



**UNIVERSIDAD MICHOACANA DE  
SAN NICOLÁS DE HIDALGO  
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

**ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LOS SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS EN LA CALIDAD DE LA  
ENERGÍA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN  
DESBALANCEADAS.**

**TESIS**

Que para obtener el grado de:  
**MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA  
ELÉCTRICA**

Presenta:

**Ing. Carlos Cervantes Suárez**

Director de Tesis:

**Dr. Norberto García Barriga**

Codirector de Tesis:

**Dra. Elisa Espinosa Juárez**

Morelia, Michoacán, Agosto 2019







## ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN LA CALIDAD DE LA ENERGÍA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DESBALANCEADAS

Los Miembros del Jurado de Examen de Grado aprueban la Tesis de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica de *Carlos Cervantes Suárez*

Dr. Fernando Ornelas Téllez  
*Presidente del Jurado*

Dr. Norberto García Barriga  
*Director de Tesis*

Dra. Elisa Espinosa Juárez  
*Co-directora*

Dr. Alejandro Zamora Méndez  
*Vocal*

Dr. Manuel Madrigal Martínez  
*Revisor Externo (Instituto Tecnológico de Morelia)*

Dr. Roberto Tapia Sánchez  
*Jefe de la División de Estudios de Posgrado  
de la Facultad de Ingeniería Eléctrica. UMSNH.  
(Por reconocimiento de firmas)*



## Resumen

En este trabajo, se estudian varios fenómenos de calidad de la energía en las redes de distribución de bajo voltaje, tales como incremento del perfil de voltaje, desbalance, interrupciones y armónicos. Primeramente, el análisis de los resultados se realizó mediante un ambiente de simulación de transitorios electromagnéticos en PSCAD / EMTDC. Se ha elegido como sistema de prueba la red de distribución desbalanceada IEEE-34 nodos que es un sistema estático. Para analizar el impacto de la calidad de la energía ante diversos escenarios de penetración de la generación fotovoltaica, se han realizado un conjunto de estudios por simulación en donde se han incorporado hasta 2.3 MW de generación fotovoltaica, lo cual representa un nivel máximo de penetración de 154% de la carga instalada. Las estrategias de control del inversor del generador fotovoltaico se han adaptado para variar el factor de potencia del mismo y de esta manera estudiar el impacto del intercambio de potencia reactiva en los parámetros de calidad de la energía. Actualmente la operación de las instalaciones fotovoltaicas en media y baja tensión se realiza con un factor de potencia unitario, algunos estándares indican la posibilidad de explotar la capacidad de la electrónica de potencia para participar en la regulación de voltaje y potencia reactiva. Se observó la inversión del flujo de potencia reactiva para los experimentos en donde se operaron los generadores fotovoltaicos con un factor de potencia de 0,98 adelantado y, como consecuencia, los reguladores operaron con un tap más cercano a su límite inferior, pero sin llegar a su valor mínimo. Además, se incorporarán mediciones a la simulación con el propósito de evaluar las variaciones dinámicas en las variables ambientales y en el perfil de carga. De esta forma, se observó que los reguladores de voltaje son capaces de mantener el perfil de voltaje a lo largo de la red mediante el ajuste de los taps. Sin embargo, es evidente que el incremento en el número de operaciones provocará un desgaste adicional de los dispositivos reguladores de voltaje. La investigación realizada permite estudiar la capacidad de los reguladores de voltaje con cambiador de tap para regular los voltajes de la red de distribución ante escenarios de alta penetración fotovoltaica e inversión del flujo de potencia.

Se estudió la presencia de generación fotovoltaica en la red de distribución bajo una condición de falla monofásica. El análisis reveló que los niveles de distorsión armónica en los voltajes de la red se incrementan considerablemente con la presencia de la generación fotovoltaica y en 35.3% de los nodos del sistema se viola el límite máximo establecido en el estándar correspondiente.

**Palabras clave.** Generador fotovoltaico, distorsión armónica, generación distribuida, convertidores, reguladores de voltaje.



## Abstract

In this work several power quality phenomena of energy quality in low voltage distribution networks are studied. Various power quality issues such as increasing the voltage profile, unbalance, interruptions and harmonics have been explored. Firstly, the analysis of results has been carried out through PSCAD/EMTDC electromagnetic transients. The unbalanced distribution network IEEE 34 nodes has been considered as a test system which is a static system. To analyze the impact in Power Quality for different stages of penetration of photovoltaic generation, a set of simulation studies have been carried out up to 2.3 MW of photovoltaic generation have been incorporated, which represents a maximum level of penetration of 154% of the installed load. The inverter control strategies of the photovoltaic generator have been adapted to vary the power factor of the photovoltaic generator and thus to study the impact of reactive power exchange. Currently the fact that the operation of photovoltaic installations in medium and low voltage is carried out normally using a unit power factor, recent technical standards indicate the possibility of exploiting the capacity of power electronics converters to participate in voltage regulation and reactive power exchange. In this sense, reverse reactive power flow was observed for the experiments where photovoltaic generators were operated with a leading power factor of 0.98 and, as consequence, the regulators operated with a tap closer to its lower limit but without reaching their minimum value. In addition, field measurements have been incorporated to the PSCAD simulation. In order to evaluate the impact of dynamic variations of ambient variables and load profile. As a consequence, it was observed that the voltage regulators are able to maintain the voltage profile along the network by adjusting the taps. However, it is evident that the increase in the number of operations will cause additional wear of the voltage regulating devices. The research carried out allows to study the capacity of voltage regulators with tap changer to regulate the voltages of the distribution network before stages of high photovoltaic penetration and reverse power flows.

In a case of additional study, the presence of photovoltaic generation in the distribution network was studied under a single-phase failure condition. The analysis revealed the levels of harmonic distortion in the voltages of the network increase considerably with the presence of photovoltaic generation and in 35.3% of the nodes of the system violates the maximum limit established in the corresponding standard.

**Key words.** Photovoltaic generator, harmonic distortion, distributed generation, converters, voltage regulator.





# Índice

<b>Resumen</b> .....	<b>I</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>III</b>
<b>Índice</b> .....	<b>V</b>
<b>Lista de Figuras</b> .....	<b>IX</b>
<b>Lista de Tablas</b> .....	<b>XI</b>
<b>Lista de acrónimos y símbolos</b> .....	<b>XIII</b>
<b>Capítulo 1.</b> ....	<b>1</b>
<b>Introducción</b> .....	<b>1</b>
1.1. Descripción del problema .....	1
1.2. Revisión del estado del arte.....	3
1.3. Justificación .....	9
1.4. Objetivos de la tesis .....	10
1.5. Contribuciones .....	11
1.6. Metodología .....	11
1.7. Descripción de capítulos .....	12
<b>Capítulo 2.</b> .....	<b>13</b>
<b>Fenómenos de calidad de la energía</b> .....	<b>13</b>
2.1. Clasificación de fenómenos de calidad de voltaje .....	14
2.2. Calidad de la energía en sistemas fotovoltaicos.....	16
2.2.1. Aumento del voltaje .....	16
2.2.2. Fluctuaciones de voltaje (flickers) .....	16
2.2.3. Desbalance de voltaje.....	17
2.2.4. Sags/swell de voltaje .....	17
2.2.5. Armónicos .....	18
2.3. Estándares internacionales para aplicaciones fotovoltaicas .....	18
2.4. Sumario .....	21

<b>Capítulo 3. Modelado de simulación .....</b>	<b>23</b>
3.1. Generador fotovoltaico acoplado a la red eléctrica .....	23
3.1.1. Características eléctricas de un módulo fotovoltaico .....	24
3.1.2. Modelo de la celda fotovoltaica .....	25
3.1.3. Modelado del módulo fotovoltaico .....	29
3.1.4. Modelo del arreglo fotovoltaico .....	30
3.1.5. Obtención de los parámetros a partir de la hoja de datos .....	31
3.1.6. Modelo dependiente de la temperatura .....	34
3.2. Convertidor de CC-CC reductor .....	35
3.2.1. Seguimiento del punto máximo de potencia .....	36
3.2.2. Control del convertidor de CC-CC reductor .....	37
3.3. Inversor trifásico .....	38
3.3.1. Sistema de control .....	38
3.3.1.1 Control del voltaje en el bus de CC.....	40
3.3.1.2 Control de la potencia reactiva.....	41
3.3.2. Filtro L .....	41
3.4. Transformador.....	42
3.5. Red de distribución IEEE 34-nodos .....	42
3.6. Simulación en PSCAD/EMTDC.....	44
3.6.1. Arreglo fotovoltaico .....	44
3.6.1.1. Validación del modelo del módulo fotovoltaico .....	46
3.6.2. Simulación en PSCAD del generador fotovoltaico.....	48
3.6.2.1. THD del voltaje y contenido armónico del generador fotovoltaico. ....	50
3.6.3. Simulación en PSCAD/EMTDC de las cargas .....	52
3.7. Sumario .....	53
<b>Capítulo 4. ....</b>	<b>55</b>
<b>Estudio de fenómenos de calidad de la energía .....</b>	<b>55</b>
4.1. Caso base.....	55
4.2. Caso A.....	58
4.2.1 Reguladores y perfil del voltaje .....	59
4.2.2 Desbalance de voltaje.....	67
4.2.3 Propagación armónica.....	69

4.3. Caso B.....	72
4.3.1 Sag / swell de voltaje.....	73
4.3.2 Desbalance de voltaje.....	79
4.4. Caso C.....	81
4.5. Discusiones generales .....	89
4.5. Conclusiones .....	90
<b>Capítulo 5. ....</b>	<b>93</b>
<b>Conclusiones y trabajos futuros.....</b>	<b>93</b>
5.1 Conclusiones generales .....	93
5.2 Trabajos futuros .....	95
<b>Apéndice A .....</b>	<b>97</b>
<b>Apéndice B .....</b>	<b>99</b>
<b>Apéndice C .....</b>	<b>101</b>
<b>Apéndice D .....</b>	<b>105</b>
<b>Apéndice E .....</b>	<b>107</b>
<b>Apéndice F.....</b>	<b>111</b>
<b>Referencias.....</b>	<b>113</b>



## Lista de Figuras

<b>Figura 1. 1.</b> Capacidad instalada y contratos realizados a nivel nacional del año 2007 al 2018 (Comisión Reguladora De Energía (CRE), 2019).....	3
<b>Figura 3. 1.</b> Diagrama esquemático del generador fotovoltaico.....	23
<b>Figura 3. 2.</b> Curvas características para el módulo fotovoltaico IUSASOL-250W. a) Curva I-V con irradiancia variable, b) Curva I-V con temperatura variable, c) Curva P-V con irradiancia variable y d) Curva P-V con temperatura variable.....	24
<b>Figura 3. 3.</b> Circuitos equivalentes y ecuaciones características para la celda fotovoltaica: a) modelo ideal, b) modelo simplificado, c) modelo estándar y d) modelo de dos diodos. ....	27
<b>Figura 3. 4.</b> Modelo simplificado de un convertidor de CC-CC reductor. ....	35
<b>Figura 3. 5.</b> Sistema de control para el seguimiento del punto de máxima potencia.....	37
<b>Figura 3. 6.</b> Modelo de control del convertidor de CC-CC. ....	38
<b>Figura 3. 7.</b> Diagrama esquemático del inversor trifásico. ....	38
<b>Figura 3. 8.</b> Ángulo de carga entre el voltaje en terminales del inversor y la red eléctrica. a) circuito equivalente y b) diagrama fasorial. ....	39
<b>Figura 3. 9.</b> Estructura del diagrama de control del inversor trifásico acoplado a la red. ...	40
<b>Figura 3. 10.</b> Alimentador de prueba IEEE 34-nodos .....	43
<b>Figura 3. 11.</b> Modelo del arreglo fotovoltaico implementado en PSCAD. ....	46
<b>Figura 3. 12.</b> Curvas I-V proporcionadas por el fabricante del módulo fotovoltaico IUSASOL-250W para temperatura variable e irradiancia constante. ....	46
<b>Figura 3. 13.</b> Curvas I-V generadas en PSCAD para el módulo fotovoltaico IUSASOL-250W para temperatura variable e irradiancia constante.....	47
<b>Figura 3. 14.</b> Modelo del generador fotovoltaico simulado en PSCAD.....	49
<b>Figura 3. 15.</b> THDv a la salida del inversor trifásico.....	51
<b>Figura 3. 16.</b> Distorsión armónica individual de voltaje del inversor trifásico. ....	51
<b>Figura 3. 17.</b> THDv del inversor trifásico con filtro L. ....	52
<b>Figura 3. 18.</b> Distorsión armónica individual de voltaje del inversor trifásico con filtro L. ....	52
<b>Figura 3. 19.</b> Diseño para simular una carga variable. ....	53
<b>Figura 4. 1.</b> Desbalance de voltaje en la red IEEE34-nodos (caso base).....	56
<b>Figura 4. 2.</b> Perfil de voltajes nodales de la red IEEE 34 nodos (caso base).....	57
<b>Figura 4. 3.</b> Alimentador de prueba IEEE 34-nodos con presencia de 11 GFVs. ....	58
<b>Figura 4. 4.</b> Perfil de voltajes nodales para el caso de estudio A con 11 GFVs y FP=1.0. .	61
<b>Figura 4. 5.</b> Perfil de voltajes nodales para el caso de estudio A con 11GFVs y FP=0.98(+)	63

<b>Figura 4. 6.</b> Perfil de voltajes nodales para el caso A con 11 GFVs y FP atrasado.....	66
<b>Figura 4. 7.</b> Comportamiento del FP en el secundario del transformador con presencia de los 11 GFVs operando a distintos valores de FP.....	67
<b>Figura 4. 8.</b> Desbalance de voltaje para el caso A con FP=1.0.....	68
<b>Figura 4. 9.</b> Desbalance de voltaje para el caso A con FP=0.98 adelantado .....	68
<b>Figura 4. 10.</b> Desbalance de voltaje para el caso A con FP=0.98 atrasado. ....	69
<b>Figura 4. 11.</b> Distorsión armónica total para el caso con FP=1.0.....	70
<b>Figura 4. 12.</b> Distorsión armónica total para el caso A con 11GFVs y FP=0.98(+). ....	70
<b>Figura 4. 13.</b> Distorsión armónica total para el caso A con 11GFVs y FP=0.98(-). ....	71
<b>Figura 4. 14.</b> Red de distribución IEEE 34-nodos con falla monofásica en la fase <i>a</i> del nodo 808 con 11 GFVS y FP=1.0. ....	72
<b>Figura 4. 15.</b> Formas de onda en el tiempo para los voltajes en el nodo 812 ante una falla provocada en la red de distribución sin GFV. ....	73
<b>Figura 4. 16.</b> Aumento del desbalance de voltaje ante la presencia de falla en el caso sin GFVs; a). -%kV con secuencia negativa y b). -%kV con secuencia cero.....	76
<b>Figura 4. 17.</b> Formas de onda en el tiempo para el nodo 812 ante una falla provocada en la red de distribución con 11 GFVs.....	77
<b>Figura 4. 18.</b> Aumento del desbalance de voltaje ante la presencia de falla en el caso con 11 GFVs: a). - %kV con secuencia negativa, b). -%kV con secuencia cero.....	77
<b>Figura 4. 19.</b> Perfil de carga incorporado a la red de distribución IEEE 34-nodos: (a) potencia activa, (b) potencia reactiva.....	82
<b>Figura 4. 20.</b> Perfil de variaciones de irradiancia y temperatura que inciden en los generadores fotovoltaicos: (a) Irradiancia, (b) temperatura. ....	83
<b>Figura 4. 21.</b> Desempeño de los cambiadores de taps en el primer regulador de voltaje (VR1) de la red IEEE 34-nodos con carga variable y condiciones ambientales variables: (a) fase A, (b) fase B y (c) fase C.....	84
<b>Figura 4. 22.</b> Desempeño de los cambiadores de taps en el segundo regulador de voltaje (VR2) de la red IEEE 34-nodos con carga variable y condiciones ambientales variables: (a) fase A, (b) fase B, (c) fase C. ....	85
<b>Figura 4. 23.</b> Flujos de potencia activa y reactiva inyectados por la fuente de alimentación principal y a través de los dos reguladores de voltaje (a) secundario del transformador principal, (b) regulado 1, (c) regulador 2. ....	87
<b>Figura 4. 24.</b> Comportamiento del THD de voltaje para el nodo 812 con carga variable en la red de distribución IEEE 34-nodos y condiciones ambientales variables en los GFVs: (a) THDv fase A, (b) THDv fase B, (c) THDv fase C.....	88
<b>Figura F. 1.</b> Esquema de control para determinar la ganancia límite y el periodo último.	111
<b>Figura F. 2.</b> Respuesta del sistema retroalimentado cuando la ganancia del controlador es igual a la ganancia límite.....	111

## Lista de Tablas

<b>TABLA 2. 1.</b> Categorías y características de los fenómenos de calidad de voltaje (Dugan, 2013).....	15
<b>TABLA 2. 2.</b> Estándares internacionales más utilizados para acoplamiento de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica.....	19
<b>TABLA 2. 3</b> Límites de distorsión de voltajes para sistemas de distribución. ....	20
<b>TABLA 3. 1.</b> Parámetros de entrada requeridos para el modelo del generador fotovoltaico. ....	45
<b>TABLA 3. 2.</b> Comparación entre datos del fabricante y resultados obtenidos por simulación para el módulo IUSASOL 250W. ....	48
<b>TABLA 4. 1.</b> Potencias en el alimentador y en los reguladores. ....	56
<b>TABLA 4. 2.</b> Potencias en el secundario y FP del transformador, reguladores y sus taps con presencia de 11 generadores fotovoltaicos con FP=1.0.....	59
<b>TABLA 4. 3.</b> Aumento de voltajes nodales por encima del límite superior de voltaje nominal con FP=1.0.....	61
<b>TABLA 4. 4.</b> Valores de potencia y FP en el secundario del transformador, reguladores y sus taps con presencia de 11 generadores fotovoltaicos con FP=0.98(+). ....	62
<b>TABLA 4. 5.</b> Aumento de voltajes nodales por encima del límite superior de voltaje nominal con FP=0.98(+). ....	64
<b>TABLA 4. 6.</b> Potencias y FP en el secundario del transformador, reguladores y sus taps con presencia de 11 generadores fotovoltaicos con FP=0.98 atrasado. ....	65
<b>TABLA 4. 7.</b> Interrupciones de voltaje observadas durante la falla monofásica sin GFV (caso base).....	75
<b>TABLA 4. 8.</b> Interrupciones de voltaje observadas durante la falla monofásica con 11 GFVs y FP=1.0. ....	78
<b>TABLA 4. 9.</b> Valores de prefalla y falla en la red del por ciento de desbalance con 11 GFVs utilizando secuencia negativa y positiva. ....	80
<b>C 3. 1.</b> Datos de los reguladores de voltaje .....	101
<b>C 3. 2.</b> Configuración de línea aérea. ....	102
<b>C 3. 3.</b> Datos del transformador.....	102
<b>C 3. 4.</b> Datos de las cargas puntuales. ....	102
<b>C 3. 5.</b> Datos de las cargas distribuidas PQ.....	103
<b>C 3. 6.</b> Datos de los capacitores en derivación. ....	103
<b>C 3. 7.</b> Datos de los segmentos de líneas.....	104

<b>TABLA D. 1.</b> Configuración de parámetros del modelo de generador fotovoltaico propuesto .....	105
<b>TABLA F. 1.</b> Fórmulas de sintonización para el método de la ganancia límite. ....	112



## Lista de acrónimos y símbolos

### Lista de acrónimos

ANPIER	Asociación Nacional de Productores Fotovoltaicos
CA	Corriente alterna
CD	Corriente Directa
CTBC	Cambiadores de Taps Bajo Carga
DVR	Regulador de voltaje dinámico
EAF	Hornos de Arco Eléctrico
ESU	Equipos de almacenamiento de Energía
FP	Factor de potencia
FV	Fotovoltaico (a)
FVs	Fotovoltaicos (as)
GD	Generación Distribuida
GFV	Generador Fotovoltaico
GFVs	Generadores Fotovoltaicos (as)
IEC	Comisión Internacional Electrotécnica, por sus siglas en inglés
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, por sus siglas en inglés
MFV	Módulo Fotovoltaico
MFVs	Módulos Fotovoltaicos
MPPT	Seguidor del punto de máxima potencia, por sus siglas en inglés
PCC	Punto de acoplamiento común, por sus siglas en inglés
PI	Proporcional e integral
PS	Paneles solares
PSCAD	Sistemas de potencia asistidos por computadora, por sus siglas en inglés
PWM	Modulación de Ancho de Pulso, por sus siglas en inglés
RV	Regulador de Voltaje
RV1	Regulador de Voltaje 1

RV2	Regulador de Voltaje 2
RVP	Regulador de voltaje de paso
STATCOM	Compensador Estático, por sus siglas en inglés.
THD	Distorsión armónica total, por sus siglas en inglés
UPQC	Acondicionador de calidad de energía unificada, por sus siglas en inglés
VSC	Convertidor de fuente de voltaje, por sus siglas en inglés

### Lista de Símbolos

$\%k_V$	Por ciento de desbalance del voltaje
$F_0$	valor promedio
$G_{STC}$	Irradiancia solar en condiciones estándar
$I_{sc}$	Corriente de cortocircuito
$I_C$	Corriente total de la celda
$I_D$	Corriente de oscuridad
$I_G$	Corriente del generador fotovoltaico
$I_L$	Corriente de demanda máxima
$I_M$	Corriente generada por el módulo
$I_{MPP,STC}$	Corriente en el máximo punto de potencia en condiciones estándar
$I_{MPP}$	Corriente en el máximo punto de potencia
$I_{o,STC}$	Corriente de saturación del diodo en condiciones estándar
$I_o$	Corriente de saturación del diodo
$I_{sh}$	Corriente en derivación
$I_{sc,Gt}$	Corriente de corto circuito del generador dependiente de la irradiancia solar
$I_{sc,STC}$	Corriente de corto circuito en condiciones estándar
$I_{scG}$	Corriente de corto circuito del generador
$I_{scM}$	Corriente de corto circuito del módulo
$N_p$	Número de celdas en paralelo
$N_{pG}$	Número de cadenas de módulos en paralelo

$N_{pM}$	Número de cadenas de módulos conectadas en paralelo
$N_s$	Número de celdas en serie
$N_{sG}$	Número de celdas en serie del generador
$N_{sM}$	Número de módulos en serie que forman una cadena
$P_D$	Potencia deseada del generador
$P_{Gn}$	Potencia nominal del generador
$P_{MPP}$	Potencia en el máximo punto de potencia
$P_{cad}$	Potencia de una cadena de módulos
$P_{nM}$	Potencia nominal del módulo
$R_p$	Resistencia en paralelo
$R_{pG}$	Resistencia en paralelo del generador
$R_{pM}$	Resistencia en paralelo del módulo
$R_s$	Resistencia en serie
$R_{sG}$	Resistencia en serie del generador
$R_{sM}$	Resistencia en serie del módulo
$T_a$	Temperatura ambiente
$T_c$	Temperatura de la celda
$T_{ck}$	Temperatura de la celda en grados Kelvin
$T_{ref}$	Temperatura ambiente de referencia
$V_-$	Componente de secuencia negativa
$V_+$	Componente de secuencia positiva
$V_0$	Componente de secuencia cero
$V_C$	Voltaje de la celda
$V_{CD}$	Voltaje deseado de CD para el generador fotovoltaico
$V_M$	Voltaje del módulo
$V_{MPP,STC}$	Voltaje en el máximo punto de potencia en condiciones estándar
$V_{MPP}$	Voltaje en el máximo punto de potencia
$V_{MPPT}$	Seguidor del máximo punto de potencia del voltaje
$V_{T,STC}$	Voltaje térmico en condiciones de temperatura estándar
$V_T$	Voltaje térmico

$V_a^-, V_b^-, V_c^-$	Componentes simétricas de secuencia negativa
$V_a, V_b, V_c$	Voltajes de fase
$V_a^+, V_b^+, V_c^+$	Componentes simétricas de secuencia positiva
$V_a^0, V_b^0, V_c^0$	Componentes simétricas de secuencia cero
$V_{ab}$	Voltaje entre la fase $a$ y $b$
$V_{bc}$	Voltaje entre la fase $b$ y $c$
$V_{ca}$	Voltaje entre la fase $c$ y $a$
$V_{oc,Gt}$	Voltaje de circuito abierto del generador dependiente de la temperatura
$V_{oc,STC}$	Voltaje de circuito abierto en condiciones estándar
$V_{ocG}$	Voltaje de circuito abierto del generador
$V_{ocM}$	Voltaje de circuito abierto del módulo
$a^2$	Operador de desfase de $240^\circ$
$\alpha_I$	Coefficiente de temperatura de la corriente de corto circuito
$\alpha_V$	Coefficiente de temperatura del voltaje en circuito abierto
$G$	Irradiancia solar
<i>Input</i>	Entrada del valor de voltaje rms en el multímetro
<i>NOCT</i>	Temperatura de la celda a operación nominal
<i>TDD</i>	Distorsión de demanda
$a$	Operador de desfase de $120^\circ$
$k$	Constante de Boltzman
$n$	Factor de idealidad del diodo
$q$	Carga del electrón
<i>round()</i>	Función que redondea al valor inmediato superior
$\omega$	Frecuencia angular

## Capítulo 1.

### **Introducción**

En este capítulo se presenta la revisión de los antecedentes de este trabajo y el objetivo de esta tesis. Se presenta la justificación y los aspectos que motivaron el desarrollo de esta tesis, así como la descripción de la metodología y el contenido de los capítulos que la integran.

