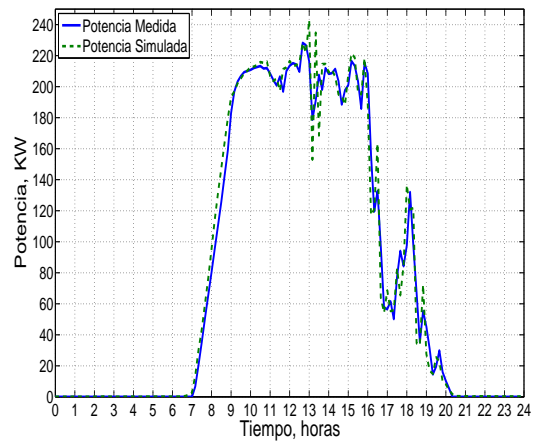
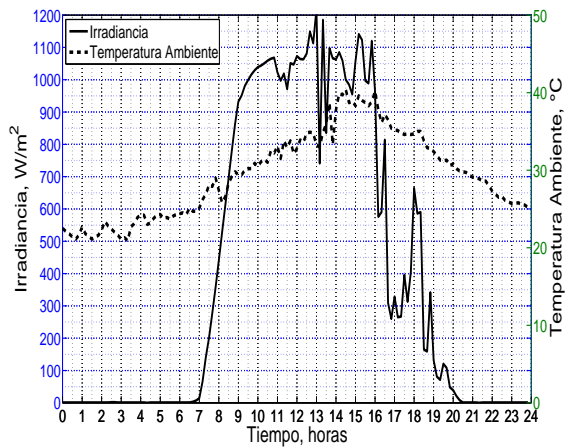


(c)

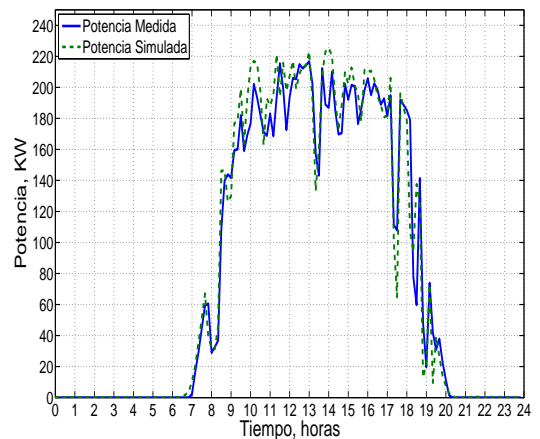
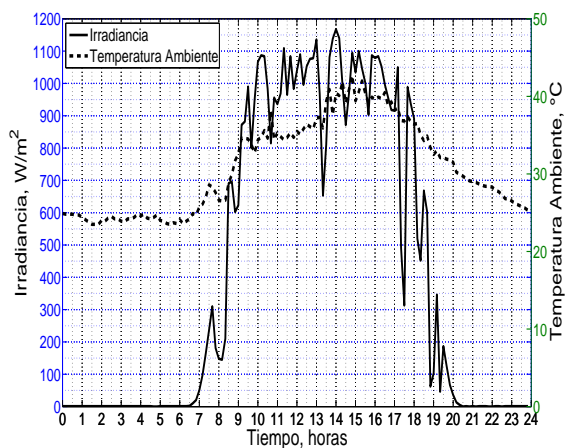
Figura C.3.: Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para los días: a).- 7 de Junio, b).- 8 de Junio y c).- 9 de Junio del 2012.



(a)

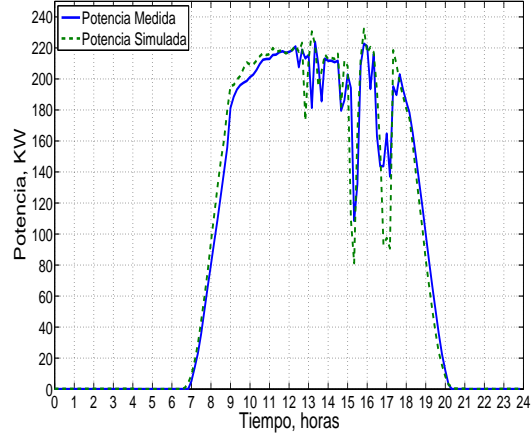
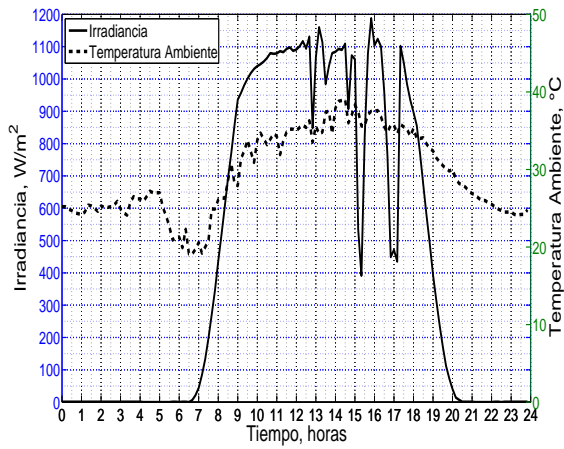


(b)

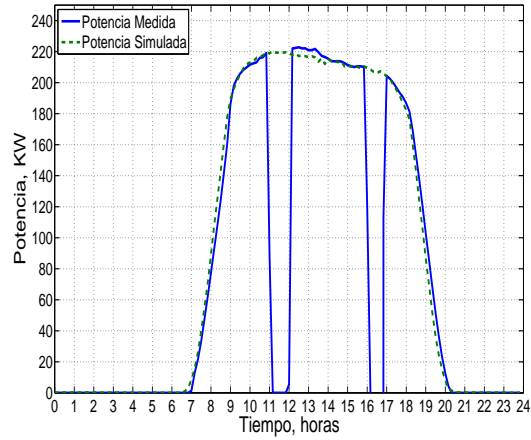
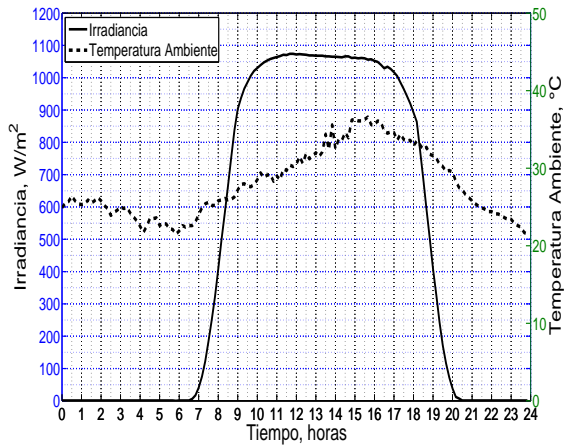


(c)

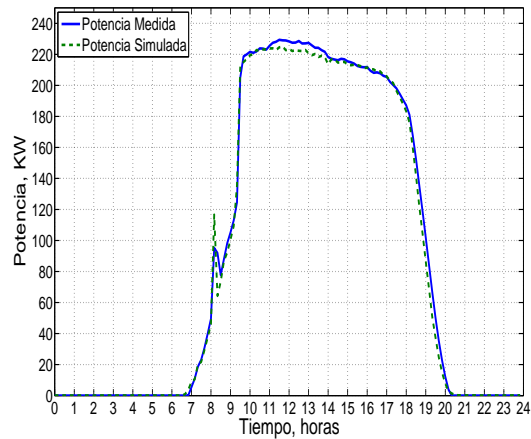
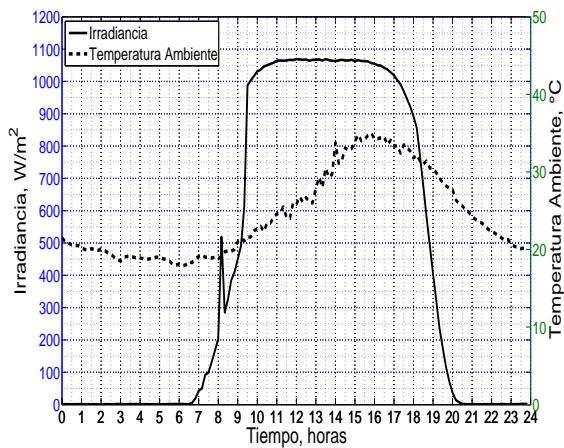
Figura C.4.: Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para los días: a).- 10 de Junio, b).- 11 de Junio y c).- 12 de Junio del 2012.



(a)

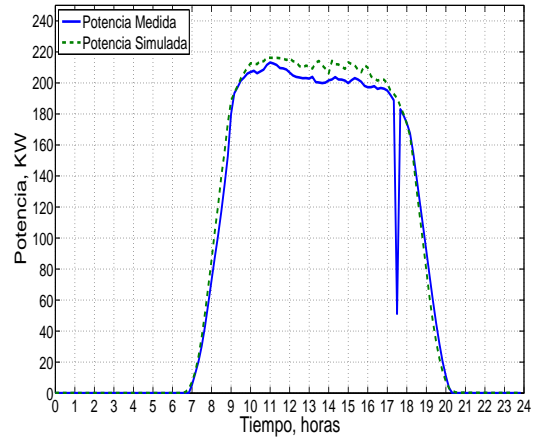
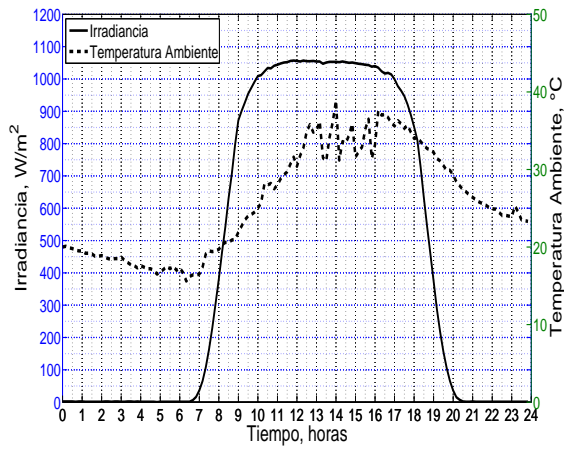


(b)

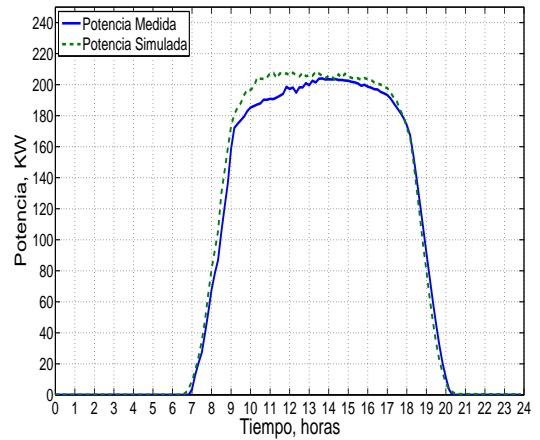
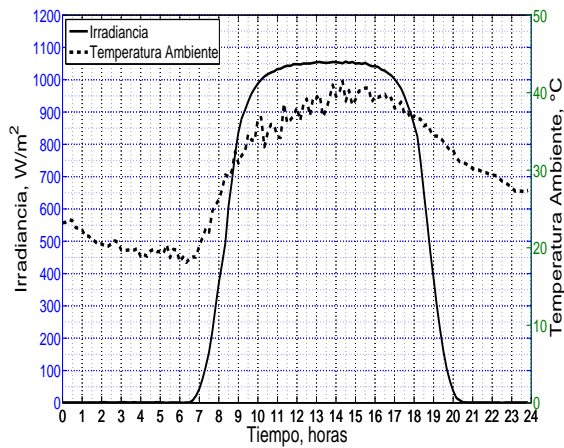


(c)

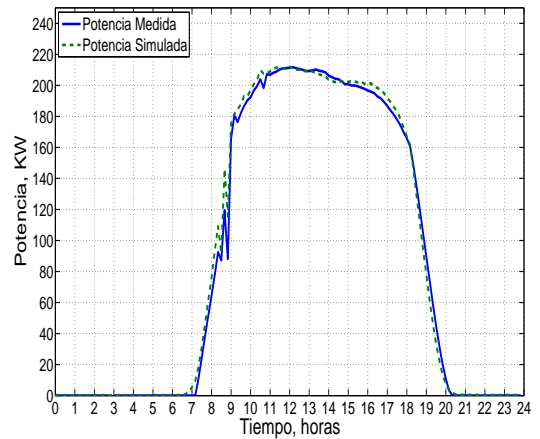
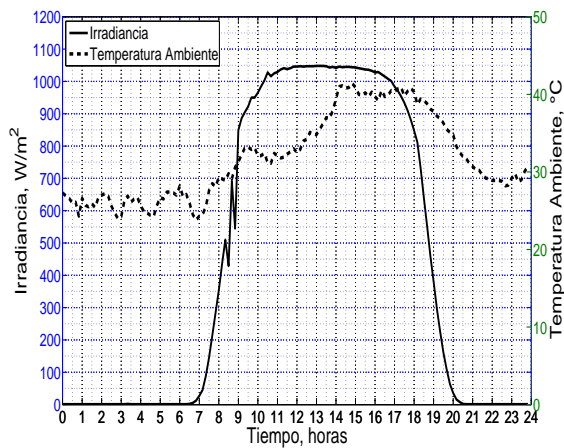
Figura C.5.: Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para los días: a).- 13 de Junio, b).- 14 de Junio y c).- 15 de Junio del 2012.



(a)

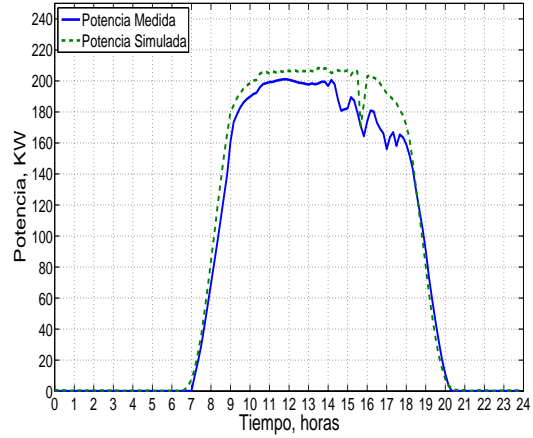
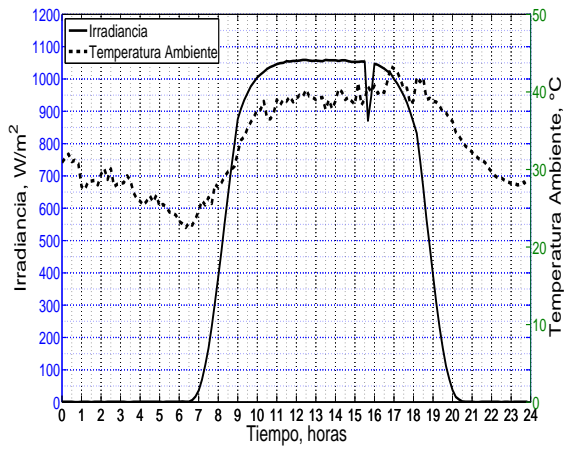


(b)

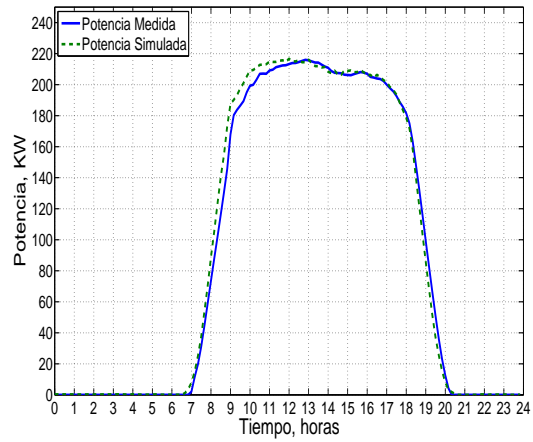
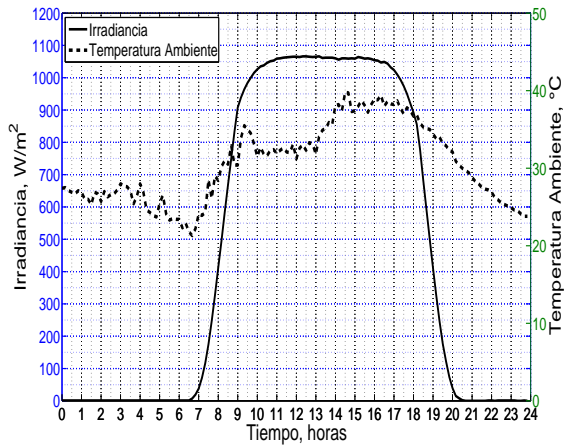