#### **1.1. Descripción del problema**

En los últimos años se ha observado un incremento en la producción de energía eléctrica utilizando fuentes de energía limpia del tipo solar y eólica. La generación de energía eléctrica por medio de paneles solares está creciendo a un ritmo rápido. La confiabilidad y simplicidad de operación de los módulos fotovoltaicos ha favorecido la tendencia en la implementación de parques fotovoltaicos a nivel mundial. Debido a las características de esta tecnología los usuarios de energía eléctrica pueden instalar sus propios sistemas de generación fotovoltaica de manera sencilla. Además, el surgimiento de diversos fabricantes de módulos fotovoltaicos ha favorecido la reducción de los costos de los paneles solares, debido a la fuerte competencia en el mercado.

La producción de energía eléctrica por medio de energía solar depende directamente de las condiciones climatológicas que se presentan en los distintos lugares en donde se tengan estas instalaciones. Estos recursos de energía limpia tienen en común el problema de la intermitencia, lo que significa que la generación de energía eléctrica es fluctuante.

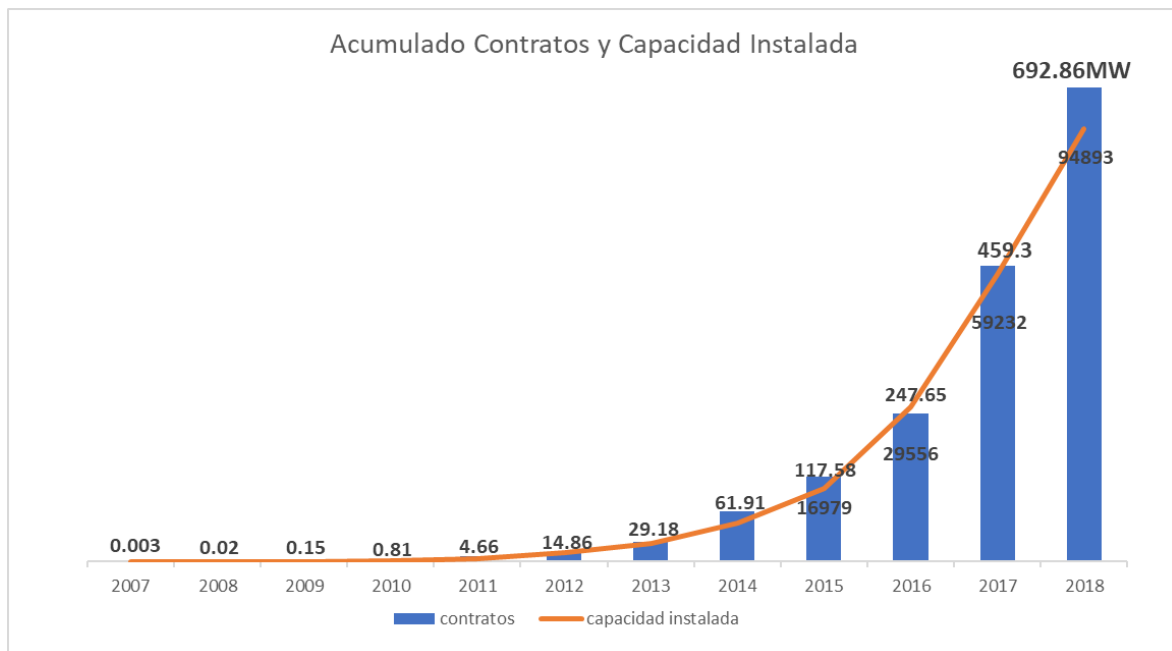
La mayoría de las instalaciones fotovoltaicas de pequeña y mediana escala son sistemas conectados a la red de distribución. La conexión a la red de distribución de estos sistemas fotovoltaicos se conoce como generación distribuida (GD), la cual requiere del estudio del impacto que se tiene en la red conforme se agreguen más generadores de este tipo. Un sistema de distribución convencional es típicamente radial, el cual se caracteriza por una sola fuente que alimenta a una red de alimentadores más pequeños y está diseñado para hacer frente a la mayoría de las variaciones de carga que el cliente pueda provocar. El sistema de distribución está diseñado para que la energía eléctrica fluya desde una subestación hasta

los clientes y los problemas de diseño consisten en desarrollar sistemas de protección que permitan detectar y aislar fallas, así como garantizar que el nivel de voltaje no exceda los límites establecidos (Ghosh, Arindam, 2005). Los sistemas de generación fotovoltaica conectados a la red pueden identificarse como elementos que incorporan variabilidad del flujo de potencia en el alimentador. Los principales problemas que se observan en una red de distribución con presencia de generación fotovoltaica es un flujo de potencia inverso, aumento en los niveles de distorsión armónica debido al uso de controladores de electrónica de potencia en los generadores fotovoltaicos, y variación excesiva de voltaje debido a la intermitencia en la generación de energía fotovoltaica (Ghosh, Arindam, 2005).

La Generación Distribuida en México está definida por la Ley de la Industria Eléctrica como la generación de energía eléctrica realizada por un generador con capacidad instalada menor a 500kW y la central eléctrica está interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de centros de carga (Ley de la Industria Eléctrica (LIE, 2019)). Además de lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) la Ley de Transición Energética (LTE) define a la Generación Limpia Distribuida como aquella que cumple lo indicado en la LIE y, además, que se realiza a partir de energías limpias (Ley de Transición Energética (LTE, 2015)).

En la Figura 1.1 se muestra la evolución acumulada de la generación limpia distribuida del año 2007 a 2018 en México. Se puede apreciar que la capacidad instalada al año 2018 se ubicó en 692.86 MW, la cual está asociada a un total de 94,893 contratos. La tecnología predominante es la fotovoltaica con un 99.4% de participación, seguida de biocombustibles con 0.58% y eólica con 0.01%. Los contratos realizados en el estado de Michoacán contribuyeron con 27.55MW, lo cual representa el 4% de la generación distribuida total (Comisión Reguladora De Energía (CRE, 2019)).

La creciente integración de generadores fotovoltaicos conectados a la red de distribución como fuente de generación distribuida requiere de herramientas que permitan conocer los efectos de la aplicación de esta tecnología, así como plantear soluciones a los problemas que se suscitan por la conexión de estos GFV a la red de distribución. La realización de pruebas experimentales en una red eléctrica real no es posible, sin embargo, es factible utilizar estrategias de simulación especializadas y modelos digitales de generadores fotovoltaicos, sistemas electrónicos de potencia y los sistemas de control.



**Figura 1. 1.** Capacidad instalada y contratos realizados a nivel nacional del año 2007 al 2018 (Comisión Reguladora De Energía (CRE), 2019).

## 1.2. Revisión del estado del arte

El estudio y análisis de las redes eléctricas de distribución modernas es de particular interés en la actualidad debido a la presencia creciente de generación distribuida fotovoltaica. Además, la presencia de fenómenos de calidad de la energía hace más evidente la necesidad de estudios y análisis más sofisticados.

En (Yan *et al*, 2018) se investigan los problemas relacionados con la evaluación de la integración de un sistema FV de 3.3 MW en el campus de Gatton de la Universidad de Queensland, el cual incluye un nuevo modelo matemático del regulador de voltaje de paso delta – abierto, en forma de matriz de admitancias del bus, el cual se puede incorporar fácilmente en programas adecuados de flujos de carga desbalanceada. Por otra parte, también se aclara el problema del cambiador de neutro durante el desarrollo del modelo y, además se deriva un método para la estimación de la posición del tap. Los modelos propuestos se validan por medio de mediciones realizadas en campo.

En (Agalgaonkar, 2014) se realiza el estudio del aumento significativo de voltaje en el alimentador que obliga a operar continuamente a los dispositivos de control de voltaje existentes como cambiadores de taps en la carga y reguladores de voltaje de línea. Se propone una estrategia de coordinación de potencia reactiva basada en el pronóstico de carga e irradiancia, con el objetivo de minimizar el número de operaciones de tap y evitar la corriente de fuga, lo cual se logra mediante la coordinación de control de potencia reactiva en la red de distribución.

En (Ueda *et al*, 2008) se estudian los resultados del análisis de la pérdida de potencia de salida debido al aumento de voltaje en la red por la alta penetración de los sistemas de generación fotovoltaica conectados a dicha red. Se describe la función de la protección de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red contra los sobre voltajes. El subsistema de acondicionamiento de potencia fotovoltaico necesita regular su salida como medida de protección si el voltaje en la red llega a ser más alto que el límite superior para evitar sobrevoltajes en la red. Se estudia una red de distribución con presencia de 553 sistemas FVs de tipo residencial conectados a una red de 2.1 MW en Ota, Japón.

En (Liu *et al*, 2012) se propone un modelo de control coordinado del sistema de almacenamiento de energía distribuido con presencia de reguladores de voltaje tradicionales, incluyendo los transformadores de taps bajo carga y los reguladores de voltaje de paso para mitigar el problema del aumento de voltaje debido a la alta penetración de sistemas fotovoltaicos en redes de distribución de bajo voltaje. El objetivo del sistema de control coordinado es reducir el estrés de la operación del transformador del cambiador de taps, recortar la carga máxima de la red de distribución y disminuir las pérdidas de potencia resistivas de transmisión y distribución bajo una alta penetración de energía solar.

Un enfoque de control automático distribuido para mitigar el aumento de voltaje en una red de distribución causado por la inyección de potencia activa de sistemas FV se propone en (Carvalho *et al*, 2008). El objetivo del enfoque propuesto no es controlar el voltaje del bus, sino garantizar que las inyecciones de potencia del GFV por sí solas no causen un aumento de voltaje significativo. Por lo tanto, se busca una solución para que los operadores de redes de distribución (ORD) sean capaces operar de manera simple la regulación de voltaje para las demandas de potencia por las cargas.

En (Hasheminamin *et al*, 2015) se propone una metodología basada en índices de voltaje para evaluar el impacto de la alta generación fotovoltaica en redes de distribución,



considerando el flujo de potencia inverso en la red y el fenómeno del aumento de voltaje. Por lo tanto, se definen índices que relacionan estos dos fenómenos y su impacto en el perfil de voltaje a través del alimentador. Dicha evaluación se basa en el modelado detallado de la red y los componentes de los sistemas FV, que se realizan en una ventana de 24 horas para una red de prueba de 13 nodos.

En (Elrayyah *et al*, 2017) se presenta un enfoque analítico simplificado que permite probar la posibilidad del aumento de voltaje y evaluar el desempeño de sus técnicas de mitigación por medio de transformaciones equivalentes para representar sistemas de potencia complejos que usan circuitos simplificados. Se derivan fórmulas para determinar límites de potencia fotovoltaica más allá de los cuales se encontrará un aumento de voltaje considerando la capacidad de los sistemas FV de absorber potencia reactiva.

En (Mokhtari *et al* , 2013) se propone un enfoque robusto y eficaz para coordinar los recursos de los clientes y controlar el aumento de voltaje en redes de bajo voltaje ante la presencia de sistemas FV. El algoritmo de coordinación propuesto incluye estrategias de control local y distribuido, en donde la estrategia de control local determina el valor de potencia activa y reactiva del inversor FV, mientras que la estrategia de control distribuida coordina los equipos de almacenamiento de energía (EAE) de los clientes. Se estudia una red de bajo voltaje residencial en PSCAD para validación del enfoque.

Las fluctuaciones de voltaje (flicker) causadas también por la alta penetración FV son otro de los problemas de calidad de la energía en redes de distribución, siendo uno de los mayores problemas de regulación de voltaje en el sector eléctrico. En (Yorino *et al*, 2015) se propone un nuevo esquema de control de voltaje basado en un sistema multiagente, logrando regular de forma efectiva las grandes fluctuaciones de voltaje, ajustando los controladores convencionales de los cambiadores de taps. El método propuesto es aplicable a redes de distribución y es altamente eficiente para sistemas eléctricos radiales típicos. La efectividad del esquema propuesto se valida a través de simulaciones en un sistema de prueba radial de 6.6 kV.

Los límites de penetración de la GD en redes de distribución se están convirtiendo en un problema creciente. La fluctuación de voltaje de corta duración en la red se origina por la fluctuación de potencia causada por la intermitencia en los sistemas FV, lo que podría provocar operaciones excesivas en los transformadores con cambiador de taps bajo carga (CTBC) o en los reguladores de paso de voltaje (RPV). En (Wang *et al*, 2017) se proponen

modelos de restricciones de límite de fluctuación de voltaje en los CTBC y RPV que resultan de las fluctuaciones de potencia de la GD y la desconexión del GFV para evaluar sus impactos en el límite de penetración de generación distribuida. Se desarrolla una metodología simple de flujos de potencia óptimos basada en criterios prácticos y se aplica a sistemas de alimentación prácticos.

En (Marei *et al*, 2005) se propone una nueva función de una interfaz entre la GD y la red de distribución para mitigar las fluctuaciones de voltaje y regular el punto de acoplamiento común, además de controlar el flujo de potencia. Se presenta un nuevo algoritmo de control para la interfaz de GD basado en la transformada de Hilbert (TH), la cual se emplea como una técnica efectiva para seguir los niveles de fluctuación de voltaje en la red de distribución. El algoritmo matemático es simple en comparación con otros comúnmente utilizados.

Cuando un alimentador presenta la pérdida de generación fotovoltaica se observa que, los voltajes del bus decaen. En redes desbalanceadas el espacio asimétrico y la no transposición de las líneas pueden dar como resultado diferentes caídas de voltaje para cada fase. En (Yan & Saha, 2012) se propone un método para analizar la sensibilidad de la variación de voltaje debido a las fluctuaciones de potencia FV en una red no balanceada, en el cual se desarrolla una solución de reconfiguración de la red para resolver los problemas de voltaje.

En (Aramizu & Vieira, 2013) se realizan estudios para verificar los impactos en la regulación de voltaje y el desbalance de voltaje cuando aumenta la potencia fotovoltaica instalada en la red de distribución desbalanceada, utilizando el software de simulación OpenDSS. Los resultados muestran que el aumento de la generación FV puede reducir el desbalance de voltaje en la red y provocar cambios en los taps del RV, pero dichos cambios en los taps seguidos de una desconexión masiva de sistemas FV pueden causar variaciones de voltaje capaces de violar los requisitos de voltaje en estado estable.

Los impactos positivos y negativos de la integración de GD basada en sistemas FV en redes de distribución multifase desbalanceadas se analizan en (Roy *et al*, 2016). Se estudian los problemas de estabilidad de voltaje estático, pérdida de potencia, cortocircuito y desbalance de voltaje en una red de prueba IEEE de 13 nodos, utilizando la plataforma de simulación DIgSILENT PowerFactory. Los resultados indican la reducción de pérdidas de potencia y mitigación del desbalance de voltaje del sistema. Sin embargo, se observó que la

corriente de falla del sistema se incrementa en todos los nodos bajo una condición de falla trifásica. Además, a medida que aumentan los GFVs incorporados a la red también crece la corriente de corto circuito.

En Australia, las redes de bajo voltaje por lo general no están bien monitoreadas y no existen modelos de software precisos y confiables. Por lo tanto, se vuelve difícil evaluar el impacto de los sistemas FV integrados a la red. En (Varendorff *et al*, 2018) se implementa un método de flujo de potencia del sistema de distribución en Matlab para modelar una sección de la red de bajo voltaje DNSO Energex de Queensland. El modelo se valida al comparar los resultados de los flujos de carga con los datos del medidor registrados. Se simula un escenario mediante el cual la red radial está interconectada y se observa que los voltajes nodales de las ramas radiales de la red se regulan y mejora el desbalance de voltaje.

Antes de integrar GD de sistemas FV en los nodos de carga de una red de distribución, es necesario evaluar la probabilidad de riesgos de las variaciones de la calidad de la energía teniendo una alta penetración de generación FV. Las variaciones de potencia (P-Q), como la variación de la magnitud de voltaje y el desbalance de fases, se consideran como las medidas del impacto en la calidad de energía. En (Pukhrem *et al*, 2018) simulan el método de Monte Carlo para evaluar el riesgo probabilístico, dando como resultado que la integración de GFV como generación distribuida reduce el desbalance de voltaje en comparación con una penetración de GD baja o nula. Sin embargo, existe una mayor probabilidad de observar un decremento (sag) profundo en el área local a medida que aumenta la integración de GD.

En (Dash, *et al* 2017) presentan el modelo de un sistema FV conectado a la red por medio de un capacitor de enlace de CD de un Acondicionador de Calidad de Energía Unificada (ACEU), el cual es capaz de resolver los problemas de voltaje (sag/swell), así como los armónicos. Se implementa un algoritmo de control para la conexión en serie y paralelo del ACEU.

En (Hamoud *et al*, 2017) presentan el modelo de un DSTACOM conectado en el PCC entre el GFV y la red de distribución para mitigar los sag y swell de voltaje. Además, se incorpora una batería del lado de CD del compensador que permite controlar el voltaje en el PCC y el flujo de potencia activa y reactiva con la red. El compensador está basado en un control PI. Los resultados muestran que el DSTACOM es una buena solución para mitigar las caídas y elevaciones de voltaje en la red de distribución.

En (Indumathi *et al*, 2012) proponen un modelo de control por FACTS en un DSTATCOM para regular el voltaje y la estabilidad del sistema de potencia debido a la alta penetración FV que genera el problema de sincronización de voltaje y frecuencia con la red eléctrica. El modelo propuesto se simula y evalúa la eficiencia utilizando Matlab/Simulink.

En (Mithulananthan *et al*, 2015) analizan el comportamiento armónico de una red de distribución de prueba IEEE de 13 nodos con alta penetración de sistemas FV y además se inyectan armónicos por medio de cargas no lineales para aproximar el modelo a un escenario real. Se analizan 3 casos de estudio de integración FV, primeramente, en un solo nodo con y sin presencia de distorsión y finalmente la incorporación de GFV con distorsión en múltiples nodos del modelo de prueba. Los resultados obtenidos de la simulación se validan con el estudio del parque FV de la Universidad de Queensland, teniendo como resultado que la alta presencia de GFV aumentan el THD de corriente y voltaje excediendo los límites permitidos y también llevan al transformador de la red a una sobrecarga y calentamiento.

En (Awadallah, *et al* 2015) se investiga el impacto de paneles solares (PS) en la calidad de energía en redes de distribución y transformadores usando los datos del sistema de distribución canadiense. Se monitorea el THD de voltaje y corriente bajo diferentes condiciones de operación. Mediante pruebas de laboratorio se utiliza un inversor monofásico conectado a un transformador trifásico en diferentes configuraciones (estrella-delta, delta-estrella y delta-estrella aterrizada) para evaluar la eficiencia del sistema en presencia de desbalance de fases y armónicos. Los resultados muestran que el rendimiento de las redes de distribución y los transformadores permanecen dentro de los límites bajo el impacto de los PS.

En (Awadallah *et al*, 2016) se estudian dos casos sobre los efectos de PS en transformadores de distribución mediante la simulación y experimentación. Para el caso uno, el trabajo de simulación cuantifica la cantidad de THD de voltaje y corriente causada por los PS y los inversores asociados en los transformadores de distribución considerando granjas FV e instalaciones residenciales en azoteas. Se utilizan datos de topología de red, cargas y generación de una red de distribución canadiense. Se estudian aspectos como las tecnologías aplicadas en los inversores, potencias de salida, frecuencias de señales de disparo, técnicas de filtrado, número de inversores activos y configuración de transformadores. El caso dos muestra el nivel de THD observado en la simulación y se utiliza un inversor comercial para

pruebas de PS. Se utiliza un transformador trifásico tipo seco para evaluar los efectos de mayor distorsión armónica con las variaciones de temperatura en el núcleo y embobinado del transformador. Los resultados experimentales indican que en el peor escenario de carga (a plena carga, con flujo de potencia  $P$  en sentido inverso) se espera que la vida útil del transformador disminuirá en un 8.3%.