(c)

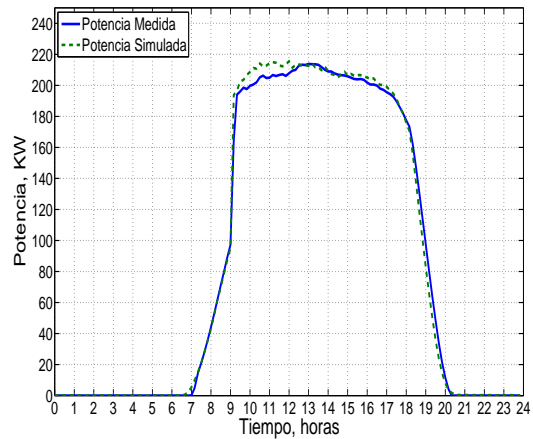
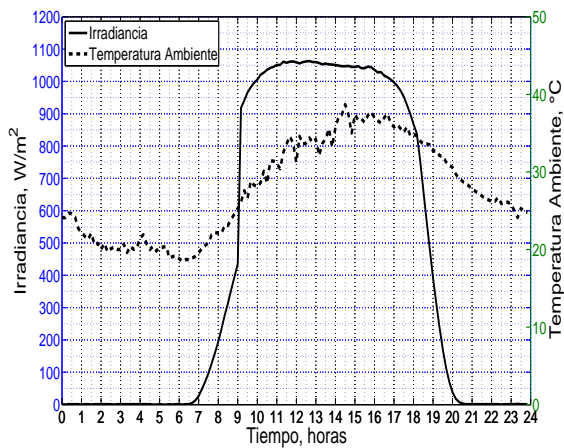
Figura C.6.: Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para los días: a).- 16 de Junio, b).- 17 de Junio y c).- 18 de Junio del 2012.



(a)

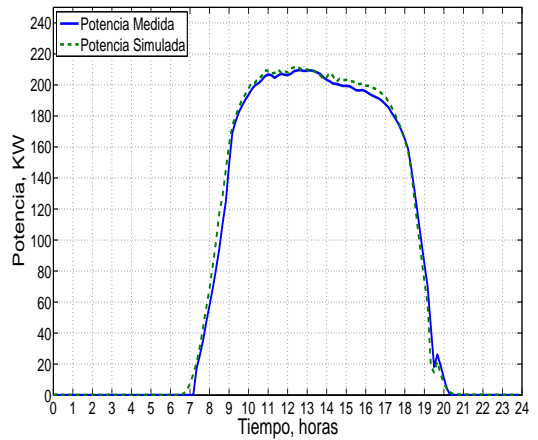
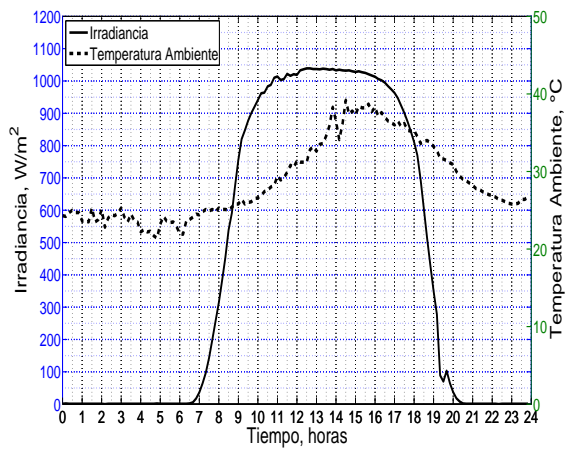


(b)

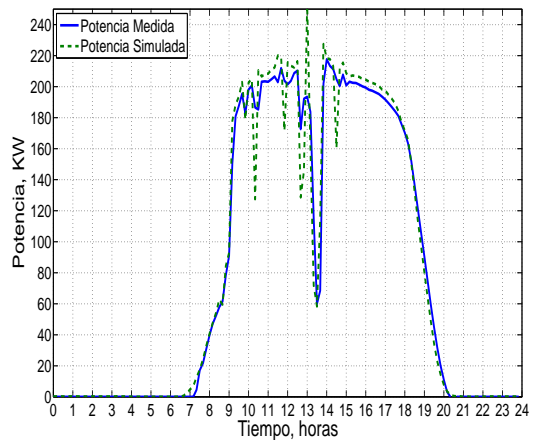
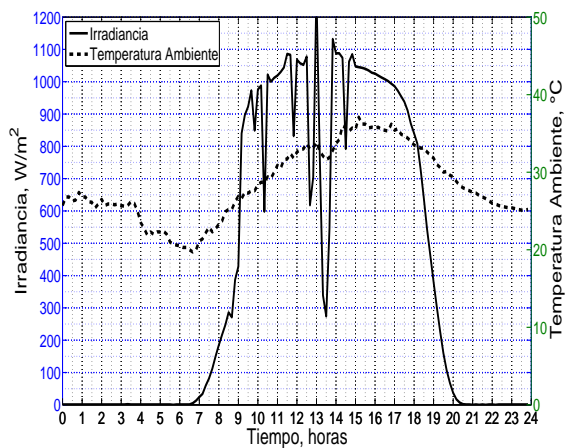


(c)

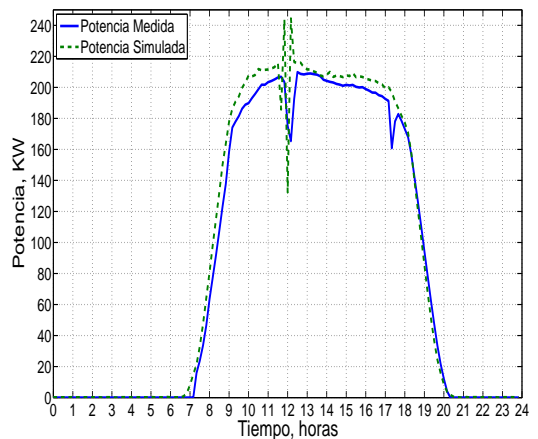
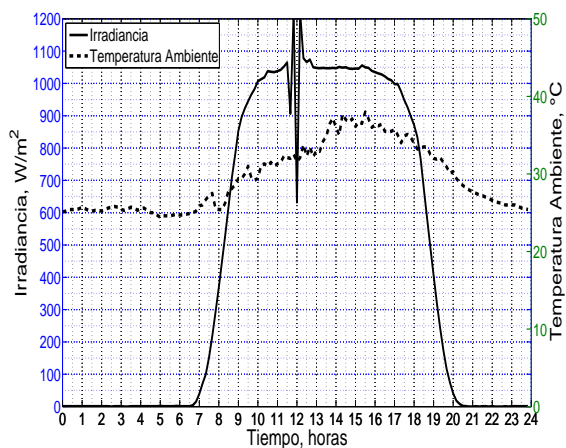
Figura C.7.: Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para los días: a).- 19 de Junio, b).- 20 de Junio y c).- 21 de Junio del 2012.



(a)

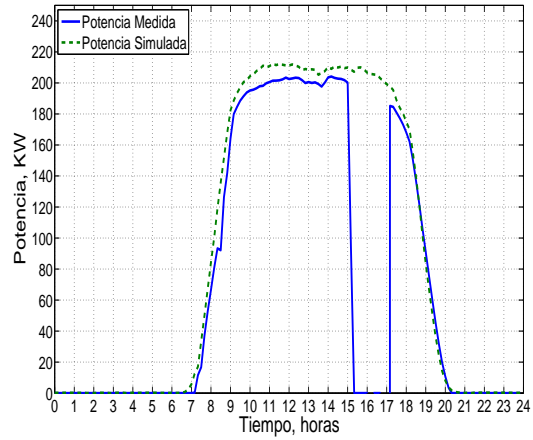
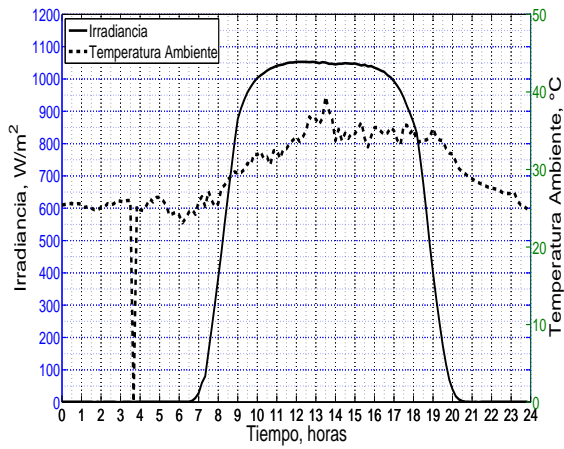


(b)

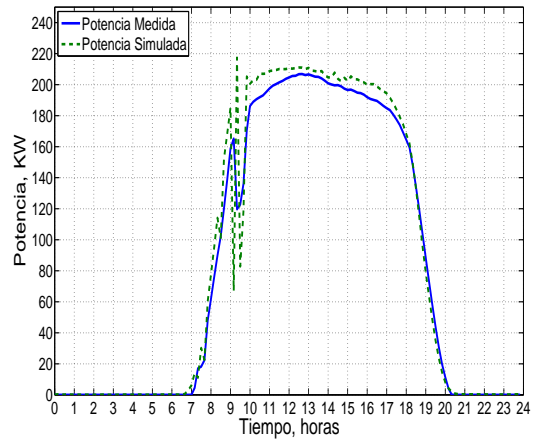
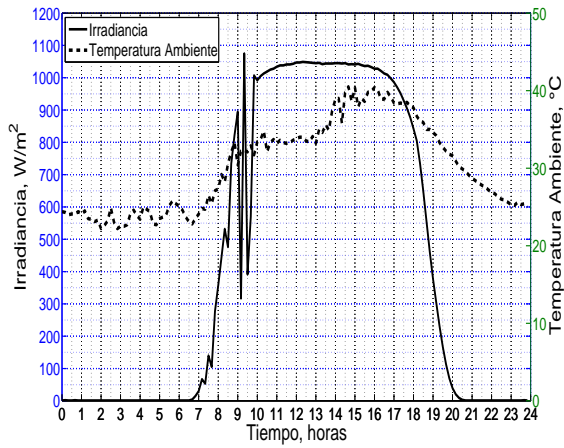


(c)

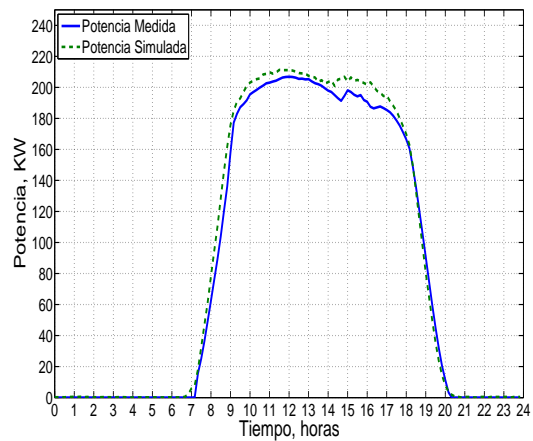
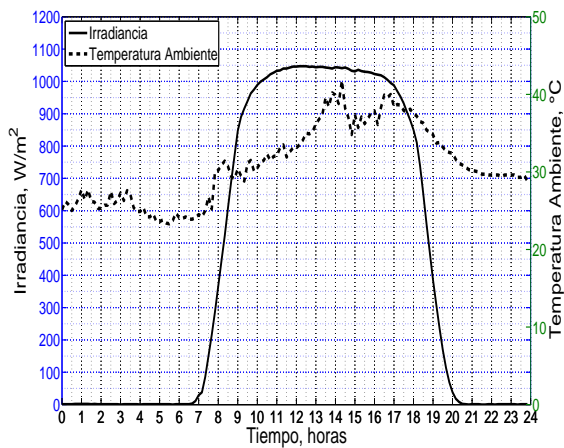
Figura C.8.: Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para los días: a).- 22 de Junio, b).- 23 de Junio y c).- 24 de Junio del 2012.



(a)

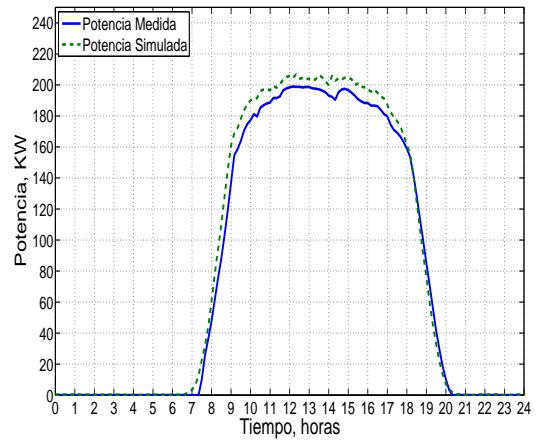
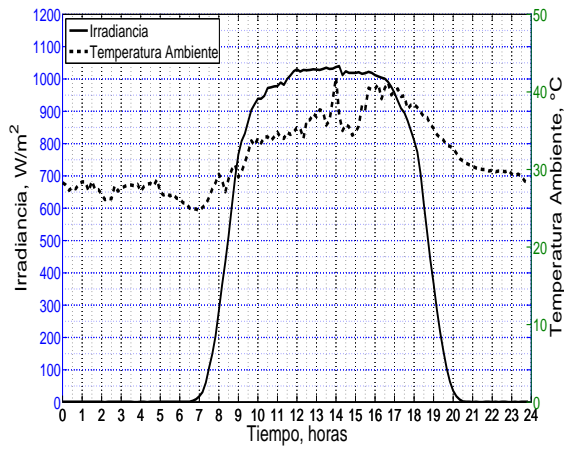


(b)

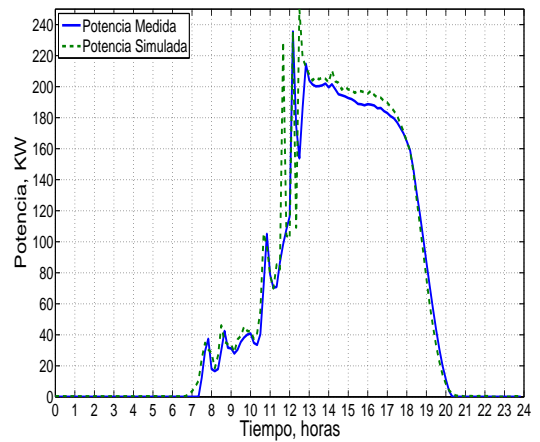
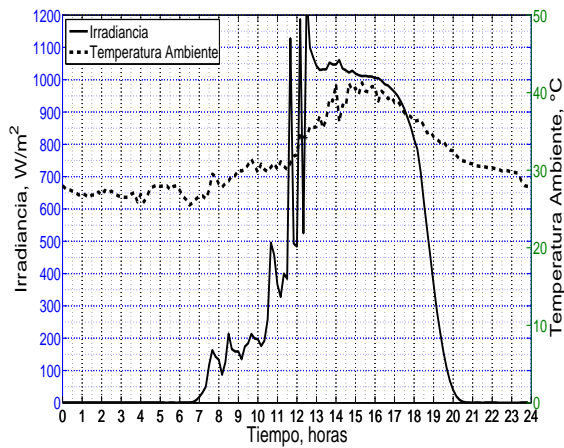