En (Sa'ed *et al*, 2017) se investigan los efectos causados por la integración de GD de sistemas FV en redes de distribución, como la inyección de armónicos hacia la red. Se utilizan parámetros como el nivel de penetración FV, el número de unidades de GD y ubicación para evaluar los armónicos en el sistema. Se incorporan filtros sintonizados simples y dobles como técnica de mitigación de armónicos. El modelo se simula en Matlab/Simulink para verificar los resultados.

En este trabajo de investigación se estudia el impacto en la calidad de la energía debido a la operación de generadores fotovoltaicos en redes de distribución desbalanceadas. Los generadores fotovoltaicos y la red de distribución se estudian en un ambiente de transitorios electromagnéticos. Mientras que la red eléctrica de distribución incorpora reguladores de voltaje con cambiadores de taps, el generador fotovoltaico se modela de forma detallada usando convertidores de electrónica de potencia con esquemas de conmutación PWM y sistemas de control lineal basados en controladores PI. Los estudios en el tiempo permitirán analizar la interacción de los reguladores tradicionales de taps y los generadores fotovoltaicos ante diversas condiciones ambientales y eléctricas de generación.

### **1.3. Justificación**

Las leyes vigentes de transición energética en México promueven la expansión de las fuentes renovables de energía y la integración de generación distribuida (LIE, 2019). Sin embargo, la integración masiva de generación distribuida en los últimos años ha mostrado los retos que enfrentan los operadores de red para conservar los parámetros de calidad del suministro eléctrico y la capacidad de regular los flujos de potencia. Este problema se localiza principalmente en nivel de distribución, ya que las redes actuales no están diseñadas para soportar generación eléctrica a este nivel y tampoco existen mecanismos que permitan controlar la producción en cada momento. Por su parte, el desarrollo de la generación distribuida de tipo renovable se puede orientar para usarse en autoconsumo y, como consecuencia, reducir los efectos en la red eléctrica.

La fuerte tendencia que existe en la aplicación de fuentes alternas de energía limpia y su conexión a la red eléctrica como generación distribuida requiere del análisis de cada elemento que conforma a estos generadores, así como conocer el impacto que se tiene al interconectar a la red. En años recientes se ha observado un incremento importante en la generación fotovoltaica a nivel mundial debido a la reducción de costos que ha tenido esta tecnología.

El escenario de introducción masiva de generación distribuida fotovoltaica en México plantea retos muy importantes. La versión más reciente del Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista (CENACE, 2019) estima que para el año 2022 se contará con un total de 1.8 GW de generación distribuida fotovoltaica. Este mismo documento indica que para el año 2022 la capacidad de generación total con tecnología fotovoltaica será de 8.37 GW (CENACE, 2019). Esto significa que en el año 2022 la generación distribuida fotovoltaica representará cerca del 22% de la capacidad de generación solar fotovoltaica en México.

Los generadores fotovoltaicos presentan variaciones en la potencia de salida debido a la intermitencia de las variables ambientales. Además, los dispositivos de electrónica de potencia conectados a los generadores FV producen distorsión armónica ocasionada por las etapas de conmutación que utilizan para su control. Es por ello que es necesario desarrollar estudios y modelos de GFV y las redes de distribución para verificar su desempeño ante diferentes escenarios de generación.

#### **1.4. Objetivos de la tesis**

El objetivo general de esta tesis es estudiar fenómenos de calidad de la energía ocasionados por la conexión de sistemas fotovoltaicos en redes de distribución. A continuación, se enlistan los objetivos particulares de investigación, los cuales tienen el propósito de analizar altos niveles de penetración en las redes de distribución:

- Evaluar el impacto en la regulación del voltaje en redes de distribución desbalanceadas con altos niveles de penetración fotovoltaica mediante simulaciones.
- Examinar la emisión armónica característica del inversor fotovoltaico y su propagación en la red de distribución.

- Investigar el impacto en la calidad de la energía al operar el generador fotovoltaico con un factor de potencia no unitario.
- Analizar la presencia de fenómenos de calidad de la energía para un escenario de falla monofásica.

## **1.5. Contribuciones**

Las contribuciones de este trabajo se enlistan a continuación:

- Evaluación del desempeño de reguladores de voltaje con cambiador de tap en redes eléctricas de distribución con presencia de generadores fotovoltaicos.
- Análisis de la inyección armónica de los generadores fotovoltaicos hacia la red de distribución, así como la evaluación del desbalance de voltaje variando el FP de los generadores.

## **1.6. Metodología**

En este trabajo se estudiarán fenómenos de calidad de la energía en una red de distribución de medio voltaje, causados por la integración de generadores fotovoltaicos. Se implementará el modelo del generador fotovoltaico en un ambiente de simulación de transitorios electromagnéticos. Se desarrollará un modelo de bloque personalizado en PSCAD el cual contendrá internamente el circuito equivalente y las ecuaciones necesarias para calcular el voltaje y corriente del arreglo fotovoltaico. Se compararán resultados obtenidos con las curvas características proporcionadas por el fabricante del módulo fotovoltaico con el objetivo de validar el modelo del arreglo fotovoltaico implementado en el simulador. El modelo de GFV estará constituido por dos etapas de electrónica de potencia, el sistema de control, un filtro inductivo y un transformador elevador para la conexión a la red eléctrica. Se obtendrá la distorsión armónica total e individual del arreglo FV las cuales estarán dentro de los estándares permitidos, utilizando las herramientas que ofrece la librería del simulador.

Se analizará la red de prueba de distribución IEEE 34 nodos y se calculará su desbalance de voltaje utilizando los voltajes de fase en un marco de referencia de componentes simétricas. Se analizará el desempeño de los reguladores de voltaje en sus cambiadores de taps, las potencias P y Q y los voltajes rms en cada uno de sus nodos.

Se incorporará el modelo de GFV operando a un factor de potencia unitario y diferente de uno en varios nodos de la red IEEE 34-nodos, determinando la distorsión armónica que inyecta, los flujos de potencias P-Q, desbalance de voltaje, posición de taps de los reguladores de voltaje y voltaje rms en cada nodo.

Se sintonizarán los controles lineales PI del inversor trifásico del arreglo FV utilizando el segundo método de sintonización de Ziegler-Nichols de oscilaciones sostenidas. El objetivo de los controladores es regular el intercambio de potencia reactiva y regular el voltaje en el bus de CC.

Se estudiarán los fenómenos de calidad de la energía como sag, swells y fluctuaciones (flicker) de voltaje en la red de prueba, provocando una falla monofásica desbalanceada de línea a tierra en uno de los nodos de la red IEEE 34 sin y con presencia de GFV.

Se incorporan datos reales de medición de demanda de carga a la red de prueba IEEE 34-nodos así como datos de medición de condiciones ambientales para los generadores fotovoltaicos.

## **1.7. Descripción de capítulos**

La tesis está dividida en cinco capítulos, cuyo contenido se detalla a continuación:

En el capítulo dos se describen diversos fenómenos de calidad de la energía y su clasificación. Además, se presentan los estándares internacionales más relevantes asociados a generación fotovoltaica.

En el tercer capítulo se describen los modelos de los diversos componentes que forman el generador fotovoltaico. Se implementa el modelo del generador fotovoltaico en PSCAD. Además, se presenta la red de prueba IEEE 34-nodos.

En el capítulo cuatro se estudia la red de distribución IEEE 34-nodos con alta presencia de generación FV. Se analiza el incremento y desbalance de voltaje, así como la propagación armónica y los fenómenos de calidad de energía ante el escenario de una falla monofásica en la red de distribución en el caso base y con presencia de la generación FV, así como el desempeño de reguladores ante condiciones de carga variable y condiciones ambientales variables para los GFVs. Se presentan resultados de los casos simulados.

Finalmente, en el capítulo cinco se presentan conclusiones y trabajos futuros de esta investigación.



## Capítulo 2.

### **Fenómenos de calidad de la energía**

El término calidad de la energía se ha venido usando en el sector eléctrico desde finales de los años ochenta. De forma general es un concepto que se relaciona con una gran variedad de perturbaciones en un sistema eléctrico. Existen cuatro razones principales para la creciente preocupación de estos fenómenos de calidad de energía (Dugan, 2013):

- Las cargas de nueva generación con controles basados en microprocesadores y dispositivos de electrónica de potencia son más sensibles a las variaciones de calidad de la energía que los equipos utilizados en el pasado.
- Los dispositivos que controlan motores de alta velocidad, velocidad ajustable y capacitores en derivación para corregir el factor de potencia para reducir pérdidas de potencia, aumentan los niveles de armónicos en el sistema eléctrico.
- Los usuarios del servicio eléctrico exigen cada vez más a las compañías de servicios de suministro eléctrico para mejorar la calidad de la energía.
- Actualmente muchos equipos están interconectados a una red eléctrica y los procesos integrados significan que la falla de cualquier componente tiene consecuencias mucho más importantes.

Existen muchas definiciones sobre calidad de la energía en la literatura, pero hay dos estándares que definen este concepto y realizan un estudio más detallado sobre los fenómenos y problemas que se asocian a calidad de energía. El estándar IEEE 1100 (IEEE 1100, 1992); define “la calidad de energía es el concepto de energizar y aterrizar equipos sensibles de forma tal que sea adecuado para la operación de dichos equipos”.

Por su parte, en el estándar IEC 6100-1-1 (Electromagnetic Compatibility EMC, 1992) define la calidad de energía como: “La compatibilidad electromagnética es la habilidad de un equipo o sistema para operar satisfactoriamente en su entorno electromagnético sin introducir perturbaciones electromagnéticas intolerables”.

La calidad de potencia es en realidad la calidad del voltaje que se aborda en la mayoría de los casos. Por lo tanto, la potencia es la tasa de suministro de energía y es proporcional al producto del voltaje y la corriente. Así que en un sistema de suministro

eléctrico solo se puede controlar la calidad del voltaje. Por lo tanto, los estándares dedicados a la calidad de energía tienen como objetivo mantener el voltaje de alimentación dentro de ciertos límites.

## **2.1. Clasificación de fenómenos de calidad de voltaje**

El Instituto para Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) de los Estados Unidos en coordinación con la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) se han esforzado para estandarizar definiciones, clasificar fenómenos electromagnéticos y desarrollar prácticas recomendadas para monitorear la calidad de la energía eléctrica. Las categorías y sus descripciones son de gran importancia pues permiten clasificar los resultados de las mediciones y describir los fenómenos electromagnéticos que pueden dar origen a los problemas de calidad de energía.

En esta tesis, los estudios se enfocan en el análisis de distorsión armónica, desbalance, fluctuaciones, aumentos, sag y swells de voltajes en una red de distribución desbalanceada, ocasionados por la alta presencia de sistemas fotovoltaicos. La Tabla 2.1 (Dugan, 2013) detalla el contenido espectral típico, duración y magnitud para cada categoría de fenómenos electromagnéticos. El primer fenómeno son los transitorios electromagnéticos, que se clasifican por ser impulsivos y aparecen en fracciones de tiempo muy cortas, o son de tipo oscilatorio con base al tipo de frecuencia que presentan. Posteriormente, aparecen las variaciones de corta duración, clasificadas como instantáneas por su corta aparición en un rango de 0.5 a 30 ciclos por segundo y en este lapso de tiempo se presentan las interrupciones, sags y swells de voltaje, clasificados por su magnitud de voltaje en cada fase. Cuando los fenómenos de calidad aparecen entre el rango de 30 ciclos a 3 segundos se clasifican como momentáneos, mayores de 3 segundos hasta 1 minuto se consideran como temporales. Enseguida se tienen las variaciones de larga duración mayores a 1 minuto, donde se presentan interrupciones sostenidas, bajos voltajes y sobrevoltajes. El desbalance de voltaje se presenta cuando se opera fuera de los límites de 0.5 y 2% de desbalance de voltaje permitido por la normativa. La distorsión de forma de onda se subclasifica como compensación de CD, armónicos, interarmónicos, muescas y ruido de voltaje en estado estable. Por último, se muestran las fluctuaciones de voltaje y variaciones de frecuencia en la potencia.

**TABLA 2. 1.** Categorías y características de los fenómenos de calidad de voltaje (Dugan, 2013).

Categorías	Contenido espectral típico	Duración típica	Magnitud de voltaje típico
1 Transitorios			
1.1 Impulsivo			
1.1.1 Nanosegundo	Sube en 5-ns	< 50 ns	
1.1.2 Microsegundo	Sube en 1- $\mu$ s	50 ns- 1ms	
1.1.3 Milisegundo	Sube en 0.1-ms	> 1 ms	
1.2 Oscilatorios			
1.2.1 Frecuencia baja	< 5 kHz	0.3-50 ms	0-4 pu
1.2.2 Frecuencia media	5-500 kHz	20 $\mu$ s	0-8 pu
1.2.3 Frecuencia alta	0.5-5 MHz	5 $\mu$ s	0-4 pu
2 Variaciones de corta duración			
2.1 Instantáneas			
2.1.1 Interrupción		0.5-30 ciclos	< 0.1 pu
2.1.2 Sag (dip)		0.5-30 ciclos	0.1-0.9 pu
2.1.3 Swell		0.5-30 ciclos	1.1-1.8 pu
2.2 Momentáneas			
2.2.1 Interrupción		30 ciclos-3 s	< 0.1 pu
2.2.2 Sag (dip)		30 ciclos-3 s	0.1-0.9 pu
2.2.3 Swell		30 ciclos-3 s	1.1-1.4 pu
2.3 Temporales			
2.3.1 Interrupción		3 s-1 min	< 0.1 pu
2.3.2 Sag (dip)		3 s-1 min	0.1-0.9 pu
2.3.3 Swell		3 s-1 min	1.1-1.2 pu
3 Variaciones de larga duración			
3.1 Interrupción sostenida		> 1 min	0.0 pu
3.2 Bajo voltaje		> 1 min	0.8-0.9 pu
3.3 Sobrevoltaje		> 1 min	1.1-1.2 pu
4 Desbalance de voltaje		Estado estable	0.5-2%
5 Distorsión de la forma de onda			
5.1 Compensación CD		Estado estable	0-0.1%
5.2 Armónicos	0-100 armónica	Estado estable	0-20%
5.3 Interarmónicos	0-6 kHz	Estado estable	0-2%
5.4 Muestras (notching)		Estado estable	
5.5 Ruido	Banda ancha	Estado estable	0-1%
6 Fluctuaciones de voltaje	< 25 kHz	intermitente	0.1-7%
7 Variaciones de frecuencia de potencia		< 10 s	

## **2.2. Calidad de la energía en sistemas fotovoltaicos**

A continuación, se enlistan los principales fenómenos de Calidad de la Energía asociados a la presencia de generadores fotovoltaicos.

### **2.2.1. Aumento del voltaje**

De manera tradicional, las redes de distribución se diseñaron como redes de potencia unidireccionales con transformadores de distribución energizados de una fuente única. Durante operación normal la corriente fluye a través de la impedancia de la línea hacia las cargas, lo cual produce caídas de tensión a lo largo del alimentador. Con el propósito de compensar los voltajes en las redes de distribución se han implementado diversos dispositivos de regulación de voltaje tales como transformadores, cambiadores de taps, reguladores de paso de voltaje y capacitores conmutados. El objetivo de los reguladores es controlar el voltaje de salida y, por lo tanto, elevar el voltaje a lo largo del alimentador. Debido a la incorporación de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica, las redes eléctricas se han transformado en sistemas de potencia bidireccionales. La integración de un gran número de generadores fotovoltaicos provoca un incremento importante en los niveles de los voltajes locales asociados al flujo de potencia inverso, lo cual se identifica como un aspecto técnico importante. Aunado a esto, bajo condiciones de operación en donde existe un alto nivel de generación fotovoltaica y poca carga, se observa un impacto severo en los nodos al final del alimentador (Tonkoski *et al* 2012). Además, en la actualidad existen varios tipos de inversores fotovoltaicos que están diseñados para operar exclusivamente con un factor de potencia unitario y no regulan el voltaje en el punto de conexión.

### **2.2.2. Fluctuaciones de voltaje (flickers)**

El mayor problema asociado a la generación fotovoltaica es la naturaleza variable de los parámetros ambientales y las limitaciones en la predicción, lo cual ocasiona una generación intermitente que puede llevar a un desbalance en la potencia en el sistema. El impacto de variaciones de voltaje en sistemas de distribución desbalanceados de bajo voltaje debido a fluctuaciones de potencia fotovoltaica ha sido estudiado en (Yan & Saha, 2012). Este estudio reporta que las variaciones rápidas en la radiación solar debido al paso de las nubes pueden causar fluctuaciones importantes en la potencia de salida del generador fotovoltaico, lo cual produce como consecuencia fluctuaciones de voltaje en el nodo de conexión (Woyte *et al*, 2006). El cambio repentino en la potencia de salida del generador FV

puede incrementar el número de operaciones indeseables en el cambiador de tap y reducir la vida útil del equipo. Así mismo, algunos dispositivos de regulación podrían responder más lentamente que el paso de la nube. En este sentido, en (Mondol, Yohanis, Smyth, & Norton, 2006) se estudia la variabilidad fotovoltaica y rampas extremas con el propósito de analizar el fenómeno de parpadeo. En ese estudio se usó un perfil de irradiancia real de solo 60 segundos para estudiar las caídas instantáneas de potencia en una red de distribución.

### **2.2.3. Desbalance de voltaje**

El desbalance de voltaje es un fenómeno de calidad de la energía muy relevante en redes de distribución con altos niveles de penetración de unidades fotovoltaicas. Normalmente las compañías suministradoras de energía procuran balancear las cargas a lo largo de los alimentadores para minimizar el factor de desbalance. A pesar de esto, los voltajes del lado del consumidor son desbalanceados debido al consumo de potencia no balanceado de las cargas. Aunado a esto, las instalaciones fotovoltaicas en los techos de las casas-habitación se ubican a lo largo del alimentador de forma aleatoria debido a que esto depende del interés del consumidor. Por lo tanto, se observan diferentes niveles de incremento del voltaje en cada fase al presentarse la variación de potencia fotovoltaica, lo cual puede incrementar aún más el desbalance (Mondol et al., 2006).

### **2.2.4. Sags/swell de voltaje**

Los sags/swell de voltaje es un fenómeno de calidad de la energía muy importante que usualmente es inevitable en las redes de distribución. Este fenómeno lo producen las fallas simétricas o no simétricas o la conexión de motores industriales de gran capacidad, lo cual dispara los circuitos protectores y, por lo tanto, la pérdida del suministro de energía. En la práctica, las fallas en las redes de distribución ocasionan la desconexión del sistema fotovoltaico de la red eléctrica (Mondol et al., 2006). Esto tendrá como efecto la presencia de sags de voltaje desbalanceados en las fases altamente cargadas y swells en las fases de la red con poca carga. Sin embargo, las más recientes modificaciones al estándar IEEE 1547-2018 (IEEE Std 1547, 2018) y los cambios propuestos por las compañías suministradoras de energía establecen que los nuevos inversores fotovoltaicos deben permanecer conectados a la red durante una condición de falla, monitorear las condiciones de la red y responder de forma adecuada.

### **2.2.5. Armónicos**

La presencia de armónicos es común en redes de distribución y su origen está asociado a cargas no-lineales, transformadores y equipo de electrónica de potencia (Yong, Chen, & Chen, 2010). Comúnmente, las redes de distribución de bajo voltaje tienen un coeficiente R/X alto y grandes impedancias, lo cual resulta en armónicos de voltaje altos. Los armónicos generados por instalaciones fotovoltaicas dependen de varios factores tales como el tipo de estrategia de control, el tamaño del arreglo fotovoltaico y los armónicos existentes en el voltaje de la red. Los armónicos inyectados por el arreglo fotovoltaico deben cumplir con los estándares correspondiente con el propósito de mantener la calidad de la energía en la red.

Como es sabido, la generación solar fotovoltaica es altamente variable. La potencia activa de generación muestra intermitencia con relación a la irradiancia solar. Sin embargo, la corriente armónica de distorsión del generador fotovoltaico puede mostrar un comportamiento no lineal respecto a las variaciones en las condiciones solares. Por lo tanto, es importante caracterizar los armónicos producidos por el generador fotovoltaico conectado a la red para diferentes condiciones de operación.

### **2.3. Estándares internacionales para aplicaciones fotovoltaicas**

Existe un conjunto de estándares y códigos que son actualizados con regularidad por parte de comités internacionales con el propósito de garantizar la seguridad de la energía eléctrica suministrada por instalaciones fotovoltaicas hacia la red eléctrica. Las instituciones más importantes que desarrollan estos estándares son el IEEE de Estados Unidos, IEC en Suiza y DKE en Alemania.

Las regulaciones internacionales más recientes son el IEEE 1547-2018 para interconexión de generación distribuida (IEEE Std 1547, 2018), IEC 61727 para características de acoplamiento con la red (IEC 61727, 2005), VDE 0126-1-1 para el mejoramiento de la seguridad (VDE 0126-1-1, 2006), IEC 61000 para compatibilidad electromagnética (IEC 61000-1-1, 1992) y el EN 50160 asociado a la calidad del voltaje en sistemas de distribución (EN 50160 Std, 2004). La Tabla 2.2 describe un resumen de los estándares internacionales más importantes. Estos estándares se clasifican según la topología

**TABLA 2. 2.** Estándares internacionales más utilizados para acoplamiento de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica.