(c)

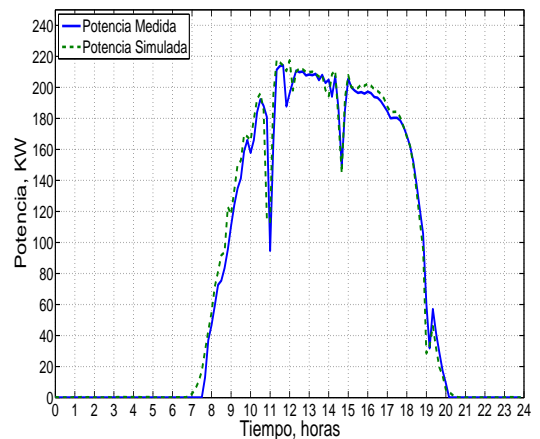
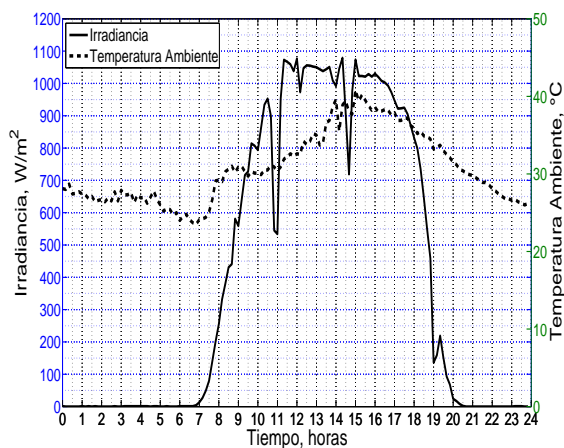
Figura C.9.: Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para los días: a).- 25 de Junio, b).- 26 de Junio y c).- 27 de Junio del 2012.



(a)



(b)



(c)

Figura C.10.: Irradiancia medida, temperatura ambiente medida, potencia medida y potencia simulada para los días: a).- 28 de Junio, b).- 29 de Junio y c).- 30 de Junio del 2012.

C.1. Datos del sistema de prueba

Tabla C.1.: Generación programada, cargas y voltajes asumidos para el sistema de prueba

		Generación		Cargas	
Nodo	Voltaje	MW	Mvar	MW	Mvar
1	1.06+j0.0	0	0	0	0
2	1.0+j0.0	40	30	20	10
3	1.0+j0.0	0	0	45	15
4	1.0+j0.0	0	0	40	5
5	1.0+j0.0	0	0	60	10

Tabla C.2.: Impedancias y admitancias de carga para las líneas de transmisión para el sistema de prueba

Línea p-q	Impedancia Z_{p-q}	Admitancia de carga $y'_{p-q}/2$
1-2	0.02+j0.06	0.0+j0.030
1-3	0.08+j0.24	0.0+j0.025
2-3	0.06+j0.18	0.0+j0.020
2-4	0.06+j0.18	0.0+j0.020
2-5	0.04+j0.12	0.0+j0.015
3-4	0.01+j0.03	0.0+j0.010
4-5	0.08+j0.24	0.0+j0.025

D. Mediciones de irradiancia y temperatura para el día 1 de Junio del 2012

Hora	Irradiancia W/m^2	Temperatura °C	Hora	Irradiancia W/m^2	Temperatura °C
00:00:00	0	20.9	04:10:00	0	25.3
00:10:00	0	21.6	04:20:00	0	25.8
00:20:00	0	21.2	04:30:00	0	24.5
00:30:00	1	21.3	04:40:00	0	26.7
00:40:00	0	20.4	04:50:00	0	27.4
00:50:00	0	20.2	05:00:00	0	28.1
01:00:00	0	20.1	05:10:00	0	27.3
01:10:00	0	23.2	05:20:00	0	24.8
01:20:00	0	23	05:30:00	0	25.3
01:30:00	0	23.5	05:40:00	0	26.3
01:40:00	0	23.6	05:50:00	0	26.7
01:50:00	0	23.3	06:00:00	0	25.5
02:00:00	0	24.1	06:10:00	0	24.9
02:10:00	0	22.5	06:20:00	0	24.4
02:20:00	0	23.4	06:30:00	0	24.2
02:30:00	0	24.3	06:40:00	1	24.5
02:40:00	0	24	06:50:00	15	22.4
02:50:00	0	23.9	07:00:00	33	21.9
03:00:00	0	23.9	07:10:00	61	21.5
03:10:00	0	24.8	07:20:00	91	21.8
03:20:00	0	24.9	07:30:00	128	21.9
03:30:00	0	24.5	07:40:00	168	22.1
03:40:00	0	25	07:50:00	237	24.6
03:50:00	0	25.9	08:00:00	315	25
04:00:00	0	25.3	08:10:00	387	24.8

Hora	Irradiancia W/m^2	Temperatura °C	Hora	Irradiancia W/m^2	Temperatura °C
08:20:00	426	25.3	14:10:00	1132	39.5
08:30:00	469	29.8	14:20:00	1133	39
08:40:00	533	32.7	14:30:00	1132	38.2
08:50:00	589	32.2	14:40:00	1129	39.7
09:00:00	662	31.7	14:50:00	1126	41
09:10:00	718	34.7	15:00:00	1126	40.5
09:20:00	824	35.6	15:10:00	1120	42
09:30:00	838	32.2	15:20:00	1116	42
09:40:00	878	30.4	15:30:00	1112	41.6
09:50:00	932	30	15:40:00	1101	43.9
10:00:00	952	30	15:50:00	1097	43.4
10:10:00	962	33.1	16:00:00	1085	44.7
10:20:00	826	33.2	16:10:00	1083	44.2
10:30:00	1014	36	16:20:00	1074	45.7
10:40:00	952	36.4	16:30:00	1051	44.4
10:50:00	1049	36.6	16:40:00	1045	45.1
11:00:00	1038	39.2	16:50:00	1012	46.1
11:10:00	1052	40.2	17:00:00	994	43.9
11:20:00	1076	43.2	17:10:00	971	44.5
11:30:00	1081	41.4	17:20:00	947	44.2
11:40:00	1107	42	17:30:00	908	43
11:50:00	1118	41.5	17:40:00	869	42.5
12:00:00	1120	42.3	17:50:00	823	41.5
12:10:00	1128	42.2	18:00:00	790	41.2
12:20:00	1135	41.4	18:10:00	745	40.8
12:30:00	1135	42	18:20:00	662	39.4
12:40:00	1133	40.9	18:30:00	587	37.8
12:50:00	1122	40.1	18:40:00	488	35.9
13:00:00	1132	39.3	18:50:00	396	35
13:10:00	1126	40.6	19:00:00	314	33.9
13:20:00	1129	40.9	19:10:00	230	33.6
13:30:00	1123	41.9	19:20:00	167	32.4
13:40:00	1132	40.9	19:30:00	115	31.7
13:50:00	1138	40	19:40:00	37	30.9
14:00:00	1132	39.4	19:50:00	23	30.2

Hora	Irradiancia W/m^2	Temperatura °C
20:00:00	18	29.7
20:10:00	5	29
20:20:00	0	28.4
20:30:00	0	27.9
20:40:00	0	27.5
20:50:00	0	27.1
21:00:00	0	26.8
21:10:00	0	26.5
21:20:00	0	26.1
21:30:00	0	25.8
21:40:00	0	25.5
21:50:00	0	25.3
22:00:00	0	25.1
22:10:00	0	25
22:20:00	0	24.7
22:30:00	0	25
22:40:00	0	25.1
22:50:00	0	25.2
23:00:00	0	25.1
23:10:00	0	24.9
23:20:00	0	25
23:30:00	0	24.2
23:40:00	0	24.2
23:50:00	0	24.2

E. Modelo del GFV implementado en Python

```
#ENTREGA LA POTENCIA DE UN ARREGLO FOTOVOLTAICO EN KW
import math

class PVG:
    def mpp(self, IscM, VocM, Irr, Ta, dIdT, dVdT, celdas, ModSerie, ModParal, Pmpp):
        if Irr == 0:
            self.data = 0
        else:
            Tc0 = 25.0;
            NsG = ModSerie;
            NpG = ModParal;
            Ns = celdas;
            Np = 1.0;
            NOCT = 46.0;

            ##CARACTERISTICAS DEL ARREGLO
            VocG = VocM * NsG;

            ##CALCULO DE LA RESISTENCIA SERIE DEL ARREGLO RsA
            q = 1.6e-19;
            k = 1.38e-23;
            n = 1.7;

            ##TEMPERATURA DE LA CELDA EN FUNCION DE LA TEMPERATURA AMBIENTAL Y LA IRRADIANCIA
            Tcell = Ta + (NOCT - 20.0)*(Irr/800.0);

            TcK = Tcell + 273.15;
            VT = k*TcK/q;
            voc = (VocG)/(n*Ns*NsG*VT);
            FFOG = (voc - (math.log(voc + 0.72))) / (1.0 + voc);
            RsM = (VocM / IscM) - (Pmpp / (FFOG * pow(IscM,2)));

            ##CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO Y VOLTAJE DE CIRCUITO ABIERTO PARA CONDICIONES
            ##AMBIENTALES
            G = Irr;
            dIscM = dIdT *(Tcell - Tc0);
            IscME = ((IscM * G) /1000.0) + dIscM;

            if IscME < 0:
                LOG = 0;
            else:
                LOG = math.log((1*IscME) /IscM);

            dVocM = ((dVdT*(Tcell-Tc0)) + (VT*LOG*Ns));
            VocME = VocM + dVocM;

            ##CORRIENTE DE SATURACION DEL DIODO DE DIFUSION Io
            Io = (IscME)/((math.exp(VocME/(n*Ns*VT)) - 1));

            ##CALCULO DE LA CURVA I-V DE LA ECUACION CARACTERISTICA
            ##LA CORRIENTE IA SE ENCUENTRA IMPLICITA Y DEBE DETERMINARSE MEDIANTE UNA
            ##TECNICA ITERATIVA CON EL USO DE UNA CONDICION INICIAL CONOCIDA (0, VocAE)
            ##SE DETERMINA AJUSTANO IA = 0
```

```

##SOLUCION ITERATIVA CON EL VALOR INICIAL
VG = VocME*NsG;
IG1 = 0;
step = .1;
epsilon = .1;

##VECTORES QUE ALMACENAN LOS VALORES DE VA E IA CALCULADOS EN EL METODO
##ITERATIVO
Vplot = []
Iplot = []
Vplot.append(VG);
Iplot.append(IG1);

cont = 0;
while VG > 0:
    VG = VG - step;
    Vplot.append(VG);
    IG = NpG*IscME - (NpG * Np * Io * (math.exp(((VG+(IG1*RsM*NsG/NpG)))) / (n*NsG*Ns*VT)) - 1));
    while abs(IG1-IG) > epsilon:
        IG1 = IG1 + (IG - IG1)/10;
        IG = NpG*IscME - (NpG * Np * Io * (math.exp(((VG+(IG1*RsM*NsG/NpG)))) / (n*NsG*Ns*VT)) - 1));

    IG1 = IG;
    Iplot.append(IG1);

P = []
for x in range(0, len(Iplot)-1):
    P.append(Iplot[x]*Vplot[x])

self.data = max(P)/1000

```

F. Archivo de automatización para PSS/E

```
from PVG import PVG
import math

#DATOS DEL MODULO JKM250P-60-A DE JINKO SOLAR ISOFOTON FOTOVOLTAICO DEL GENERADOR
Isc = 8.85
Voc = 37.7
dIdT = 0.00531
dVdT = -0.12064
celdas = 60.0
Pmpp = 250.0

#CONFIGURACION DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO DE 250 KW
ModParal = 75.0
ModSerie = 14.0

#POTENCIA NOMINAL DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO
Pnominal = 50

#CREAR UN OBJETO DE LA CLASE "PVG" PARA TENER ACCESO AL METODO "mpp" QUE PERMITE CALCULAR
#EL PUNTO DE MAXIMA POTENCIA
x = PVG();

from xlrd import open_workbook
#SE DEBE ESPECIFICAR CORRECTAMENTE LA RUTA DEL ACHIVO DE EXCEL DONDE SE ENCUENTRA LA INFORMACION
book = open_workbook("C:\Users\miguel\Desktop\PV System Thesis\CENACE\Prueba caso base\Datos.xls")
PotenciaPVG = []

#SE LEEN LAS MEDICIONES DE TEMPERATURA E IRRADIANCIA Y SE CREA UN VECTOR
#QUE ALMACENTA EL PERFIL DE GENERACION FOTOVOLTAICA DIARIA EN LA VARIABLE
# "PotenciaPVG" TOMANDO COMO BASE EL GENERADOR DE 250 KW SE CALCULA LA POTENCIA REQUERIDA
for row in range(book.sheets()[0].nrows):
    G = book.sheets()[0].cell_value(row-1,0)
    T = book.sheets()[0].cell_value(row-1,1)
    x.mpp(Isc, Voc, G, T, dIdT, dVdT, celdas, ModSerie, ModParal, Pmpp)
    PotenciaPVG.append(x.data*4*Pnominal)

#CREANDO EL ARCHIVO DE EXCEL DE SALIDA DONDE SE GUARDAN LOS
# VOLTAJES DE LOS BUSES
import excelpy
xl = excelpy.workbook()
xl.show()

#LEE EL ARCHIVO DE EXCEL DONDE SE ENCUENTRA EL PERFIL DE COMPORTAMIENTO DE LA CARGA
#Y GUARDA EN UN VECTOR LOS NUMEROS CORRESPONDIENTES A LOS BUSES A LOS QUE SE LES
#CAMBIARA EL VALOR DE CARGA
BusNumber = []
for row in range(book.sheets()[1].ncols):
    BusNumber.append(book.sheets()[1].cell_value(1,row))

#POTENCIA DEL BESS, LA BATERIA TENDRA 10% LA POTENCIA NOMINAL DEL GENERADOR
PmaxBESS = .1*Pnominal
flagBESS = 0
flagBESS2 = 0
alp = 6.9077
```

```

#SOLUCION DE FLUJOS PARA INTERVALOS DE TIEMPO DE 10 MINUTOS
#SE DEBE ESPECIFICAR CORRECTAMENTE LA RUTA DEL ARCHIVO "raw"
for n in range(0, len(PotenciaPVG)):
    psspy.read(0, r"C:\Users\miguel\Desktop\PV System Thesis\
                CENACE\Prueba caso base\Estudios con BESS\CASOS fp +-.95 y BESS\MED_1013.raw")

#CAMBIAR LA POTENCIA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO CADA ITERACION
FP = .95
Pmachine = PotenciaPVG[n]*FP/1000
QmachineLim = math.sin(math.acos(FP))* PotenciaPVG[n]/1000
psspy.machine_data_2(201, r"1", [_i, _i, _i, _i, _i, _i], [Pmachine, _f, _f, _f, _f,
    _f, _f, _f, _f, _f, _f, _f, _f, _f])
psspy.machine_data_2(201, r"1", [_i, _i, _i, _i, _i, _i], [_f, _f, QmachineLim, -QmachineLim,
    _f, _f, _f, _f, _f, _f, _f, _f, _f])
xl.set_cell((n+2,6), Pmachine)

#CARGA DEL BESS A PARTIR DE LAS 11:40 AM
xl.set_cell((n+2,8), 0)
if n >= 55 and flagBESS < 23:
    tt = flagBESS *.1667
    BESSCharge = PmaxBESS * (1 - math.exp((-alp*tt)/(3.5)))
    BESSDem = PmaxBESS - BESSCharge
    psspy.machine_data_2(201, r"2", [_i, _i, _i, _i, _i, _i], [-BESSDem, _f, _f, _f, _f, _f, _f,
        _f, _f, _f, _f, _f, _f, _f])
    flagBESS += 1
#COLOCANDO LAS DEMANDA DEL BESS EN EL ARCHIVO DE EXCEL
xl.set_cell((n+2,8), -BESSDem)

#INYECCION DE POTENCIA DEL BESS A PARTIR DE LAS 21 HORAS APORTANDO 1.2 MW POR
#UNA HORA PARA UNA BATERIA DE 5MW
#SERIA EQUIVALENTE A ENTREGAR EL 24% DE LA CAPACIDAD MAXIMA POR UNA HORA
if n >= 126 and flagBESS2 < 6:
    BESSINY = PmaxBESS*.24
    PBESS = BESSINY*FP
    QBESSlim = math.sin(math.acos(FP))* BESSINY
    psspy.machine_data_2(201, r"2", [_i, _i, _i, _i, _i, _i], [PBESS, _f, _f, _f, _f, _f,
        _f, _f, _f, _f, _f, _f, _f, _f])
    psspy.machine_data_2(201, r"2", [_i, _i, _i, _i, _i, _i], [_f, _f, QBESSlim, -QBESSlim,
        _f, _f, _f, _f, _f, _f, _f, _f, _f])
    flagBESS2 += 1
#COLOCANDO LA INYECCION DE POTENCIA DEL BESS EN EL ARCHIVO DE EXCEL
xl.set_cell((n+2,8), PBESS)

#CAMBIAR LAS CARGAS PARA CADA BUS
for cl in range(len(BusNumber)):
    PLoad = book.sheets()[2].cell_value(n, cl+1)
    QLoad = book.sheets()[3].cell_value(n, cl+1)
    psspy.load_data_3(BusNumber[cl], r"1", [_i, _i, _i, _i, _i], [PLoad, _f, _f, _f, _f])
    psspy.load_data_3(BusNumber[cl], r"1", [_i, _i, _i, _i, _i], [_f, QLoad, _f, _f, _f])

#RESOLVER PARA FLUJOS DE POTENCIA
psspy.fdns([0,0,0,1,1,1,99,0])

#POTENCIA REACTIVA QUE ENTREGA EL GENERADOR
ierr, rvalQmachine = psspy.macdat(201, '1', 'Q')
xl.set_cell((n+2,7), rvalQmachine)
ierr, rvalQBESS = psspy.macdat(201, '2', 'Q')
xl.set_cell((n+2,9), rvalQBESS)

#OBTENER LOS VOLTAJES DE LOS NODOS
ierr, rval = psspy.busdat(203, 'PU')
xl.set_cell((n+2,1), rval)
ierr, rval = psspy.busdat(24192, 'PU')
xl.set_cell((n+2,2), rval)
ierr, rval = psspy.busdat(24194, 'PU')
xl.set_cell((n+2,3), rval)
ierr, rval = psspy.busdat(24179, 'PU')
xl.set_cell((n+2,4), rval)
ierr, rval = psspy.busdat(24703, 'PU')
xl.set_cell((n+2,5), rval)

#OBTENER LOS PORCENTAJES DE CARGA DE LAS LINEAS DE INTERES
ierr, rval = psspy.brnmsc(24192, 24179, '1', 'PCTMVA') # NODO HJP-115, ACA-115