Topología	Códigos y Estándares	Panorama y contenido estándar
Sistemas conectados a la red	IEC 61727, IEC 60364-7-712	Instalaciones de edificios
	IEC 62093, IEC 62116, IEC 61683	Interfaz de utilidad y eficiencia de medición
	UL 1741, IEC 62446	Inversores FV interconectados, documentación del sistema, prueba de puesta en servicio y, uso en sistema de potencia independientes.
Sistemas aislados	IEC 61194, IEC 61702, IEC 62509	Controlador de carga de batería
	IEC/PAS 62111, IEEE estándar 1526	Sistemas independientes
	IEC 62124	Clasificación de sistemas de bombeo de acoplamiento directo Especificaciones para electrificación descentralizada
Sistemas rurales	IEC/TS 62257	Energías renovables de mediana escala y sistemas híbridos. Salvaguarda de riesgos eléctricos. Opción para seleccionar ajustes de generador y baterías. Sistemas de micro energía y microredes.
Monitoreo	IEC 60870, IEC 61724, IEC 61850-7	Medición, intercambio de datos y análisis. Redes de transmisión y sistemas para la automatización del servicio de energía. Recursos energéticos distribuidos y nodos lógicos.
Compatibilidad electromagnética (EMC)/Emisiones de interferencia electromagnética	EN61000	Directiva de la Unión Europea sobre compatibilidad electromagnética (EMC) para instalaciones residenciales, privadas, industriales ligeras y comerciales
	FCC parte 15	Directiva EMC de E.U. para instalaciones residenciales, comerciales, industriales
Corriente de fuga	VDE 0126-1-1	$I > 300 \text{ mA en } 0.3\text{s}$ $\Delta i > 300 \text{ mA en } 0.3\text{s}$ $\Delta i > 60\text{mA en } 0.15\text{s}$ $\Delta i > 150\text{mA en } 0.04\text{s}$
Anti-aislamiento	IEE1547/UL 1741 IEC 621126	Detecta la isla y se energiza en 2s.
	VDE 0126-1-1	Medida de impedancia
Recorrido de baja tensión	IEC 61727	$V < 50\% \text{ en } 0.1\text{s}$ $50\% \leq V < 85\% \text{ en } 2\text{s.}$

y aplicación del generador fotovoltaico.

En este trabajo de tesis se estudia inicialmente el fenómeno de distorsión armónica que se presenta por la conmutación de la electrónica de potencia aplicada para la conversión de CD a CA, con el objetivo de evaluar los índices de THD del voltaje en el punto de acoplamiento común. El análisis del THD del voltaje se basa en las directrices definidas en el estándar IEEE 519-2014 (IEEE Std 519, 2014).

En la Tabla 2.3. se aprecian los límites de distorsión para un rango de voltaje inferior a 69 kV en un sistema de distribución. Se puede apreciar que el % THD para sistemas menores a 69 kV es de 5%. En esta tesis, los generadores fotovoltaicos se conectan en nodos que operan a 24.9 kV y 4.16 kV, por lo cual deberán cumplir con el nivel de distorsión mencionado.

**TABLA 2. 3** Límites de distorsión de voltajes para sistemas de distribución.

Voltaje del bus en el PCC	Distorsión de voltaje individual (%)	Distorsión de Voltaje Total THD (%)
Menor de 69 kV	3.0	5.0
De 69.001 kV a 161 kV	1.5	2.5
Mayor a 161.001 kV	1.0	1.5

De acuerdo con (Kalbat, 2013), un sistema fotovoltaico en su salida debe tener bajos niveles de distorsión de corriente para garantizar que no se produzcan daños en otros equipos conectados a la red eléctrica. De forma resumida a continuación se menciona el requerimiento clave de la Sección 10 del estándar IEEE 519-2014:

- La distorsión armónica total de la corriente debe ser inferior al 5% de la corriente de frecuencia fundamental en la salida nominal del inversor.



Los fenómenos que se van a estudiar con respecto a la Tabla 2.1 en esta tesis son los que presentan variaciones de corta duración instantáneas como son: interrupciones, sags y swells de voltaje. También se analiza el desbalance de voltaje presente en la red distribución, que es un fenómeno que presenta variaciones en estado estable.

El estudio de armónicos es de gran importancia ya que permite evaluar la cantidad de armónicos generados por los dispositivos de electrónica de potencia debido a la conmutación con que operan. Estos armónicos se propagan por la red de distribución cuando los generadores fotovoltaicos se conectan al sistema causando distorsión en las formas de onda del voltaje. Este fenómeno está clasificado en la Tabla 2.1 como distorsión de la forma de onda.

Aunque en la Tabla 2.2 no aparecen, existen otros estándares internacionales para garantizar el funcionamiento compatible de los sistemas fotovoltaicos que están conectados en paralelo con la red eléctrica que incluyen aspectos como la protección del equipo, la calidad de la energía y el funcionamiento del sistema de distribución (IEEE Std 929, 2000).

## **2.4. Sumario**

En este capítulo se da una descripción de los fenómenos de calidad de la energía que se encuentran presentes en redes eléctricas y los que se originan en presencia de sistemas fotovoltaicos.

Se presenta la clasificación del THD de voltaje con base al estándar IEEE 519-2014 (IEEE Std 519, 2014) para sistemas eléctricos de distribución que operan a un voltaje nominal menor a 69 kV. Los valores de THD de voltaje en generadores fotovoltaicos que se propagan en la red de distribución de los casos de estudio se presentan en el capítulo 4, así como el impacto en la mitigación de desbalance de voltaje



### Capítulo 3. Modelado de simulación

Este capítulo tiene como propósito describir el modelo completo del generador fotovoltaico y la red eléctrica de prueba. El modelo incorpora la dependencia de variables ambientales como temperatura e irradiancia, así como las características de los módulos fotovoltaicos.

#### 3.1. Generador fotovoltaico acoplado a la red eléctrica

La Figura 3.1 describe el diagrama unifilar del generador fotovoltaico implementado en este trabajo. Se puede apreciar que la parte de potencia está constituida por el arreglo de módulos fotovoltaicos, el convertidor de CC-CC, el inversor trifásico, un filtro de corriente y el transformador de acoplamiento. Por su parte, la etapa de control está formada por un control del punto de máxima potencia, un control dedicado a regular el voltaje en el bus de CC y un control para regular el intercambio de potencia reactiva. El bloque PLL recibe como señal de entrada el voltaje trifásico en terminales del inversor y se utiliza para sincronizar el inversor con la red eléctrica, las señales de salida del PLL son los ángulos de fase de la red eléctrica que se utilizan para generar los pulsos de disparo en las válvulas del inversor, en conjunto con las señales de salida de ángulo (Ang) y magnitud (Mag) generadas por el sistema de control del inversor.

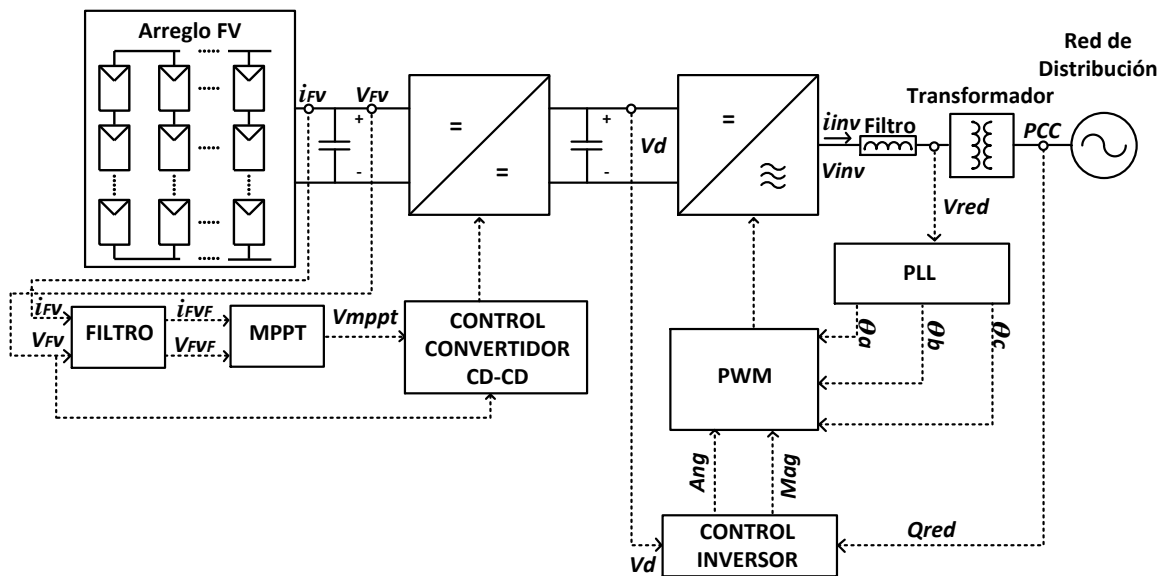
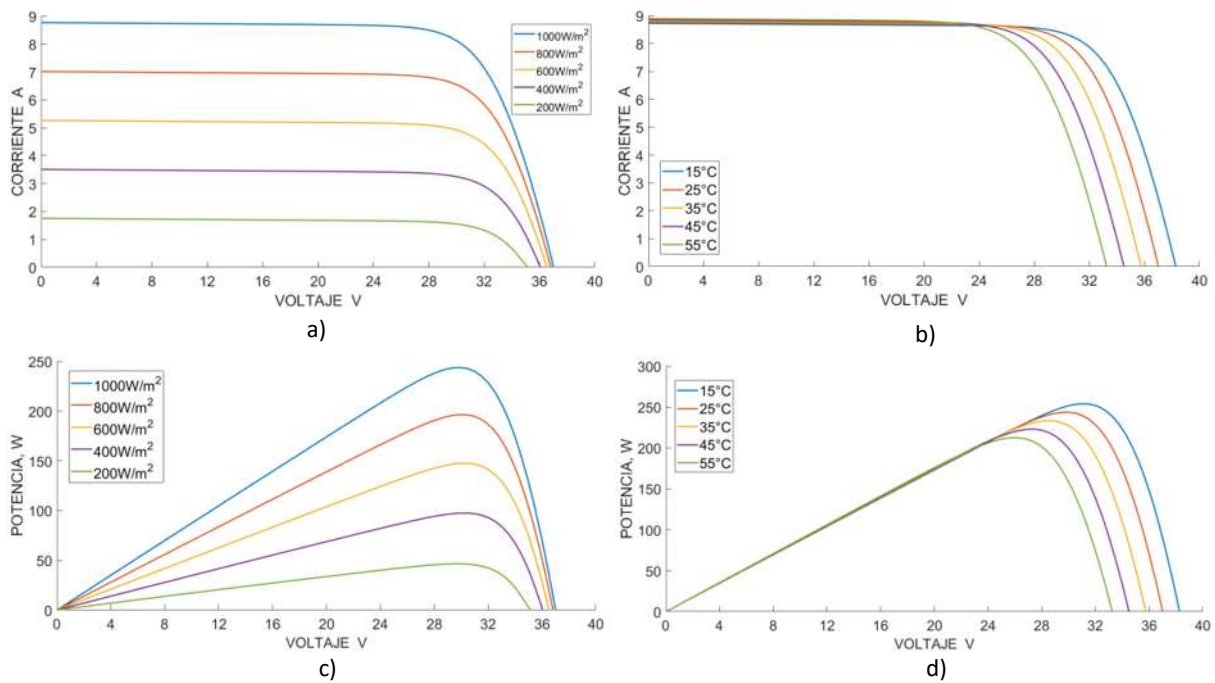


Figura 3. 1. Diagrama esquemático del generador fotovoltaico.

### 3.1.1. Características eléctricas de un módulo fotovoltaico

Las características eléctricas de un módulo fotovoltaico funcionando bajo distintas condiciones de irradiancia y temperatura ambiente se presentan en la Figura 3.2. La Figura 3.2 describe tres puntos importantes sobre dichas curvas, los cuales son:

- La condición de corto circuito (SC). - se caracteriza por un voltaje cero en terminales del módulo fotovoltaico y una corriente de corto circuito  $I_{SC}$ .
- La condición de circuito abierto (OC). - se caracteriza por tener una corriente cero en terminales del módulo fotovoltaico y un voltaje de circuito abierto  $V_{OC}$ .
- La condición de punto de potencia máxima (MPP). - es la condición en donde el valor de la potencia  $P_{MPP} = V_{MPP} \cdot I_{MPP}$  es máxima.



**Figura 3. 2.** Curvas características para el módulo fotovoltaico IUSASOL-250W. a) Curva I-V con irradiancia variable, b) Curva I-V con temperatura variable, c) Curva P-V con irradiancia variable y d) Curva P-V con temperatura variable

En la Figura 3.2 se muestran las curvas características I-V y P-V obtenidas al simular el modelo estándar de la celda fotovoltaica para el módulo de la marca IUSASOL-250W para diferentes variaciones de irradiancia y temperatura. Los datos utilizados para obtener las curvas I-V y P-V se obtuvieron de la ficha técnica proporcionada por el fabricante de módulos fotovoltaicos que se puede consultar en el Apéndice A.

Se puede apreciar en la Figura 3.2 (a) el efecto de la irradiancia en la curva I-V del módulo fotovoltaico. La curva característica de la Figura 3.2 (b) con irradiancia constante muestra el efecto de la temperatura en la corriente de corto circuito, mientras que el voltaje de circuito abierto varía de forma lineal con relación a la variación de la temperatura. En las Figuras 3.2 (c) y 3.2 (d), se puede observar la potencia máxima de salida del módulo localizada en el punto máximo de la curva P-V. Se puede apreciar que el punto de máxima potencia disminuye en relación con los niveles de irradiancia y temperatura, por lo tanto, se puede apreciar que la variación de la irradiancia tiene mayor efecto en la extracción de la máxima potencia del módulo.

### **3.1.2. Modelo de la celda fotovoltaica**

Un módulo fotovoltaico (MFV) está constituido por un determinado número de celdas fotovoltaicas conectadas en serie y paralelo. Los niveles de voltaje y corriente dependen del tipo de conexión para alcanzar valores de potencia deseados. La Figura 3.3 presenta algunos de los circuitos equivalentes y sus ecuaciones características encontradas en la literatura para modelar el comportamiento de la celda fotovoltaica (Nicola Femia et al, 2013). La complejidad de cada ecuación característica aumenta de acuerdo con el número de elementos incorporados dentro de cada modelo. La Figura 3.3 (a) representa el circuito equivalente más simple de una celda fotovoltaica, así como la ecuación característica. La fuente de corriente directa representa la corriente foto inducida, la cual es linealmente dependiente del material semiconductor usado para la celda y linealmente dependiente del área de la celda, la irradiancia y la temperatura (Muljadi, Singh, & Gevorgian, 2013). La celda fotovoltaica en condiciones de oscuridad se comporta como un diodo simple. Por lo tanto, si se aplica un voltaje en terminales de la celda en estas condiciones, se obtendrá una corriente descrita por la ecuación de Shockley llamada corriente de oscuridad. El voltaje en

terminales de la celda  $V_c$  es determinado por el circuito externo conectado a la celda, el cual puede ser un convertidor de electrónica de potencia o una batería.

El modelo simplificado de la Figura 3.3 (b) permite incrementar la exactitud de los resultados si se añaden las siguientes características:

- Dependencia de la temperatura de la corriente del diodo.
- Resistencia  $R_s$  en serie con el diodo que representa las pérdidas internas de la fotocelda
- Ajuste del factor de idealidad  $n$  del diodo.

El modelo estándar de la Figura 3.3(c) introduce una mayor complejidad al modelo de la celda de la Figura 3.3(b) ya que requiere el cálculo preliminar de los valores de los parámetros  $R_s$  y  $R_p$  en paralelo con el diodo. El parámetro  $R_p$  está asociado a la corriente de dispersión a tierra. En este caso, los parámetros  $R_s$  y  $R_p$  se determinan simultáneamente mediante un sistema de ecuaciones no lineales que requiere de la implementación de un método iterativo (Nicola Femia et al, 2013).

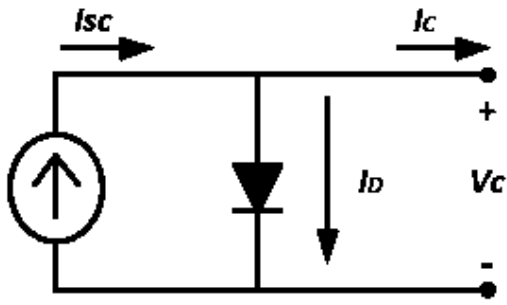
La Figura 3.3(d) describe el modelo más elaborado para describir la celda fotovoltaica. Este modelo incorpora dos diodos en paralelo a diferencia de los otros modelos.

En esta tesis se implementa el modelo de la celda fotovoltaica de la Figura 3.3(c), ya que permite ampliar a escalas adecuadas para usarse también para módulos o generadores fotovoltaicos, debido a su configuración que involucra varios parámetros que permiten obtener resultados precisos en comparación con los modelos 3.3 (a) y 3.3 (b). La ecuación básica que caracteriza la corriente total  $I_C$  del circuito equivalente del modelo estándar de la celda fotovoltaica de la Figura 3.3(c) se define usando la Ley de corrientes de Kirchoff como la diferencia entre la corriente debida a la radiación solar  $I_L$  (también llamada corriente de corto circuito  $I_{sc}$ ) la corriente de oscuridad  $I_D$  y la corriente a través de la resistencia  $R_p$  como muestra (Rajapakse & Muthumuni, 2009),

$$I_C = I_{sc} - I_D - I_p \quad (3.1)$$

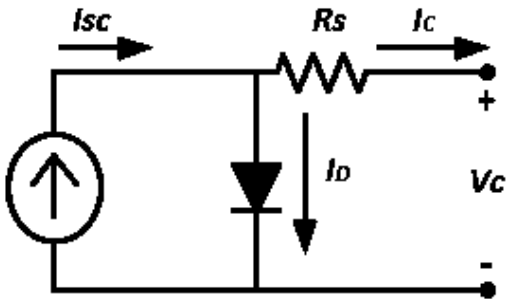
Además, se tiene,

$$I_D = I_o \left( e^{\frac{V_C + I_C R_s}{nV_T}} - 1 \right) \quad (3.2)$$



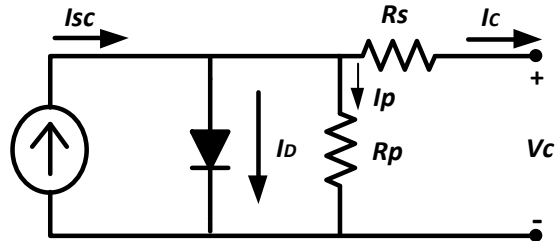
$$I_C = I_{sc} - I_o \left( e^{\frac{V_C}{nV_T}} - 1 \right)$$

a)



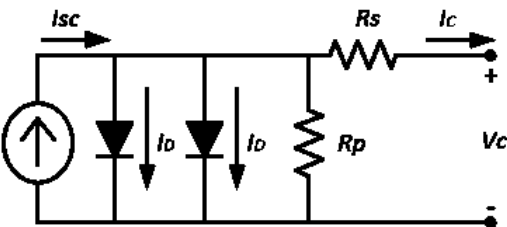
$$I_C = I_{sc} - I_o \left( e^{\frac{V_C + I_C R_s}{nV_T}} - 1 \right)$$

b)



$$I_C = I_{sc} - I_o \left( e^{\frac{V_C + I_C R_s}{nV_T}} - 1 \right) - \frac{V_C + I_C R_s}{R_p}$$

c)



$$I_C = I_{sc} - I_{o1} \left( e^{\frac{V_C + I_C R_s}{nV_T}} - 1 \right) - I_{o2} \left( e^{\frac{V_C + I_C R_s}{nV_T}} - 1 \right) - \frac{V_C + I_C R_s}{R_p}$$

d)

**Figura 3. 3.** Circuitos equivalentes y ecuaciones características para la celda fotovoltaica: a) modelo ideal, b) modelo simplificado, c) modelo estándar y d) modelo de dos diodos.

$$I_p = \frac{V_C + I_C R_s}{R_p} \quad (3.3)$$

$$V_T = \frac{kT_{ck}}{q} \quad (3.4)$$

en donde,

$I_C$  Corriente total de la celda, A

$I_p$  Corriente de corto circuito de la celda, A

$I_D$  Corriente de oscuridad, A

$I_{sh}$  Corriente que fluye por  $R_p$ , A

$V_C$  Voltaje de la celda, V

$I_o$  Corriente de saturación del diodo, A

$V_T$  Voltaje térmico, V

$q$  Constante de carga del electrón

$k$  Constante de Boltzman

$n$  Factor de idealidad del diodo

$T_{ck}$  Temperatura de la celda, °K

$R_s$  Resistencia en serie de la celda

$R_p$  Resistencia en paralelo de la celda

Por lo tanto, la corriente total a través de la celda correspondiente a la figura 3.2(c) se define como (Muljadi et al., 2013),

$$I_C = I_{sc} - I_o \left( e^{\frac{(V_C + I_C R_s)}{nV_T}} - 1 \right) - \frac{V_C + I_C R_s}{R_p} \quad (3.5)$$



### 3.1.3. Modelado del módulo fotovoltaico

Para modelar un módulo fotovoltaico se toman algunas consideraciones. Por ejemplo, se considera que las características de corriente y voltaje de cada celda del módulo son iguales, lo que asegura que la expresión exponencial (3.2) puede escalarse de forma lineal basada en las conexiones serie y paralelo de las celdas, ya que los parámetros contenidos en la expresión  $e^{\frac{V_c + I_c R_s}{nV_T}}$  serán los mismos para cada celda (Castaner Luis, 2002). Teniendo en cuenta que en una conexión en serie de celdas fotovoltaicas los voltajes se suman y una conexión en paralelo las corrientes se suman, por lo tanto, se pueden aplicar las siguientes relaciones (Muljadi et al., 2013),

$$\begin{aligned}I_M &= N_p I_c \\I_{scM} &= N_p I_{sc} \\V_M &= N_s V_c \\V_{ocM} &= N_s V_{oc} \\R_{sM} &= \frac{N_s}{N_p} R_s \\R_{pM} &= \frac{N_s}{N_p} R_p\end{aligned}\tag{3.6}$$

en donde,

$I_M$  Corriente generada por el módulo, A

$I_{scM}$  Corriente de corto circuito del módulo, V

$V_M$  Voltaje del módulo, V

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

$R_{sM}$  Resistencia serie del módulo,  $\Omega$

$R_{pM}$  Resistencia en paralelo del módulo,  $\Omega$

$N_s$  Número de celdas en serie

$N_p$  Número de cadenas de celdas en paralelo

Al sustituir (3.6) en (3.5) se tiene,

$$I_M = I_{scM} - N_p I_o \left( e^{\frac{(V_M + I_M R_{sM})}{N_s n V_T}} - 1 \right) - \frac{V_M + I_M R_{sM}}{R_{pM}} \quad (3.7)$$

### 3.1.4. Modelo del arreglo fotovoltaico

De manera análoga la capacidad del generador fotovoltaico depende del número de módulos fotovoltaicos conectados en serie para formar una cadena, así como del número de cadenas de módulos conectadas en paralelo. La ecuación característica del generador requiere especificar tanto el número de módulos en serie  $N_{sM}$  como el número de cadenas de módulos en paralelo  $N_{pM}$ . Las siguientes expresiones definen las dimensiones del arreglo fotovoltaico (Castaner Luis, 2002),

$$\begin{aligned} N_{sM} &= \text{round} \left( \frac{V_{CD}}{V_M} \right) \\ P_{cad} &= N_{sM} P_{nM} \\ N_{pM} &= \text{round} \left( \frac{P_D}{P_{cad}} \right) \end{aligned} \quad (3.8)$$

en donde,

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

$N_{pM}$  Número de cadenas de módulos conectados en paralelo

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

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

$P_{cad}$  Potencia de una cadena de módulos

$P_{nM}$  Potencia nominal del módulo

$P_D$  Potencia deseada del generador fotovoltaico

Una vez definido el arreglo serie-paralelo de módulos, es posible escalar la ecuación característica del módulo (3.7) para modelar el comportamiento del generador fotovoltaico.