```

```

xl.set_cell((n+2,10),rval)
ierr , rval = psspy.bnmisc(24192,24703,'1','PCTMVA') # NODO HJP-115 , LJU-BA1
xl.set_cell((n+2,11),rval)
ierr , rval = psspy.bnmisc(24192,203,'1','PCTMVA') # NODO HJP-115 , GM-115
xl.set_cell((n+2,12),rval)

# OBTENER LAS PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA
ierr , rval = psspy.systot('LOSS')
#Ploss = rval.real
xl.set_cell((n+2,13),rval.real)
#Qloss = rval.imag
xl.set_cell((n+2,14),rval.imag)

#NUMERO DE ITERACIONES
rval = psspy.iterat()
xl.set_cell((n+2,15),rval)

```


G. Datos del sistema de potencia de 44 nodos

Del nodo		Al nodo		Resistencia r	Reactancia x	Admitancia en derivación, $y/2$
1	EDO115	3	HLC	0.0035	0.0189	0.00125
1	EDO115	15	LOMA	0.0088	0.0477	0.00317
2	LADRI	5	HLD115	0.0056	0.0306	0.00203
2	LADRI	6	HLE115	0.0115	0.0624	0.00414
2	LADRI	15	LOMA	0.0046	0.0251	0.00166
2	LADRI	15	LOMA	0.0046	0.0251	0.00166
3	HLC	5	HLD115	0.0074	0.0401	0.00133
3	HLC	14	HLU115	0.0105	0.0275	0.00157
3	HLC	23	VDR1	0.0094	0.0332	0.00209
3	HLC	37	AERO115	0.0037	0.0237	0.00176
3	HLC	38	SPP115	0.0771	0.2015	0.01153
3	HLC	38	SPP115	0.0756	0.1976	0.01131
3	HLC	39	SPPN115	0.0323	0.2358	0.01597
3	HLC	4	HLC230	0	0.05	0
4	HLC230	8	HLI230	0.0049	0.0387	0.03953
4	HLC230	24	AERO230	0.0019	0.0153	0.01563
4	HLC230	24	AERO230	0.0019	0.0153	0.01563
4	HLC230	40	PGD230	0.0189	0.1258	0.11947
5	HLD115	15	LOMA	0.0058	0.0316	0.0021
5	HLD115	26	HCLNAS	0.0019	0.0102	0.00068
6	HLE115	12	HLT	0.0067	0.0362	0.0024
6	HLE115	12	HLT	0.0078	0.0422	0.0028
6	HLE115	26	HCLNAS	0.0089	0.0484	0.00321

Del nodo		Al nodo		Resistencia r	Reactancia x	Admitancia en derivación, $y/2$
7	HLI	9	HLO115	0.0047	0.0258	0.0019
7	HLI	9	HLO115	0.0047	0.0258	0.0019
7	HLI	12	HLT	0.0114	0.0616	0.00409
7	HLI	12	HLT	0.0114	0.0616	0.00409
7	HLI	20	NVL115	0.0811	0.4398	0.02921
7	HLI	20	NVL115	0.0811	0.4398	0.02921
7	HLI	29	FORD	0.0019	0.0105	0.0007
7	HLI	29	FORD	0.0019	0.0105	0.0007
7	HLI	33	CPORT	0.0126	0.0447	0.00281
7	HLI	34	CERESO	0.0041	0.0224	0.00148
7	HLI	10	HLI-TG	0	0.0588	0
7	HLI	25	HLI-TV	0	0.0701	0
7	HLI	8	HLI230	0	0.05	0
7	HLI	8	HLI230	0	0.05	0
8	HLI230	13	HLT230	0.0025	0.0168	0.01593
8	HLI230	13	HLT230	0.0025	0.0168	0.01593
8	HLI230	30	CYAQUI	0.0074	0.0401	0.00266
8	HLI230	40	PGD230	0.0178	0.1187	0.11271
8	HLI230	40	PGD230	0.018	0.1199	0.1139
9	HLO115	14	HLU115	0.0041	0.022	0.00146
11	AERO-G1	24	AERO230	0	0.05	0
12	HLT	22	URE115	0.061	0.2157	0.01357
12	HLT	35	MNYCO	0.005	0.0149	0.00088
12	HLT	13	HLT230	0	0.05	0
13	HLT230	41	NRI230	0.0273	0.1817	0.17257
13	HLT230	42	STA230	0.0218	0.1454	0.13806
13	HLT230	16	LOMA230	0.0017	0.0135	0.01379
13	HLT230	16	LOMA230	0.0017	0.0135	0.01379
14	HLU115	23	VDR1	0.0017	0.0061	0.00038
14	HLU115	27	ARES	0.0039	0.0211	0.0014
14	HLU115	34	CERESO	0.0041	0.0224	0.00148
15	LOMA	16	LOM230	0	0.05	0