De manera similar a las ecuaciones obtenidas en (3.6), se definen las siguientes expresiones para determinar la ecuación característica del GFV (Castaner Luis, 2002),

$$\begin{aligned}
 I_{scG} &= I_{scM} N_{pM} \\
 V_{ocG} &= V_{ocM} N_{sM} \\
 P_{Gn} &= N_{sM} N_{pM} P_{nM}
 \end{aligned}
 \tag{3.9}$$

en donde,

$I_{scG}$  Corriente de corto circuito del generador

$V_{ocG}$  Voltaje de circuito abierto del generador

$P_{Gn}$  Potencia del generador fotovoltaico

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 básicamente el número de cadenas de módulos en paralelo,

$$\begin{aligned}
 N_{sG} &= N_s N_{sM} \\
 N_{pG} &= N_{pM}
 \end{aligned}
 \tag{3.10}$$

Teniendo en cuenta las expresiones anteriores y utilizando la ecuación característica del módulo fotovoltaico, es posible encontrar la ecuación característica que rige el modelo del generador fotovoltaico,

$$I_G = I_{scG} - N_{pG} I_o \left( e^{\frac{(V_G + I_G R_{sG})}{N_{sG} n V_T}} - 1 \right) - \frac{V_G + I_G R_{sG}}{R_{pG}}
 \tag{3.11}$$

### 3.1.5. Obtención de los parámetros a partir de la hoja de datos

En este trabajo de tesis se implementa el modelo del módulo fotovoltaico de la Figura 3.3 (c) y su ecuación característica (3.11). El siguiente paso es ajustar los parámetros faltantes del modelo de módulo fotovoltaico, considerando que sólo es posible obtener estos

datos en condiciones estándar proporcionados por los fabricantes de paneles solares. Los datos disponibles que aparecen en la hoja de datos de los módulos fotovoltaicos en condiciones de prueba estándar son los siguientes (Nicola Femia et al, 2013):

- Voltaje en circuito abierto en condiciones estándar,  $V_{oc,STC}$
- Coeficiente de temperatura/voltaje en circuito abierto,  $\alpha_V = \left. \frac{dV_{oc}}{dT} \right|_{STC}$
- Corriente en corto circuito en condiciones estándar,  $I_{sc,STC}$
- Coeficiente de temperatura/corriente de corto circuito,  $\alpha_I = \left. \frac{dI_{sc}}{dT} \right|_{STC}$
- Voltaje y corriente en el punto de potencia máxima,  $I_{MPP,STC}$  y  $V_{MPP,STC}$

La disponibilidad del conjunto de datos mencionados permite determinar los valores de cinco incógnitas para el caso del modelo definido en (3.11). Los parámetros por calcular son  $I_{sc}$ ,  $I_o$ ,  $n$ ,  $R_s$  y  $R_p$ . Para encontrar los valores de dichos parámetros es necesario considerar que los valores de voltaje encontrados en la hoja de datos se dividen previamente por el número de celdas  $N_s$  conectadas en serie que forman el módulo fotovoltaico. Se asume que la corriente de corto circuito  $I_{sc}$  en la fuente de corriente es igual a la corriente de corto circuito del diodo en condiciones estándar  $I_{sc,STC}$ , de tal manera que,

$$I_{scG} = I_{sc,STC} \quad (3.12)$$

La literatura utiliza dos enfoques para la solución del siguiente parámetro  $I_o$ , el primero considera que la resistencia  $R_{pG}$  es tan grande que se desprecia, y el segundo enfoque incluye dicha resistencia. En este trabajo se utiliza el primer enfoque que facilita el análisis y los cálculos para la obtención de los parámetros, por lo tanto, se considera el modelo de la Figura 3.3 (b) y su ecuación característica modelada a nivel de generador fotovoltaico se define como,

$$I_G = I_{scG} - N_{pG} \cdot I_o \left( e^{\frac{(V_G + I_G R_{sG})}{N_{sG} n V_T}} - 1 \right) \quad (3.13)$$

Una vez obtenida la ecuación que define el modelo del generador que incluye sólo  $R_{sG}$ , el parámetro  $I_o$  se determina al resolver (3.13) para las condiciones de circuito abierto con  $I_G = 0$ ,  $V_G = V_{ocG,STC}$ , el cual se define (Nicola Femia et al, 2013),

$$I_o = \frac{I_{scG}}{N_{pG} \cdot \left[ e^{\frac{V_{ocG,STC}}{N_{sG} \cdot n \cdot V_T} - 1} \right]} \quad (3.14)$$

Las resistencias  $R_{sG}$  y  $R_{pG}$  forman un conjunto de ecuaciones implícitas no lineales que requieren de un método numérico tipo Newton-Raphson para encontrar la solución y determinar los valores de dichas resistencias. Las resistencias  $R_{sG}$  y  $R_{pG}$  en términos de los datos de punto de máxima potencia (MPP) se definen como (Nicola Femia et al, 2013),

$$R_{sG} = \frac{N_{sG} n V_{T,STC} \ln \left( 1 - \frac{I_{MPP,STC}}{I_{scG}} \right) + V_{oc,STC} - V_{MPP,STC}}{I_{MPP,STC}} \quad (3.15)$$

$$R_{pG} = \frac{V_{MPP,STC} + I_{MPP,STC} \cdot R_{sG}}{I_{scG} - I_{MPP,STC} - I_{o,STC} \cdot \left( e^{\frac{V_{MPP,STC} + I_{MPP,STC} \cdot R_{sG}}{N_{sG} n V_{T,STC}}} - 1 \right)} \quad (3.16)$$

en donde,

$V_{T,STC}$  = Voltaje térmico de la celda a temperatura estándar (fabricante)

El factor de idealidad del diodo  $n$  toma valores entre 1 y 2 para celdas que son amorfas que se modelan con la expresión matemática de una sola exponencial. Por otra parte, es recomendable utilizar un valor de 2 para celdas policristalinas (Zhao *et al*, 2009). La exactitud del modelo de la celda fotovoltaica puede mejorarse si se varía  $n$  en valores dentro de su rango. De igual forma,  $n$  también puede calcularse (Nicola Femia et al, 2013), o seleccionar un valor arbitrario entre 1 y 2 y después modificarlo con el objetivo de ajustar el modelo de la celda fotovoltaica. En este trabajo de tesis se determinó por simulación para el módulo fotovoltaico IUSASOL-250W, un valor de  $n = 1.05$ .

### 3.1.6. Modelo dependiente de la temperatura

La temperatura tiene un efecto significativo en el valor de voltaje en circuito abierto, por lo tanto, es importante modelar la celda fotovoltaica considerando la dependencia a la temperatura. La temperatura en la celda se define como (Nicola Femia et al, 2013),

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot G \quad (3.17)$$

en donde,

$T_c$  Temperatura de la celda, °C

$T_a$  Temperatura ambiente, °C

$NOCT$  Temperatura de la celda a operación nominal

$G$  Irradiancia,  $W/m^2$

La temperatura por lo general cambia muy lentamente, por lo que se puede considerar como constante con respecto a la variación a la que se puede exponer el nivel de radiación durante un día. Pero a medida que aumenta la temperatura en las celdas, el voltaje del material semiconductor en la celda disminuye, por lo tanto, el voltaje a través de la celda se ve disminuido. La temperatura NOCT (Nominal Operation Cell Temperature) se define como la temperatura que alcanzan las celdas en circuito abierto de un módulo fotovoltaico bajo las siguientes condiciones (Nicola Femia et al, 2013): la irradiación en la superficie de la celda de  $G = 800 W/m^2$ , la temperatura del aire  $T_a = 20^\circ C$ , velocidad del viento igual a 1m/s.

La corriente de corto circuito del generador fotovoltaico con dependencia de la irradiancia se define como (Nicola Femia et al, 2013),

$$I_{sc,Gt} = \frac{I_{sc,STC}}{G_{STC}} \cdot G + \alpha_I(T_c - T_{STC}) \quad (3.18)$$

El voltaje de circuito abierto dependiente de la temperatura para el generador fotovoltaico se expresa con,

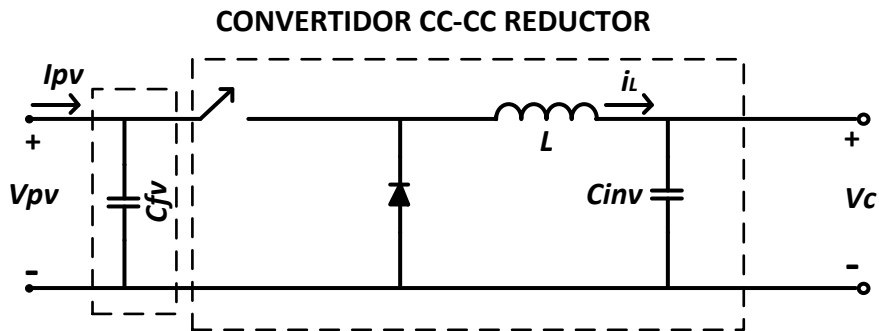
$$V_{oc,Gt} = V_{oc,STC} + (\alpha_V)(T_c - T_{STC}) + \frac{kT_c}{q} \ln\left(\frac{I_{sc,Gt}}{I_{sc,STC}}\right) \quad (3.19)$$

Los parámetros  $G_{STC}$  y  $T_{STC}$  de las expresiones (3.18) y (3.19) se definen como: el valor estándar de irradiación solar igual a  $1000 \text{ W/m}^2$  y la temperatura de referencia de la celda o temperatura estándar igual a  $25^\circ\text{C}$ .

### 3.2. Convertidor de CC-CC reductor

El convertidor de CC-CC reductor se utiliza para el seguimiento del punto de máxima potencia. Este convertidor puede considerarse como el equivalente de un transformador de CA con una relación de vueltas que varía en forma continua. Este convertidor presenta la topología más básica para los convertidores de cc-cc y su eficiencia está en función del ciclo de trabajo  $D$ . Bien pudiera utilizarse el convertidor Boost pero tiene la desventaja de que su máximo voltaje de salida está limitado por la resistencia del bobinado (Salinas & Domínguez, 2005).

En la Figura 3.4 se muestran los elementos básicos que componen un convertidor CC-CC reductor (Buck). Las señales de entrada son la corriente y voltaje fotovoltaicos generadas por el arreglo FV. El capacitor  $C_{fv}$  sirve de enlace para conectar el arreglo fotovoltaico con el convertidor y además para suavizar la corriente  $I_{pv}$ . Por otra parte, el voltaje en el capacitor  $C_{fv}$  se controla por medio del convertidor CC-CC para obtener el seguimiento del máximo punto de potencia. Esto es posible lograrlo mediante la creación de un voltaje de referencia que alimenta a un control PI el cual genera señales de conmutación que forzan al voltaje del arreglo fotovoltaico a seguir el voltaje de referencia.



**Figura 3. 4.** Modelo simplificado de un convertidor de CC-CC reductor.

El objetivo de este circuito es producir una salida puramente de CC agregando el filtro pasabajas al circuito básico de este convertidor. Este convertidor reductor CC-CC puede conectarse a una carga de CC de bajo voltaje o a un banco de baterías desde un alto voltaje de un arreglo fotovoltaico. Comúnmente se usan convertidores reductores en reguladores que requieren un rango de reducción de voltaje alto y baja transferencia de potencia debido a su topología simple con simplicidad de control y menor número de componentes y sin aislamiento. La mayoría de convertidores reductores CC-CC se utilizan para la carga de baterías, el seguimiento MPP para maximizar la potencia de salida obtenida del arreglo fotovoltaico conectados a la red eléctrica (Baharudin *et al*, 2017).

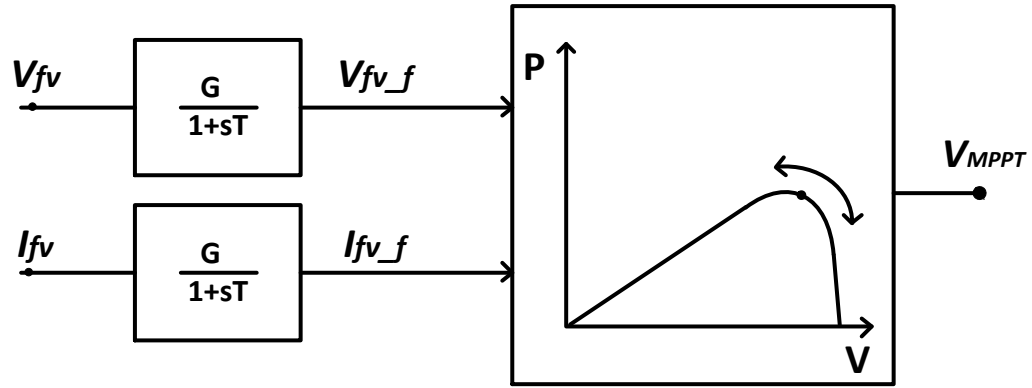
La selección del convertidor CC-CC depende de la disposición de los paneles fotovoltaicos en conexión en serie o paralelo. El convertidor CC-CC reductor es el más apropiado para arreglos fotovoltaicos conectados en serie, mientras que el convertidor CC-CC elevador (Boost) funciona satisfactoriamente con arreglos fotovoltaicos en paralelo.

En este trabajo de tesis, se utiliza el convertidor reductor debido a que el arreglo fotovoltaico está conectado en serie.

### **3.2.1. Seguimiento del punto máximo de potencia**

La Figura 3.5 muestra la implementación del diagrama de bloques para el seguimiento del punto máximo de potencia (MPPT). La corriente  $I_{fv}$  y voltaje de salida  $V_{fv}$  del arreglo fotovoltaico pasan a través de un filtro pasa-bajas de primer orden para filtrar los componentes de alta frecuencia de estas señales. Una vez filtradas las señales ( $I_{fv}$  e  $V_{fv}$ ) entran al bloque de control MPPT que utiliza el algoritmo de seguimiento de “Perturbar y Observar” y, además, es el que se utiliza en esta tesis. Es muy utilizado debido a su simplicidad de funcionamiento y se basa en el siguiente criterio: si el voltaje de operación  $V_{fv}$  del arreglo fotovoltaico se perturba en cierta dirección y la potencia extraída del mismo se incrementa significa que el punto de operación se ha movido hacia el punto de potencia máxima (MPP), el voltaje de operación deberá perturbarse en la misma dirección, de otra forma si la potencia extraída del arreglo fotovoltaico disminuye, el punto de operación se ha movido en dirección opuesta de la ubicación del punto de potencia máxima (MPP), así, el voltaje de operación deberá ser perturbado en dirección contraria a la que se tenía.





**Figura 3. 5.** Sistema de control para el seguimiento del punto de máxima potencia

Una vez que se tiene en cuenta las consideraciones anteriores, el MPPT genera una señal de voltaje de referencia ( $V_{MPPT}$ ) con la cual se fuerza al arreglo fotovoltaico a operar con dicho valor de voltaje.

### 3.2.2. Control del convertidor de CC-CC reductor

La diferencia entre el voltaje medido de salida del arreglo fotovoltaico  $V_{fv}$  y el voltaje de referencia  $V_{MPPT}$  generado en la Figura 3.5 genera un error  $e$  que se utiliza como señal de entrada de un control Proporcional-Integral (PI), como se muestra en la Figura 3.6 (Kalbat, 2013). La salida del control PI ( $V_{control}$ ) alimenta al comparador del esquema de conmutación PWM.

La acción del bloque de control PI es mejorar el amortiguamiento y reducir el máximo sobre impulso de la señal generada entre la diferencia del voltaje medido de salida del arreglo fotovoltaico  $V_{fv}$  y el voltaje de referencia  $V_{MPPT}$ , eliminar el error de estado estable y filtrar ruidos de alta frecuencia. La función de transferencia del controlador PI se define como (Castillo Lázaro, 2015),

$$\frac{V_{control}(S)}{E(S)} = K_p \left( 1 + \frac{1}{T_i S} \right) \quad (3.20)$$

en donde,

$K_p$  representa la ganancia proporcional

$T_i$  constante de tiempo integral

$E(S)$  error

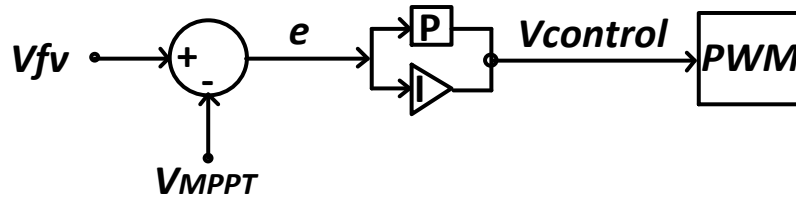


Figura 3. 6. Modelo de control del convertidor de CC-CC.

### 3.3. Inversor trifásico

Con la finalidad de acoplar un sistema fotovoltaico con la red eléctrica, la potencia de salida de CC del convertidor de CC-CC reductor debe ser convertida a potencia de CA y esto se logra mediante el inversor trifásico. En este trabajo de tesis se implementa un inversor trifásico de dos niveles con control PWM. La Figura 3.7 describe el diagrama esquemático del inversor trifásico.

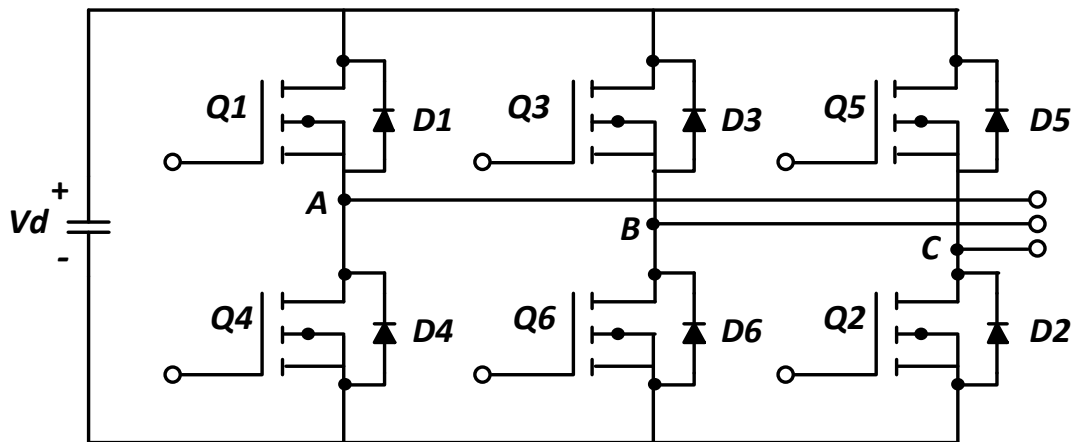


Figura 3. 7. Diagrama esquemático del inversor trifásico.

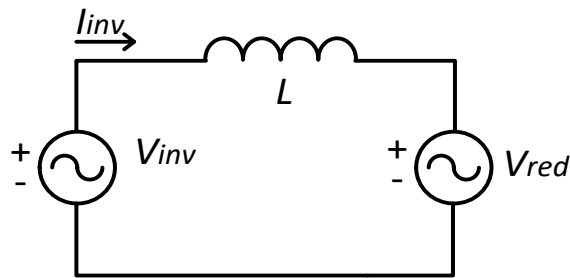
#### 3.3.1. Sistema de control

En esta tesis se implementa un sistema de control muy simple para el inversor trifásico. La idea básica se basa en controlar el flujo de potencia activa mediante el ángulo de carga  $\delta$  entre el voltaje en terminales del inversor y la red eléctrica, mientras que la potencia reactiva se regula mediante el control de la magnitud del voltaje de salida del inversor. La Figura 3.8 describe el circuito equivalente y el diagrama fasorial a frecuencia fundamental del inversor.

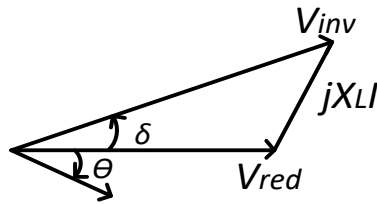
Las expresiones de la potencia activa y reactiva que provee el inversor a la red son,

$$P = \frac{V_{red}V_{inv}}{X_L} \text{sen}(\delta) \quad (3.21)$$

$$Q = \frac{V_{red}}{X_L} (V_{inv} \cos(\delta) - V_{red}) \quad (3.22)$$



a)

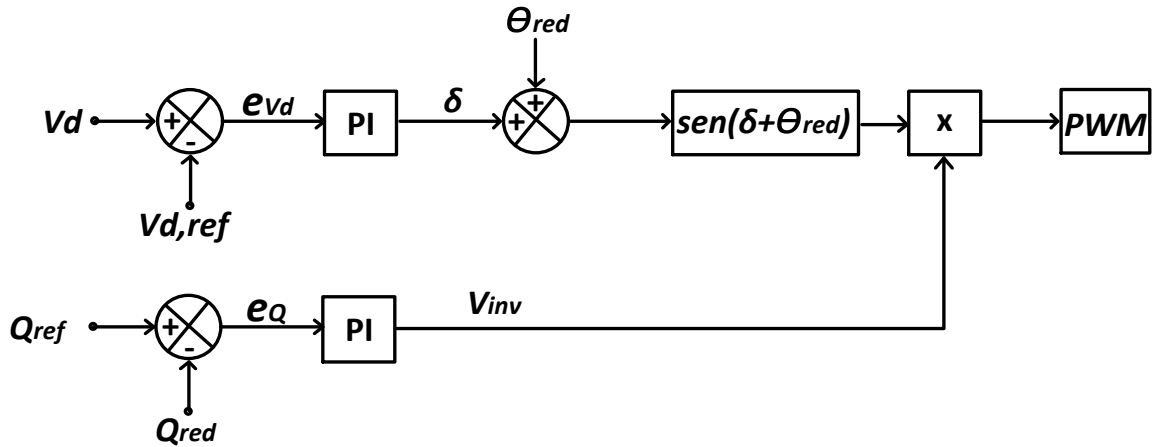


b)

**Figura 3. 8.** Ángulo de carga entre el voltaje en terminales del inversor y la red eléctrica. a) circuito equivalente y b) diagrama fasorial.

en donde  $X_L = 2\pi fL$ . Se puede apreciar que el control de la potencia activa y reactiva se realiza mediante el control del ángulo de carga y el voltaje en terminales del inversor, respectivamente.