Del nodo		Al nodo		Resistencia r	Reactancia x	Admitancia en derivación, $y/2$
16	LOMA230	24	AERO230	0.0014	0.0108	0.01103
16	LOMA230	24	AERO230	0.0014	0.0108	0.01103
17	NVL-U1	20	NVL115	0	0.1715	0
18	NVL-U2	20	NVL115	0	0.124	0
19	NVL-U3	20	NVL115	0	0.1767	0
21	OAS115	43	STA115	0.0735	0.1921	0.01099
21	OAS115	31	VINEDOS	0.073	0.1927	0.01106
24	AERO230	44	PLD230	0.0245	0.1925	0.19673
27	ARES	28	HLIAL	0.0032	0.0176	0.00117
28	HLIAL	36	TORRES	0.0434	0.1135	0.00649
31	VINEDOS	32	HTEC	0.0082	0.0242	0.00143
32	HTEC	35	MNYCO	0.0039	0.0128	0.00078

Generador	Nodo	Nombre del nodo	V_{prog} (pu)	Q_{max} (MVAr)	Q_{min} (MVAr)
1	10	HLI-TG	1	0.5	-0.5
2	11	AERO-G1	1	0.85	-0.85
3	17	NVL-U1	1	0.2	-0.2
4	18	NVL-U2	1	0.2	-0.2
5	19	NVL-U3	1	0.2	-0.2
6	25	HLI-TV	1	0.25	-0.25

Bibliografía

- [Alquthami et al., 2010] Alquthami T., Ravindra H., Faruque M., Steurer M., y Baldwin T. (2010). Study of photovoltaic integration impact on system stability using custom model of PV arrays integrated with PSS/E. En *North American Power Symposium (NAPS), 2010*, páginas 1–8. IEEE.
- [Beltran et al., 2012] Beltran H., Swierczynski M., Aparicio N., Belenguer E., Teodorescu R., y Rodriguez P. (2012). Lithium ion batteries ageing analysis when used in a PV power plant. En *Industrial Electronics (ISIE), 2012 IEEE International Symposium on*, páginas 1604–1609. IEEE.
- [CFE, 2011] CFE (2011). *PROGRAMA DE OBRAS E INVERSIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO 2011-2025*. Comisión Federal de Electricidad.
- [CFE, 2012] CFE (2012). *Taller Internacional de Redes Modernas de Suministro Eléctrico*. Comisión Federal de Electricidad.
- [Esrám y Chapman, 2007] Esrám T. y Chapman P.L. (2007). Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION EC*, 22(2):439.
- [Femia et al., 2012] Femia N., Petrone G., Spagnuolo G., y Vitelli M. (2012). *Power electronics and control techniques for maximum energy harvesting in photovoltaic systems*. CRC Press.
- [García-Valle y Vlachogiannis, 2009] García-Valle R. y Vlachogiannis J.G. (2009). Electric vehicle demand model for load flow studies. *Electric Power Components and Systems*, 5:577–582.
- [Gelman, 2012] Gelman R. (2012). 2012 Renewable Energy Data Book. Informe técnico, NREL.
- [Golder, 2006] Golder A.S. (2006). *Photovoltaic Generator Modeling for Large Scale Distribution System Studies*. Proyecto Fin de Carrera, Drexel University.

- [González-Longatt, 2005] González-Longatt F.M. (2005). Model of photovoltaic module in Matlab. *II CIBELEC*, 2005:1–5.
- [Hsieh et al., 2011] Hsieh W.L., Lin C.H., Chen C.S., Hsu C., Ku T.T., Tsai C.T., y Ho C.Y. (2011). Impact of PV generation to voltage variation and power losses of distribution systems. En *4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, páginas 1474–1478. IEEE.
- [Hua y Shen, 1998] Hua C. y Shen C. (1998). Study of maximum power tracking techniques and control of DC/DC converters for photovoltaic power system. En *Power Electronics Specialists Conference, 1998. PESC 98 Record. 29th Annual IEEE*, tomo 1, páginas 86–93. IEEE.
- [ISOFOTON, 2010] ISOFOTON (2010). *PHOTOVOLTAIC MODULES ISF- 230 / 235 / 240*. ISOFOTON.
- [Jewell, 1987] Jewell W. (1987). The effects of moving clouds on electric utilities with dispersed photovoltaic generation,. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, EC-2:570 – 576.
- [Kalbat, 2013] Kalbat A. (2013). PSCAD simulation of grid-tied photovoltaic systems and Total Harmonic Distortion analysis. En *Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS), 2013 3rd International Conference on*, páginas 1–6. doi:10.1109/EPECS.2013.6713002.
- [Kroposki et al., 2012] Kroposki B., Burman K., Keller J., Kandt A., Glassmire J., y Lilienthal P. (2012). Integrating High Levels of Renewables into the Lanai Electric Grid. *Contract*, 303:275–3000.
- [Luis Castañer, 2002] Luis Castañer S.S. (2002). *Modelling Photovoltaic Systems using PSpice*. England: John Wiley and Sons.
- [Luque y Hegedus, 2011] Luque A. y Hegedus S. (2011). *Handbook of photovoltaic science and engineering*. England: John Wiley and Sons.
- [Mather, 2013] Mather B. (2013). Renewable Grid Integration Research in the U.S. Informe técnico, NREL.
- [Mazengia et al., 2008] Mazengia D.H. et al. (2008). Forecasting spot electricity market prices using time series models. En *Sustainable Energy Technologies, 2008. ICSET 2008. IEEE International Conference on*, páginas 1256–1261. IEEE.

- [Michael Mendelsohn, 2012] Michael Mendelsohn C.K. (2012). Federal and State Structures to Support Financing Utility-Scale Solar Projects and the Business Models Designed to Utilize Them. Informe técnico, NREL.
- [Montoya et al., 2010] Montoya F.G., Baños R., Gil C., Espín A., Alcayde A., y Gómez J. (2010). Minimization of voltage deviation and power losses in power networks using Pareto optimization methods. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 23(5):695–703.
- [Ramírez, 2014] Ramírez J.P. (2014). *Investigación de Metodologías para el Análisis de la Estabilidad de Voltaje en Estado Estacionario en Sistemas Eléctricos de Potencia*. Proyecto Fin de Carrera, Instituto Tecnológico de Morelia.
- [Ran et al., 2009] Ran Z., Hui-jun X., Zhi-ying Z., y Shun-hua Z. (2009). A Simplified Double-Exponential Model of Potovoltaic Module in Matlab. En *Energy and Environment Technology, 2009. ICEET'09. International Conference on*, tomo 3, páginas 157–160. IEEE.
- [Riffonneau et al., 2011] Riffonneau Y., Bacha S., Barruel F., y Ploix S. (2011). Optimal power flow management for grid connected PV systems with batteries. *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, 2(3):309–320.
- [SIEMENS, 2008] SIEMENS (2008). *User Manuel, Power System Simulator for Engineering (PSS/E) 31.0.3*. Siemens Power Transmission and Distribution, Inc., 1 edición edición.
- [Stagg y El-Abiad, 1968] Stagg G. y El-Abiad A. (1968). *Computer methods in power system analysis*. New York: McGraw-Hill.
- [Thomson y Infield, 2007] Thomson M. y Infield D. (2007). Impact of widespread photovoltaics generation on distribution systems. *Renewable Power Generation, IET*, 1(1):33–40.
- [Varma et al., 2012] Varma R.K., Berge J., Axente I., Sharma V., y Walsh K. (2012). Determination of maximum PV solar system connectivity in a utility distribution feeder. En *Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 2012 IEEE PES*, páginas 1–8. IEEE.
- [Villalva et al., 2009] Villalva M.G., Gazoli J.R., et al. (2009). Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, 24(5):1198–1208.

- [Wagner, 2010] Wagner A. (2010). *Photovoltaik engineering: handbuch für planung, entwicklung und anwendung*. Deutschland: Springer DE.
- [WECC, 2010] WECC (2010). *WECC Guide for Representation of Photovoltaic Systems In Large-Scale Load Flow Simulations*. Western Electricity Coordinating Council Modeling and Validation Work Group, 1 edición.
- [Wenham et al., 2011] Wenham S.R., Green M.A., y Watt (2011). *Applied photovoltaics*. Australia: Routledge.