La Figura 3.9 presenta el diagrama de bloques del sistema de control del inversor trifásico



**Figura 3. 9.** Estructura del diagrama de control del inversor trifásico acoplado a la red.

### 3.3.1.1 Control del voltaje en el bus de CC

En el bus de CC existe un capacitor, en el cual la corriente promedio de entrada debe ser cero. La regulación del bus de CC a un valor constante se logra mediante el balance de la potencia activa que entra y sale del bus de CC. Por lo tanto, para mantener el bus de CC constante, la potencia de entrada y salida al bus de CC son iguales.

En la Figura 3.9 se puede apreciar que el controlador del inversor trifásico regula la potencia activa de salida del inversor mediante el control del voltaje en el bus de CC. El voltaje actual en el bus de CC se mide y compara con el voltaje de referencia  $V_{d,ref}$ . Este error se alimenta al controlador PI y se obtiene el ángulo de carga  $\delta$ . El ángulo de fase de salida del inversor se obtiene sumando el ángulo de fase de la red  $\theta_{red}$  al ángulo de carga  $\delta$ .

La función de transferencia del control PI para regular el voltaje en el bus de CC con base al diagrama de bloques presentado en la Figura 3.9, es,

$$\frac{\delta(S)}{e_{Vd}(S)} = k_p \left( 1 + \frac{1}{T_i S} \right) \quad (3.23)$$

### 3.3.1.2 Control de la potencia reactiva

Como se muestra en la Figura 3.9, el controlador del inversor trifásico compensa la potencia reactiva  $Q_{red}$  y la compara con la referencia  $Q_{ref}$ , produciendo de esta forma un error de potencia reactiva  $e_Q$ . Este error alimenta a un controlador PI y la salida de este controlador es la magnitud del voltaje de salida  $V_{inv}$ . La función de transferencia de este controlador es,

$$\frac{V_{inv}(S)}{e_Q(S)} = k_p \left(1 + \frac{1}{T_i S}\right) \quad (3.24)$$

### 3.3.2. Filtro L

El inversor trifásico presenta a su salida un filtro L, con el cual se desea reducir la inyección de armónicos a la red eléctrica producidos por la alta frecuencia de conmutación de los IGBTs.

El diseño del filtro inductivo se realizó mediante la Ecuación siguiente (Huang et al, 2013),

$$L = \frac{1}{8} \frac{V_{CD}}{\Delta \hat{I}_L f_s} \quad (3.25)$$

en donde

$V_{CD}$  Voltaje en el bus de CD

$\Delta \hat{I}_L$  Corriente de rizado en el inductor

$f_s$  Frecuencia de conmutación

Por otra parte, la corriente de rizado del inductor se define como,

$$\Delta \hat{I}_L = \alpha * I_{inv}$$

en donde

$\alpha$  Relación de rizado de la corriente

$I_{inv}$  Inom corriente nominal del inversor

Los cálculos realizados para obtener el valor del inductor se presentan en el Apéndice (B).

### **3.4. Transformador**

Para que el sistema fotovoltaico se pueda conectar a la red de distribución se utiliza el transformador de acoplamiento el cual actúa como aislante galvánico y se usa para ajustar el voltaje en el punto de acoplamiento si se requiere.

Los inversores utilizan tres métodos principales para el aislamiento galvánico: transformador de baja frecuencia, transformador de alta frecuencia e inversores sin transformador.

El método más utilizado para el aislamiento galvánico es usar el transformador convencional de baja frecuencia que funciona a frecuencia de la red, ya que, al controlar la corriente de CA de la red, se puede controlar la potencia que se alimenta a la red.

En este trabajo de investigación se utilizó un transformador trifásico convencional que funciona a frecuencia de la red (60 Hz) con una configuración estrella-estrella (230 V/24.9 kV). El lado de baja tensión del transformador está conectado al inversor, mientras que el lado de alta tensión se conecta a la red de distribución.

### **3.5. Red de distribución IEEE 34-nodos**

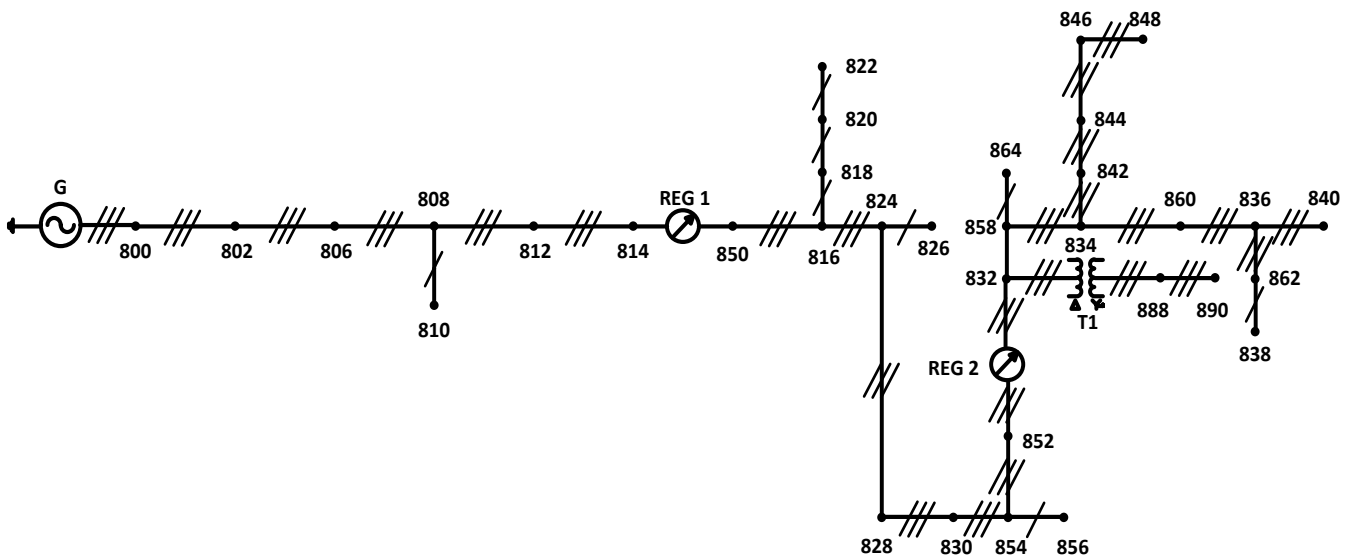
La red de distribución IEEE 34-nodos (Kersting, 2001) es un alimentador de prueba de tipo radial, tal como se muestra en la Figura 3.10. Es un sistema de distribución real ubicado en el estado de Arizona en los Estados Unidos, con un voltaje nominal de operación es de 24.9 kV a una frecuencia de 60 Hz y consta de 26 nodos trifásicos y 8 nodos monofásicos. El subcomité de análisis de distribución lo aprobó para adoptarlo un caso de prueba, ya que presenta ciertas características interesantes tales como:

- Líneas de distribución muy largas y con baja cargabilidad.
- Dos reguladores de voltaje trifásicos en línea para mantener los valores de voltajes nodales dentro de los límites permitidos.
- Un transformador que reduce el voltaje con una relación de 24.9 kV/4.16kV para una línea corta y, además, tiene dos nodos conectados al nivel de bajo voltaje.
- Cargas tanto trifásicas (balanceadas y desbalanceadas) como monofásicas, divididas en cargas puntuales y cargas distribuidas en la línea principal.
- Banco de capacitores en derivación, modelados como susceptancias constantes.

Debido a la longitud del alimentador y la presencia de cargas monofásicas se presenta desbalance de voltaje, siendo este un problema de calidad de la energía que es de interés estudiar con la presencia de generadores fotovoltaicos. Los datos detallados de las características del sistema se presentan en el Apéndice C.

El regulador de voltaje se simula con tres transformadores monofásicos conectados en estrella-estrella y cada uno de ellos con cambiador de tap (Santoso & Zheng Zhou, 2008). Cada cambio en los taps cambia el voltaje en un  $\frac{5}{8}\%$  ó 0.00625 pu. Por lo tanto, la relación de regulación efectiva es de

$$\alpha_R = 1 \pm \frac{N_2}{N_1} = 1 \pm 0.00625Tap \quad (3.26)$$



**Figura 3. 10.** Alimentador de prueba IEEE 34-nodos

La relación de vueltas efectiva para cada regulador debe satisfacer

$$0.9 < \alpha_R < 1.1 \quad (3.27)$$

en 32 pasos de  $\frac{0.625\%}{\text{paso}}$ .

Por su parte, las cargas de fase a tierra se simulan como cargas P-Q constantes. No se considera variabilidad de la frecuencia en la carga.

En esta tesis es de particular interés el poder analizar los peores escenarios que provocan el efecto de incremento del voltaje en las redes de distribución. En este sentido, es necesario poder incorporar en las simulaciones la posibilidad de reproducir un perfil de carga variable en cada una de las cargas del sistema de distribución. Por lo tanto, se implementan en PSCAD/EMTDC modelos de cargas variables mediante resistencias e inductancias monofásicas dependientes del voltaje y cuyos valores se actualizan en cada paso de integración.

La resistencia monofásica en cada fase se define como

$$R = \frac{V^2}{P_i} \quad (3.28)$$

en donde

$V$  Voltaje de fase medido en el nodo de conexión

$P_i$  Perfil de potencia activa por fase (leída desde un archivo)

La inductancia monofásica en cada fase se calcula con,

$$L = \frac{V^2}{(2\pi f)Q_i} \quad (3.29)$$

en donde

$Q_i$  Perfil de potencia reactiva (leída desde un archivo)

$f$  Frecuencia de la red

### **3.6. Simulación en PSCAD/EMTDC**

#### **3.6.1. Arreglo fotovoltaico**

El modelo del arreglo fotovoltaico que se utiliza en este trabajo de tesis se implementa en la plataforma de PSCAD/EMTDC. Los datos de entrada necesarios para



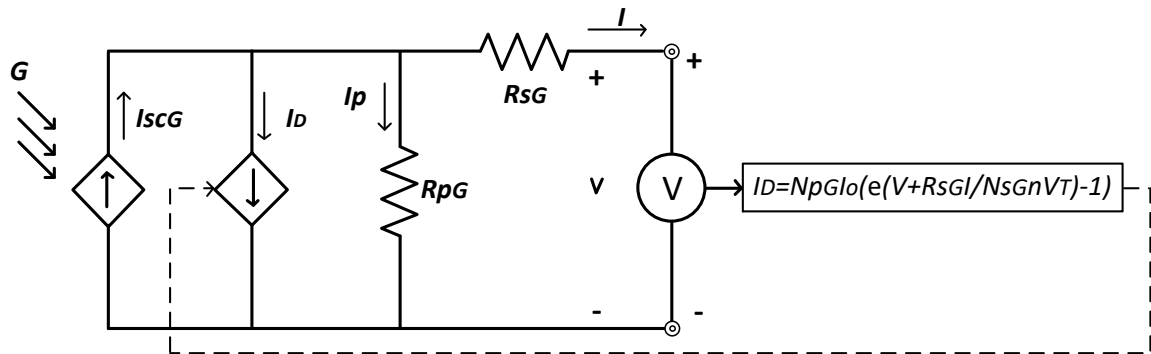
llevar a cabo la simulación en dicho ambiente son los valores de irradiancia y temperatura ambiente. Además, se alimenta la información proporcionada por el fabricante en la hoja de datos del módulo fotovoltaico (ver Apéndice A). Estos datos se resumen en la Tabla 3.1.

Los coeficientes de temperatura para voltaje de circuito abierto  $\alpha_V$  y corriente de corto circuito  $\alpha_I$  se usan para calcular la corriente de corto circuito  $I_{sc,Gt}$ , (3.18), y voltaje de circuito abierto  $V_{oc,Gt}$ , (3.19), los cuales se ven afectados por las condiciones ambientales que inciden sobre el módulo fotovoltaico. La corriente de oscuridad  $I_o$  se obtiene por medio de la ecuación (3.14), la cual se requiere para calcular la corriente del diodo  $I_D$  y que en PSCAD se simula como una fuente de corriente dependiente como muestra la Figura 3.11.

**TABLA 3. 1.** Parámetros de entrada requeridos para el modelo del generador fotovoltaico.

<b>Variable</b>	<b>Unidad</b>
$G$ , Irradiancia solar	$W/m^2$
$T_a$ , Temperatura ambiente	$^{\circ}C$
$I_{sc}$ , Corriente de corto circuito del módulo	A
$V_{oc}$ , Voltaje de circuito abierto del módulo	V
$P_{mpp}$ , Potencia en el máximo punto de potencia	W
$V_{mpp}$ , Voltaje en el máximo punto de potencia	V
$I_{mpp}$ , Corriente en el máximo punto de potencia	A
$\frac{\partial I_{sc}}{\partial T}$ , Coeficiente de temperatura para la corriente de corto circuito	$mA/^{\circ}C$
$\frac{\partial V_{oc}}{\partial T}$ , Coeficiente de temperatura para el voltaje de circuito abierto	$mV/^{\circ}C$
$NOCT$ , Temperatura de la celda a operación nominal	$^{\circ}C$
$N_{cell}$ , Número de celdas del módulo	
$N_s$ , Número de celdas en serie del módulo	
$N_p$ , Número de cadenas de celdas en paralelo	

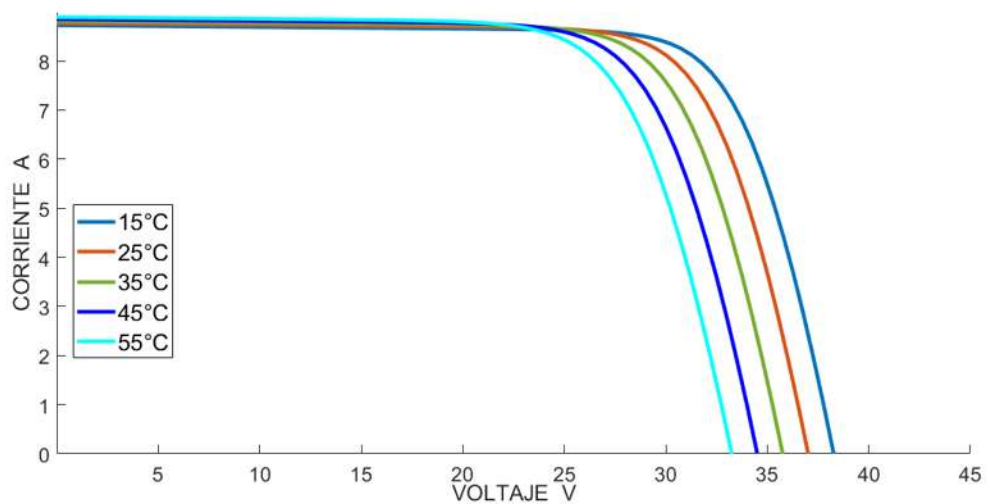
La Figura 3.11 muestra el arreglo del generador fotovoltaico implementado en PSCAD/EMTDC.



**Figura 3. 11.** Modelo del arreglo fotovoltaico implementado en PSCAD.

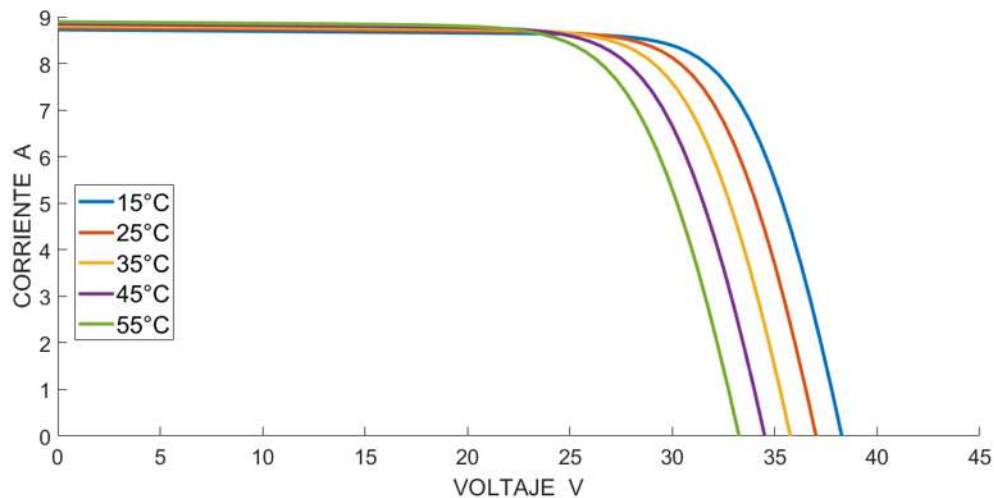
### 3.6.1.1. Validación del modelo del módulo fotovoltaico

En esta sección se presenta la comparación de las curvas características I-V del



**Figura 3. 12.** Curvas I-V proporcionadas por el fabricante del módulo fotovoltaico IUSASOL-250W para temperatura variable e irradiancia constante.

módulo fotovoltaico obtenidas en el programa de PSCAD y las curvas proporcionadas por el fabricante de la marca (IUSASOL, 2015) la cual se muestra en el Apéndice B. La Figura 3.12 muestra las curvas V-I del módulo fotovoltaico IUSASOL-250W para temperatura variable y una irradiancia constante proporcionadas por el fabricante en la hoja de datos. La Figura 3.13 presenta una familia de curvas obtenidas por medio de la simulación del arreglo fotovoltaico en el simulador de PSCAD utilizando los mismos valores de temperatura e irradiancia que utiliza el fabricante. La curva de referencia en ambas figuras es la que se obtiene de simular el GFV a una temperatura ambiente de 25°C y sirve para analizar el comportamiento del arreglo FV propuesto a distintos valores. Los resultados de simulación son similares a los proporcionados por el fabricante, pero llevar a cabo una comparación punto a punto no se puede realizar dado que el fabricante solo proporciona información gráfica y no una tabla con un conjunto de puntos que forman las curvas características. Sin embargo, el fabricante incluye en la hoja de datos información sobre valores del punto de máxima potencia para el voltaje de circuito abierto y corriente de corto circuito que pueden ser comparados de forma cuantitativa con la simulación.



**Figura 3. 13.** Curvas I-V generadas en PSCAD para el módulo fotovoltaico IUSASOL-250W para temperatura variable e irradiancia constante.

En la Tabla 3.2 se puede apreciar las diferencias encontradas entre los valores reportados por el fabricante y la simulación del módulo fotovoltaico IUSASOL 250W.

Se puede observar que el grado de error obtenido para cada una de las variables no supera el 0.3%, a excepción del voltaje de circuito abierto, debido al valor obtenido en la simulación. Estos resultados se obtuvieron al utilizar un factor de idealidad del diodo de  $n = 1.0505$ . Por lo tanto, se observa que los resultados son muy cercanos a los proporcionados por el fabricante.

**TABLA 3. 2.** Comparación entre datos del fabricante y resultados obtenidos por simulación para el módulo IUSASOL 250W.

VARIABLES	Datos del fabricante	Simulación	Error porcentual
$I_{sc}$	8.75	8.766	0.18%
$V_{oc}$	37.8	37.0156	2.075%
$I_{MPP}$	8.17	8.15	0.25%
$V_{MPP}$	30.6	30.6	0
$P_{MPP}$	250	249.39	0.24%

### 3.6.2. Simulación en PSCAD del generador fotovoltaico

La Figura 3.14 presenta el generador fotovoltaico simulado en PSCAD, incorporando la parte de potencia y la de control. El bloque personalizado contiene internamente el modelo de la celda fotovoltaica estándar de la Figura 3.3 (c) escalada a nivel de generador.

El generador fotovoltaico consta de varias etapas de potencia en su configuración. La primera etapa es el arreglo fotovoltaico que genera un nivel de voltaje elevado. El siguiente elemento es el capacitor de interfaz entre el arreglo fotovoltaico y el convertidor de CC-CC reductor. Este convertidor reduce el voltaje fotovoltaico para alimentar al inversor trifásico que convierte la señal de CC a CA pasando por una etapa de filtro L para suavizar el voltaje distorsionado del inversor trifásico. Este voltaje llega al lado primario del transformador que eleva el voltaje en el lado secundario para poder conectar a la red de distribución.

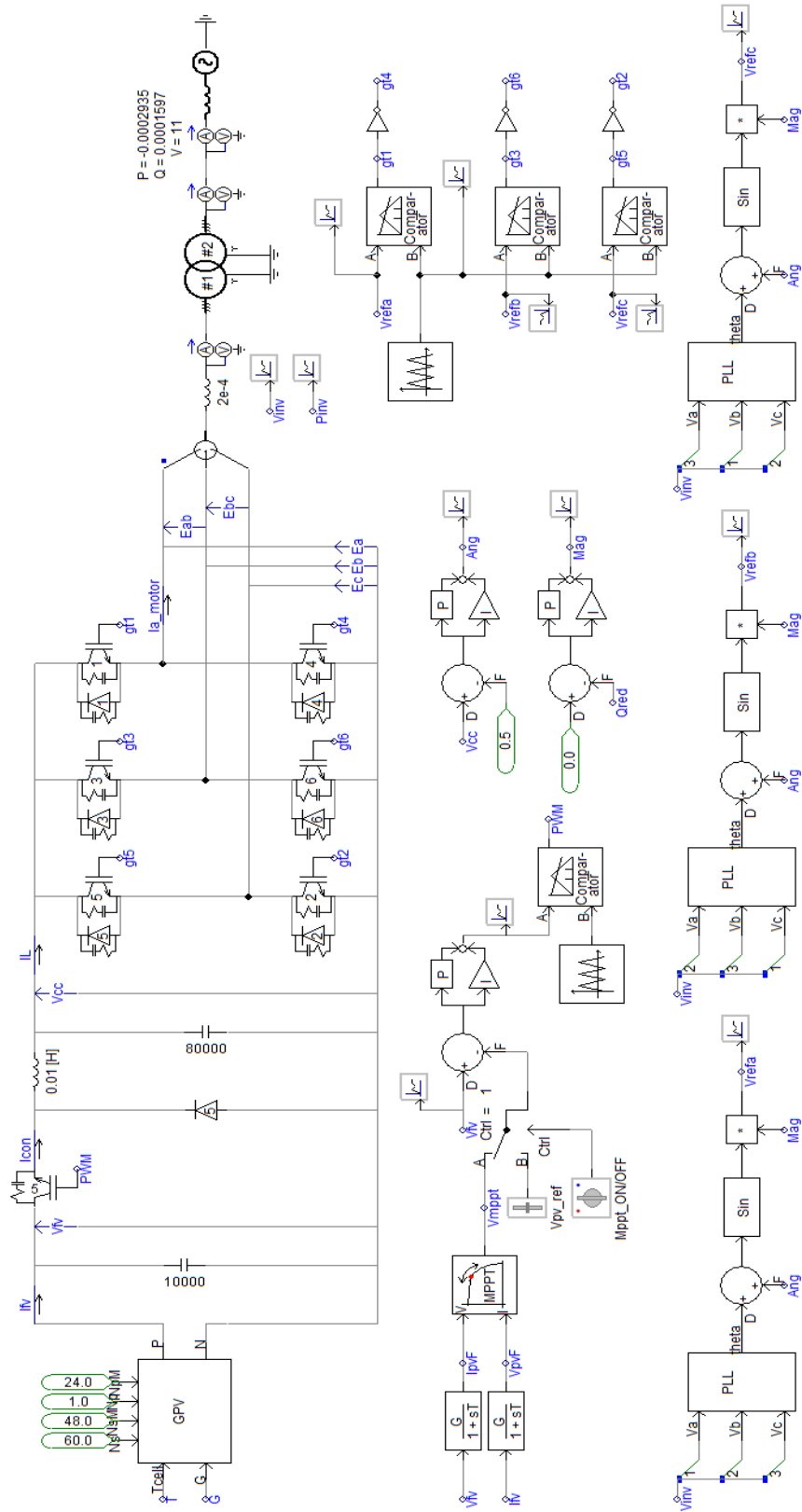


Figura 3. 14. Modelo del generador fotovoltaico simulado en PSCAD.

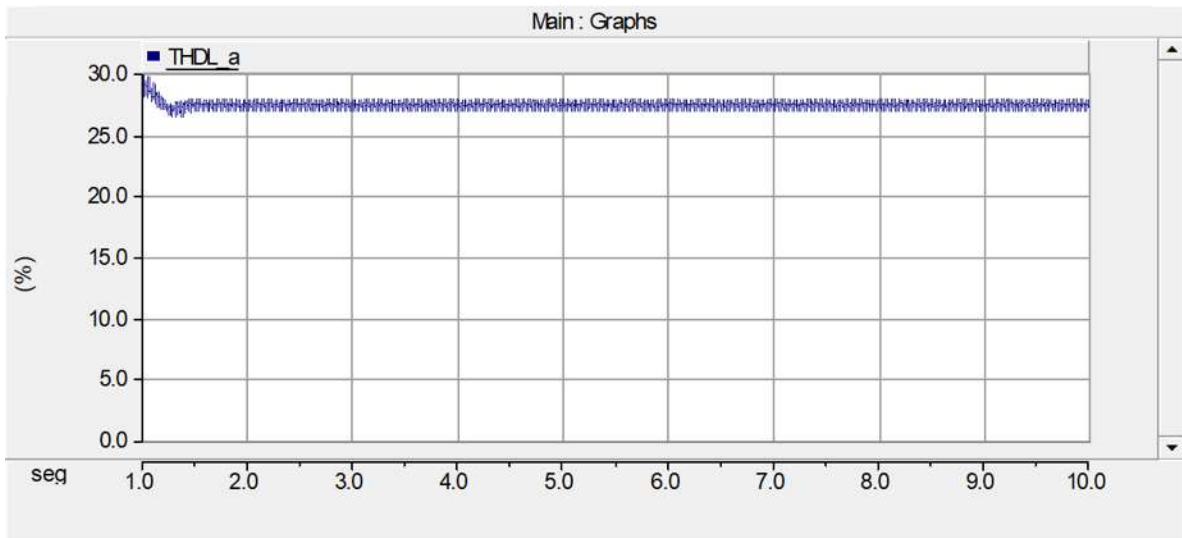
En la parte de control el voltaje y corriente fotovoltaica pasan por una etapa de filtrado para suavizar el rizado generado en el arreglo fotovoltaico. Las señales filtradas pasan al bloque MPPT para generar una señal de referencia  $V_{mpp}$  la cual se compara con el voltaje  $V_{FV}$ , produciendo una señal de error que entra al controlador PI, el cual genera una señal de salida que se compara con una señal triangular para generar el PWM del convertidor CC-CC que reduce el voltaje a su salida para alimentar al inversor trifásico. El inversor consta de dos controles PI. El primer control mantiene un voltaje constante  $V_{cc}$  en su terminal de entrada regulándolo en el capacitor de interfaz. El segundo control PI regula la potencia reactiva en el punto de acoplamiento común. Las señales de salida (Ang y Mag) de ambos controles PI participan en la generación del PWM del inversor trifásico.

El bloque PLL tiene como señal de entrada el voltaje de la red y sirve para encontrar el ángulo  $\theta$  de desfase de voltaje. La señal de salida de este bloque se compara con la señal Ang multiplicada por una señal senoidal y la señal Mag para generar un voltaje de referencia por fase, los cuales se comparan con una señal triangular para generar el PWM del inversor trifásico. Los datos de los parámetros del GFV se muestran en el Apéndice (D).

### **3.6.2.1. THD del voltaje y contenido armónico del generador fotovoltaico.**

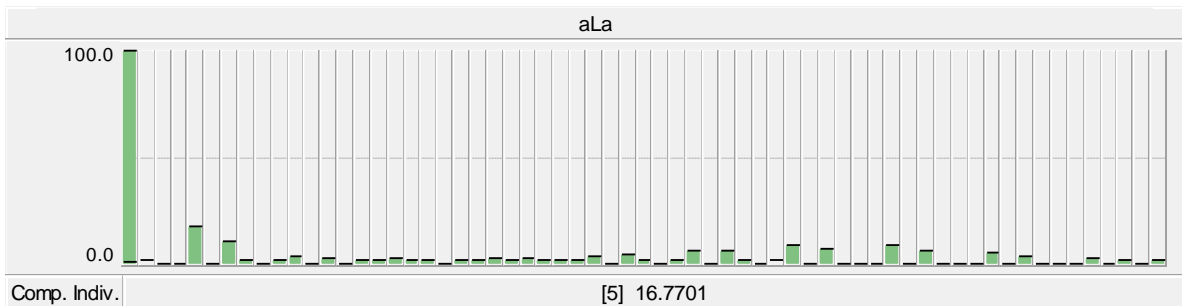
La distorsión armónica asociada al generador fotovoltaico se genera por la conmutación de sus convertidores de electrónica de potencia. Se mide el THD de voltaje a la salida del inversor trifásico y a la salida del filtro L para evaluar el nivel de distorsión y sus componentes armónicas que se inyectan a la red. La simulación se hace en un tiempo  $t=10$  segundos, el bloque para obtener el THDv y el contenido armónico se configura para que muestre un total de 63 componentes armónicas individuales.

En la Figura 3.15 se muestra el nivel de THDv a la salida del inversor trifásico donde se presenta un alto nivel de distorsión armónica, la cual no es conveniente que se inyecte a la red distribución. Por esta razón es conveniente aplicar una etapa de filtrado que sea capaz de reducir el nivel de THDv para cumplir con el estándar (IEEE Std 519, 2014).



**Figura 3. 15.** THDv a la salida del inversor trifásico.

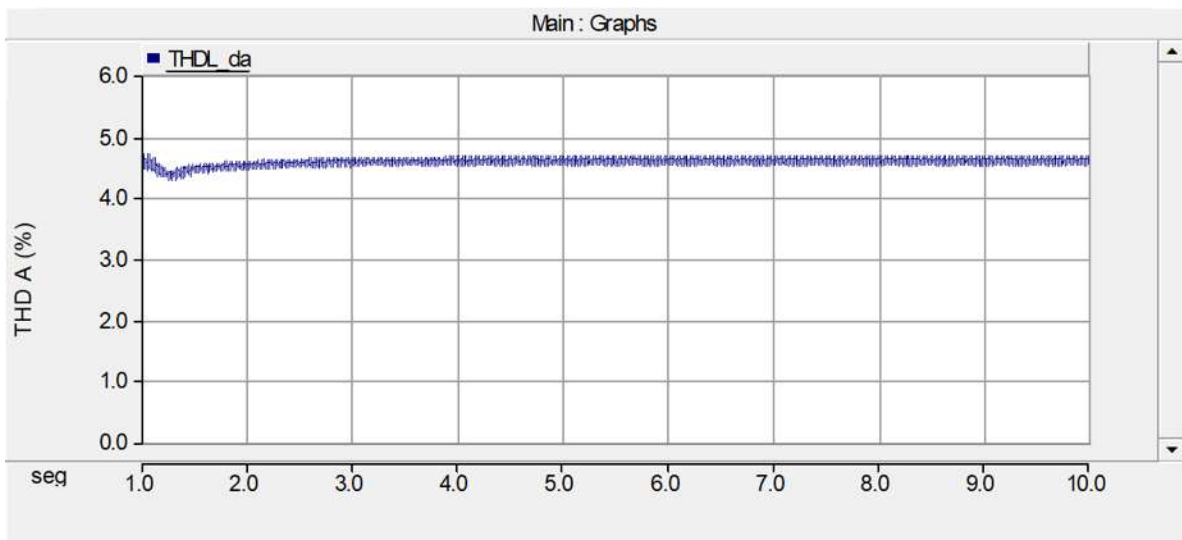
En la Figura 3.16. se muestra el contenido armónico del THDv del inversor trifásico. Se aprecian valores elevados principalmente en la quinta armónica con un valor de 16.77%.



**Figura 3. 16.** Distorsión armónica individual de voltaje del inversor trifásico.

Los resultados muestran la necesidad de incorporar un filtro L que reduzca los valores de THDv y de las componentes armónicas individuales. Estos valores se obtuvieron en la fase *a* con el objetivo de mostrar de forma simple el fenómeno presentado.

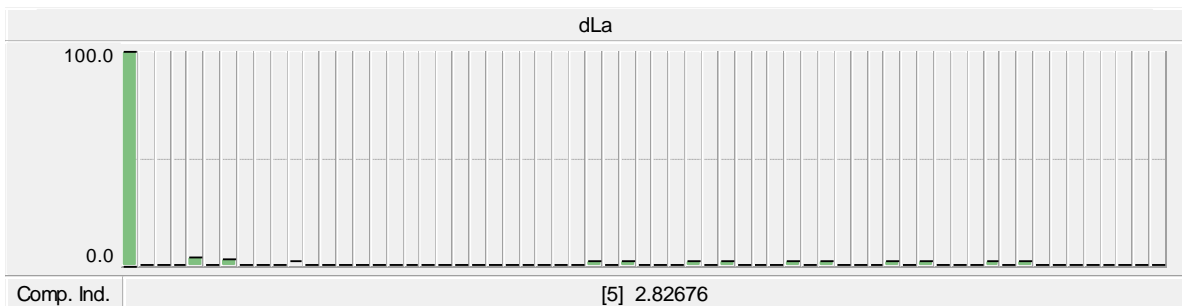
La Figura 3.17 muestra los resultados de la incorporación del filtro L que se conecta en serie con cada una de las fases y tiene un valor de  $2e-4$  H.



**Figura 3. 17.** THDv del inversor trifásico con filtro L.

Se aprecia claramente que el nivel de distorsión armónica del voltaje total se reduce favorablemente permaneciendo dentro del estándar IEEE 519. Por lo tanto, es posible la conexión a la red de distribución.

En la Figura 3.18 se observa como disminuye el valor de las componentes individuales del THDv donde la quinta armónica presenta un valor de 2.826%.

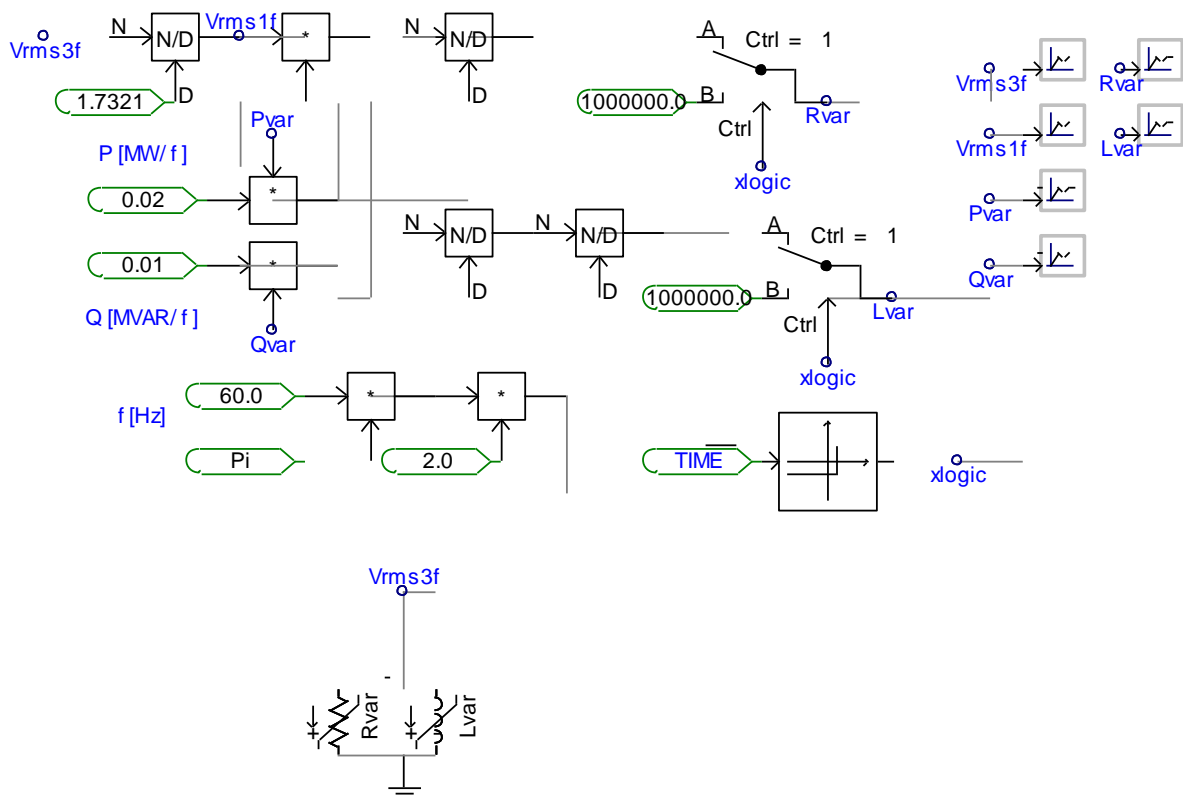


**Figura 3. 18.** Distorsión armónica individual de voltaje del inversor trifásico con filtro L.

### 3.6.3. Simulación en PSCAD/EMTDC de las cargas

La Figura 3.19 presenta la implementación de las cargas variables en PSCAD. Los valores calculados de resistencia e inductancia para cada carga monofásica se usan en un arreglo paralelo RL colocado en el nodo donde se ubica la carga.





**Figura 3. 19.** Diseño para simular una carga variable.

### 3.7. Sumario

En este capítulo se presentó el modelo de la celda fotovoltaica utilizado para formulación y análisis de un generador fotovoltaico, integrado por el arreglo de celdas y módulos de celdas fotovoltaicas en serie para la obtención de la potencia deseada. Se describieron las características eléctricas de un módulo fotovoltaico, así como la formulación para la obtención de parámetros a partir de la hoja de datos del fabricante. Se presentó el modelo dependiente de la temperatura de un módulo fotovoltaico.

Se describe la electrónica de potencia asociada con el arreglo fotovoltaico, utilizando el convertidor de CC-CC reductor como dispositivo para mantener un voltaje de CC a un valor deseado, por medio del seguimiento del máximo punto de potencia. El control que se utiliza para llevar a cabo este objetivo es mediante el bloque de control PI, el cual recibe una señal previamente filtrada por un filtro de primer orden pasa bajas.

Se menciona el inversor trifásico utilizado y conectado en las terminales de salida del convertidor de CD-CD, el cual está integrado por dos etapas de control. La primera etapa de control funciona para mantener un voltaje constante en la entrada del inversor y la segunda

etapa regula el flujo de potencia reactiva hacia la red, suministrando o demandando reactivos de acuerdo con el factor de potencia ajustado en el controlador.

Se muestra el diagrama unifilar de la red de distribución IEEE 34-nodos de prueba, así como sus características eléctricas, que se utilizará para la incorporación de generadores fotovoltaicos.

La simulación del modelo de generador fotovoltaico en el simulador de PSCAD, es presentada y se valida el modelo propuesto mediante las gráficas obtenidas con las gráficas proporcionadas por el fabricante de módulos IUSASOL-250W.

Se muestra la medición realizada en el inversor trifásico sin filtro para evaluar el nivel de THDv y el contenido armónico individual. Posteriormente se realiza la medición en el inversor trifásico con filtro L a fin de reducir el THDv y los valores de las componentes individuales de distorsión armónica. Se comparan resultados y verifica que el generador fotovoltaico cumple con el estándar para su conexión a la red de distribución.

Se presenta el cálculo realizado en el programa de PSCAD/EMTDC para la incorporación de cargas variables en la red de distribución IEEE 34-nodos.

## Capítulo 4.

### **Estudio de fenómenos de calidad de la energía**

En este capítulo se reporta el estudio realizado para determinar el impacto en la calidad de la energía debido a la alta penetración de generación fotovoltaica a la red de distribución IEEE 34-nodos. Se estudia dicha red de distribución en un ambiente de simulación de PSCAD. Se estudia el desbalance de voltaje en la red de distribución, perfil de voltaje, armónicos y el desempeño de los reguladores de voltaje para un nivel de penetración fotovoltaico de hasta un 154% de la carga total instalada.

A continuación, se enlistan los casos de estudio reportados en este capítulo:

- Caso Base. - Se resuelve la red IEEE 34-nodos sin incorporar generación fotovoltaica
- Caso A.- Se resuelve la red IEEE 34-nodos con presencia de penetración fotovoltaica de hasta un 154% de carga instalada. Además, se analizan escenarios de operación de los generadores fotovoltaicos con factor de potencia unitario, adelantado y atrasado. Los GFVs operan bajo condiciones ambientales invariantes de irradiancia y temperatura ambiente iguales a  $1000 W/m^2$  y  $25^{\circ}C$ , respectivamente. Las cargas de la red de distribución se mantienen constantes.
- Caso B.- Se simula una falla monofásica de fase a tierra en el nodo 808 de la red IEEE 34-nodos. Se analiza el impacto de la calidad de la energía durante la falla para la operación del generador fotovoltaico con un factor de potencia unitario.
- Caso C.- Se simula la red de distribución IEEE 34-nodos con carga variable, así como los generadores fotovoltaicos operando a condiciones ambientales variables y con factor de potencia unitario.

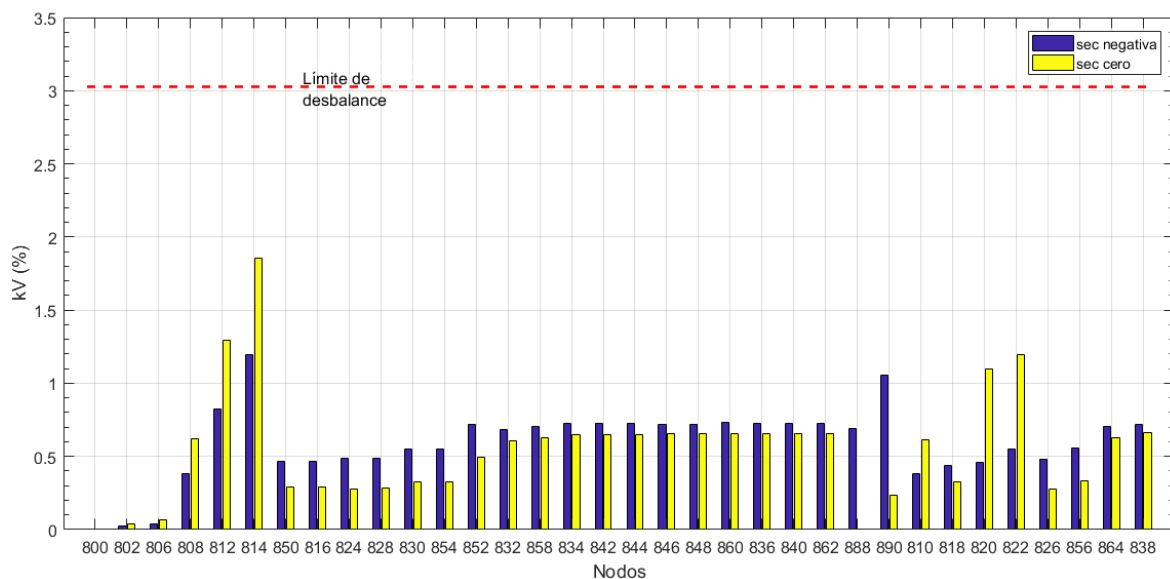
#### **4.1. Caso base**

La Tabla 4.1 reporta las potencias activas y reactivas en el alimentador y en los dos reguladores. Se puede apreciar que la fuente de alimentación suministra una potencia activa total de 2.05 MW y una potencia reactiva de 0.29 MVAR, mientras que los flujos de potencia a través de los dos reguladores son de 1.85 MW y 0.23 MVAR para el primer regulador, así como 1.48MW y 0.11 MVAR para el regulador dos. Además, se puede apreciar que el estado de los taps en cada fase para el regulador 1 y 2 es (13,5,5) y (12,13,13), respectivamente. El

desbalance de voltaje en la red de distribución provocado por la presencia de cargas monofásicas para el caso base se muestra en la Figura 4.1. En el Apéndice E se detalla el procedimiento empleado en este trabajo para determinar el desbalance de voltaje. La línea roja punteada, representa el límite máximo de desbalance para sistemas de distribución, el cual debe ser menor al 3%, según se establece en la norma (IEEE 1159, 2009). Se aprecia que el nodo 814 presenta el mayor desbalance, alcanzando casi el 2% utilizando la secuencia cero y aproximadamente 1.3% con la secuencia negativa, seguido del nodo 812 que presenta un valor cercano al 1.5 % con secuencia cero y cerca del 1% con la secuencia negativa.

**TABLA 4. 1.** Potencias en el alimentador y en los reguladores.

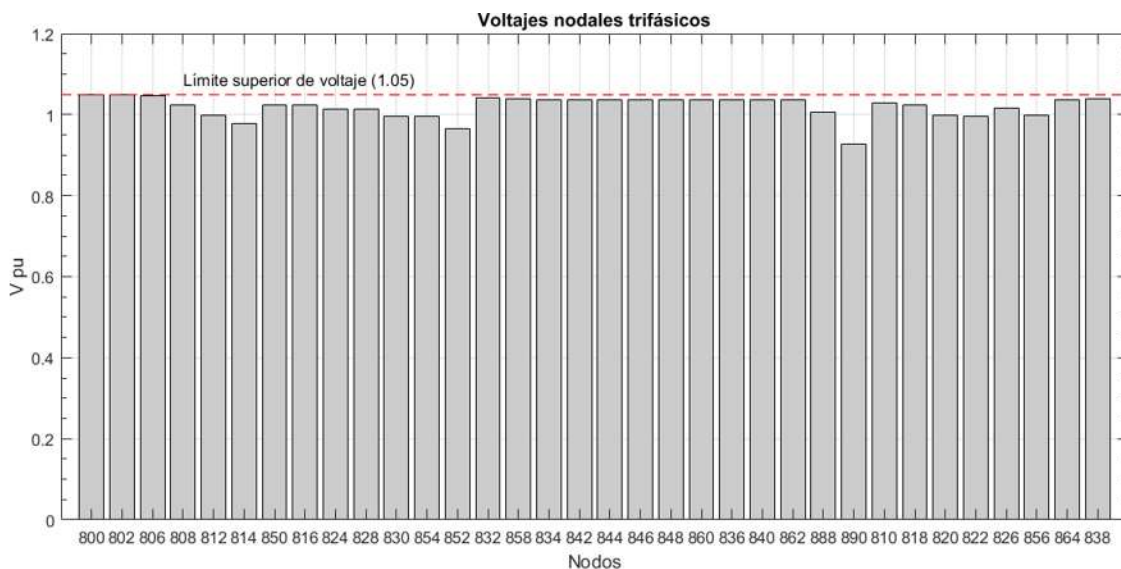
Secundario del transformador			Regulador 1					Regulador 2				
P (MW)	Q (MVAR)	FP ( $\frac{P}{S}$ )	P (MW)	Q (MVAR)	Tap A	Tap B	Tap C	P (MW)	Q (MVAR)	Tap A	Tap B	Tap C
2.0491	0.2858	0.99	1.8454	0.2262	13	5	5	1.4789	0.1067	12	13	13



**Figura 4. 1.** Desbalance de voltaje en la red IEEE34-nodos (caso base).

La Figura 4.2 muestra el perfil de voltajes rms nodales en pu del sistema de distribución. Se aprecia que en algunos nodos los valores de voltaje rms están por debajo del voltaje nominal (1.0 pu). Por ejemplo, la caída de voltaje rms que se aprecia del nodo 808 al 814 es por la carga monofásica existente en el nodo 808, por lo que el voltaje cae gradualmente. Sin embargo, entre el nodo 814 y 850 existe el primer regulador de voltaje en serie, el cual regula los voltajes nodales a partir del nodo 850. Sin embargo, las cargas monofásicas que existen a lo largo del alimentador y la longitud de las líneas provocan que caigan los voltajes en los nodos que se encuentran entre el regulador 1 (nodo 850) y el regulador 2 (nodo 852). Los voltajes nodales a partir del RV2 se compensan y se mantienen dentro del rango de operación para el cual está diseñado el regulador.

Se observa una caída importante en los nodos 888 y 890 los cuales son los únicos nodos de la red que operan al nivel del voltaje de 4.16 kV. Esta caída de tensión se origina por el desbalance de voltaje presente entre ambos nodos.



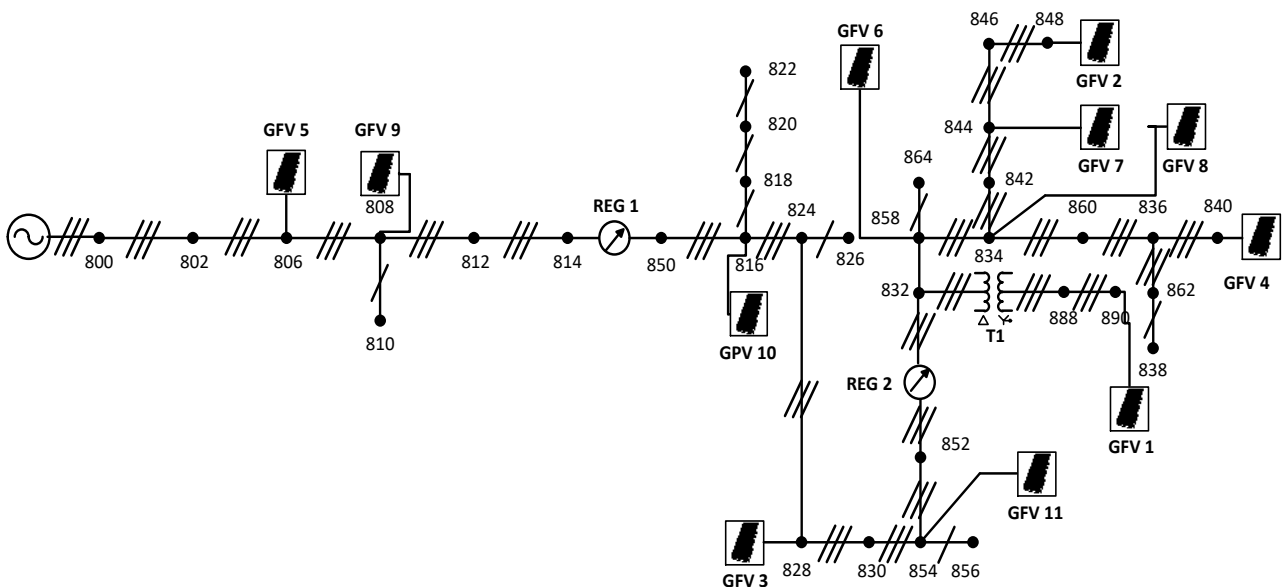
**Figura 4. 2.** Perfil de voltajes nodales de la red IEEE 34 nodos (caso base).

## 4.2. Caso A

En esta sección se estudia el desempeño de la red IEEE 34-nodos con la presencia de 11 generadores fotovoltaicos conectados en distintos nodos de la red. Cada generador fotovoltaico tiene una potencia nominal de 208kW.

Se conectan once generadores de la misma capacidad, de forma distribuida con el propósito de evaluar el impacto de estos en la red de distribución en términos de calidad de la energía, el desempeño de los reguladores de voltaje con cambiador de tap y flujos de potencia variando el factor de potencia de los generadores fotovoltaicos.

Se ha considerado conectar de manera distribuida 11 generadores fotovoltaicos que sean capaces de generar y suministrar una potencia equivalente al 154% de la carga total instalada. Esto con el fin de evaluar el incremento de voltaje nodal y compensar la demanda de potencia de forma local en los nodos con más caída de voltaje. Además, se analiza la mitigación del desbalance de la red con la incorporación de los sistemas fotovoltaicos, así como la propagación armónica a través de la red. Se tienen 24 nodos trifásicos que conforman el alimentador principal que opera a 24.9 kV y se incorporan 10 de los GFVs. Además, se incorpora un generador fotovoltaico en uno de los nodos con voltaje nominal de operación de 4.16 kV. La ubicación y secuencia como se conectan los GFV se muestra en la Figura 4.3, considerando que el primer generador conectado es el GFV1 y el último es el GFV11.



**Figura 4. 3.** Alimentador de prueba IEEE 34-nodos con presencia de 11 GFVs.

### 4.2.1 Reguladores y perfil del voltaje

Cada generador fotovoltaico está configurado para operar con un factor de potencia unitario, proporcionando a la red solo potencia activa. Se realizaron las simulaciones por separado conforme se conectaron GFVs y se extrajeron los resultados obtenidos que se muestran en la Tabla 4.2.

**TABLA 4. 2.** Potencias en el secundario y FP del transformador, reguladores y sus taps con presencia de 11 generadores fotovoltaicos con FP=1.0.

GPV No.	Secundario del transformador			Regulador 1					Regulador 2				
	P (MW)	Q (MVAR)	FP ( $\frac{P}{S}$ )	P (MW)	Q (MVAR)	Tap A	Tap B	Tap C	P (MW)	Q (MVAR)	Tap A	Tap B	Tap C
0	2.0491	0.2858	0.99	1.8454	0.2261	13	5	5	1.4789	0.1067	12	13	13
1	1.7544	0.2149	0.99	1.5869	0.1829	11	3	3	1.2464	0.0772	10	12	12
2	1.500	0.1830	0.99	1.3579	0.1718	9	1	1	1.0362	0.0750	10	11	10
3	1.2701	0.1659	0.99	1.1483	0.1692	8	0	0	1.0379	0.0736	10	11	9
4	1.0223	0.1464	0.98	0.9182	0.1654	5	0	0	0.8226	0.0764	8	8	6
5	0.8130	0.1458	0.98	0.9186	0.1652	5	0	0	0.8230	0.0762	8	8	6
6	0.5745	0.1346	0.97	0.6930	0.1641	3	-1	-2	0.6085	0.0808	7	5	5
7	0.3567	0.1171	0.95	0.4850	0.1520	2	-2	-3	0.4060	0.0736	7	5	3
8	0.1347	0.1123	0.76	0.2674	0.1533	1	-4	-4	0.1941	0.0763	5	3	2
9	-0.0803	0.1138	-0.57	0.2624	0.1558	0	-4	-5	0.1894	0.0790	4	3	2
10	-0.1102	0.1131	-0.69	0.0519	0.1557	0	-5	-6	0.1876	0.0804	2	3	2
11	-0.4950	0.1102	-0.97	-0.1530	0.1524	-1	-6	-7	0.1919	0.0775	2	3	2

Se aprecia que las potencias P y Q suministradas por la fuente de alimentación principal, así como los flujos de potencia a través de los dos reguladores de voltaje

disminuyen de forma no lineal en la medida que se agregan GFVs. La inyección de potencia activa a la red por parte de los sistemas fotovoltaicos también se refleja en la posición de los cambiadores de taps de los reguladores, los cuales también se ajustan debido a la elevación de voltaje en los nodos. Por lo tanto, los taps operan en límites inferiores hasta alcanzar valores negativos. Sin embargo, los taps no operan fuera de sus límites de operación  $\pm 16$ , lo que significa que los reguladores son capaces de elevar o reducir el voltaje en este rango. Si los taps operan fuera de sus límites ( $\pm 16$  *posicion de tap*) da como resultado un fenómeno que se conoce como “cambio de potencia inverso fuera de control” (Agalgaonkar, 2014) ya que los controles de los reguladores no son capaces de regular el sobrevoltaje causado por la inyección de potencia fotovoltaica.

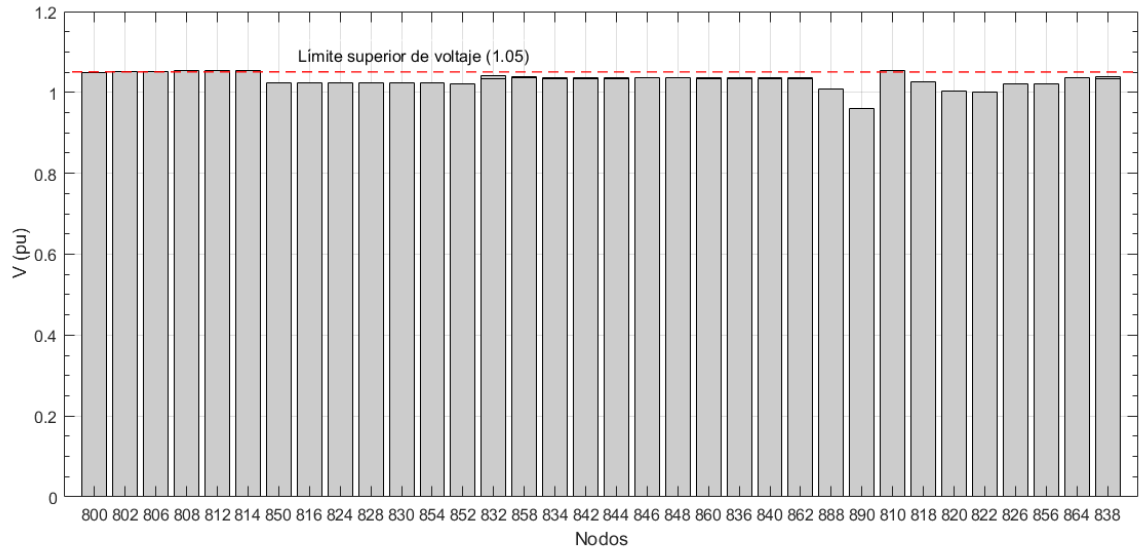
Esto resalta el impacto que tienen los GFVs con alta penetración de incorporación en la red de distribución y la necesidad de considerar un adecuado ajuste en los controles del regulador, así como en los controles del generador fotovoltaico para que sea capaz de inyectar o consumir potencia reactiva y lograr mantener perfiles de voltajes planos en los nodos regulados.

El flujo de potencia activa negativa que se observa en el secundario del transformador a partir de tener 9 GFVs conectados, muestra que la potencia entregada por los generadores fotovoltaicos fluye a través del mismo en sentido inverso.

Los valores negativos de los taps de los reguladores de voltaje indican que el regulador disminuye el voltaje en el nodo de control para contrarrestar el efecto de elevación de voltaje ocasionado por la presencia de los 5 GFVs que representan el 70.14% de la carga total instalada. Los 6 GFVs conectados a la red de distribución representan 84.2% de la carga total instalada. Por otra parte, el segundo regulador presenta valores mínimos en los taps (2,3,2) para el escenario de 11 GFVs.

La Figura 4.4 muestra el perfil de los voltajes nodales en pu sobre una base de 24.9 kV para nodos trifásicos y 4.16 kV para los dos nodos conectados de lado de bajo voltaje del





**Figura 4. 4.** Perfil de voltajes nodales para el caso de estudio A con 11 GFVs y FP=1.0.

transformador. Se aprecia como mejoran los voltajes en la red de distribución, pero en los nodos 806, 808, 810, 812 y 814 el voltaje nodal supera los límites de voltaje, como se muestra en la Tabla 4.3. El flujo de potencia inverso y la ausencia de un regulador de voltaje produce el aumento de los voltajes en dichos nodos.

**TABLA 4. 3.** Aumento de voltajes nodales por encima del límite superior de voltaje nominal con FP=1.0.

Nodo	800	802	806	808	810	812	814
Aumento de voltaje (pu)	0.0004	0.0004	0.0010	0.0038	0.0053	0.0080	0.0054

Para la operación de los generadores fotovoltaicos con FP en adelante, los controles en los inversores de los GFV se ajustan para que sean capaces de suministrar tanto potencia activa como potencia reactiva. Para un FP=0.98 adelantado, se tiene una inyección de reactivos de 0.0422 MVar por cada sistema FV, dando un total de potencia reactiva de

**TABLA 4. 4.** Valores de potencia y FP en el secundario del transformador, reguladores y sus taps con presencia de 11 generadores fotovoltaicos con FP=0.98(+).

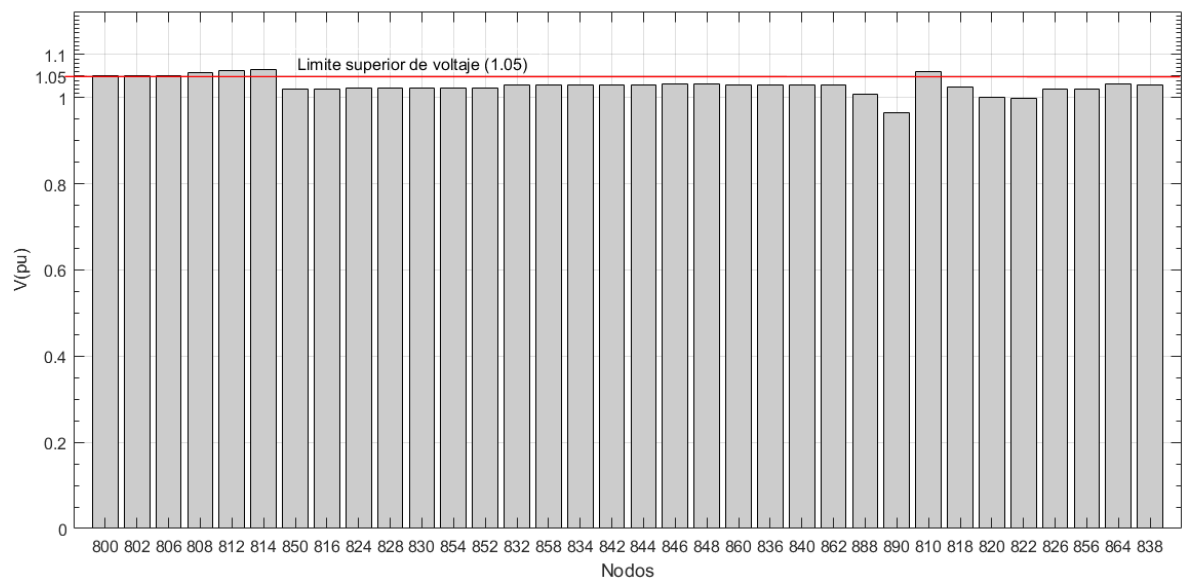
GPV No.	Secundario del transformador			Regulador 1					Regulador 2				
	P (MW)	Q (MVAR)	FP ( $\frac{P}{S}$ )	P (MW)	Q (MVAR)	Tap A	Tap B	Tap C	P (MW)	Q (MVAR)	Tap A	Tap B	Tap C
0	2.0491	0.2858	0.99	1.8454	0.2261	13	5	5	1.47893	0.1067	12	13	13
1	1.7502	0.1680	0.99	1.5840	0.1375	10	3	3	1.2437	0.0316	10	12	12
2	1.4924	0.0954	0.99	1.3525	0.0855	8	1	1	1.0314	-0.0113	9	11	9
3	1.2595	0.0373	0.99	1.1396	0.0436	6	0	0	1.0300	-0.0103	9	10	8
4	1.0101	-0.0221	0.99	0.9077	-0.0016	4	-1	-1	0.8125	-0.0482	7	6	5
5	0.80123	-0.0649	0.99	0.9082	-0.0018	4	-1	-1	0.8130	-0.0483	7	6	5
6	0.5800	-0.1276	0.97	0.6986	-0.0553	3	-2	-2	0.6130	-0.0965	7	5	4
7	0.3567	-0.1819	0.89	0.4836	-0.1029	1	-3	-4	0.4050	-0.1403	6	4	3
8	0.1315	-0.2286	0.49	0.2636	-0.1453	0	-5	-6	0.1888	-0.1795	2	3	1
9	-0.0786	-0.2691	-0.28	0.2632	-0.1433	0	-5	-6	0.1882	-0.1773	2	2	1
10	-0.2865	-0.3171	-0.67	0.0560	-0.1905	-2	-6	-8	0.1902	-0.1806	1	3	3
11	-0.4978	-0.3513	-0.81	-0.1574	-0.2255	-3	-8	-9	0.1854	-0.1750	1	2	1

0.4642 MVar inyectada a la red cuando operan 11 generadores fotovoltaicos. El ajuste de los controles del inversor se logra sintonizando las ganancias del control PI (ganancia proporcional  $K_p$  y constante de tiempo integral  $T_i$ ) mediante el segundo método de Ziegler-Nichols de oscilaciones sostenidas (ver Apéndice F). Los resultados de las simulaciones se muestran en la Tabla 4.4, en donde se presenta los resultados de las potencias P y Q en el secundario del transformador y los reguladores. Como se puede observar en el secundario del transformador principal, el flujo de potencia activa fluye en sentido inverso a partir de conectar 9 GFVs que equivalen a 126.25% de la carga total instalada similar al caso con FP=1.0 aunque el valor de la potencia es distinto, pero no pasa lo mismo con la potencia reactiva, ya que esta fluye a través de este a partir de que se conectan 4GFVs, dando como

resultado el flujo de ambas potencias en sentido inverso hacia el secundario del transformador.

El flujo de potencia reactiva a través del RV1 en sentido inverso fluye con 4GFVs conectados ya que sus taps *b* y *c* reducen el voltaje desde el GFV3 conectado y la potencia activa fluye solo hasta que se conecta el GFV11. En el RV2 se observa un flujo de potencia reactiva en sentido inverso a partir de la conexión del tercer generador fotovoltaico GFV3 debido al mayor número de GFVs conectados delante de este regulador, así como la potencia disminuye y los taps también no alcanzan valores negativos.

La Figura 4.5 describe el perfil de voltajes nodales con presencia de los 11 generadores fotovoltaicos operando con  $FP=0.98$  adelantado. Se puede apreciar que a partir



**Figura 4. 5.** Perfil de voltajes nodales para el caso de estudio A con 11GFVs y  $FP=0.98(+)$

del nodo 850 se tiene un perfil de voltajes casi plano y por debajo del límite superior de voltaje nominal.

Tradicionalmente los reguladores de voltaje están diseñados para regular el voltaje en un solo sentido y no son capaces de regular voltaje detrás de ellos. Por lo tanto, la inyección de potencias *P* y *Q* con *FP* en adelante de los dos GFVs (GFV5 y GFV9)

conectados entre la fuente principal y el RV1 (nodos 806 y 808)) eleva los voltajes en los nodos de esa sección por encima de los límites operativos de voltaje nominal.

Los voltajes pertenecientes a los dos nodos trifásicos conectados a 4.16 kV (888 y 890) presentan un ligero incremento de voltaje comparado con el caso base, la diferencia es de 0.0022 pu para el nodo 888 y 0.0378 pu para el nodo 890. La Tabla 4.5 presenta el aumento de voltaje en los nodos que rebasan el límite superior de operación de voltaje nominal. Se puede apreciar que el nodo 814 presenta el mayor aumento de voltaje por encima del límite superior.

**TABLA 4. 5.** Aumento de voltajes nodales por encima del límite superior de voltaje nominal con FP=0.98(+)

Nodo	800	802	806	808	810	812	814
Aumento de voltaje (pu)	0.0	0.00065	0.00111	0.007	0.010	0.012	0.0166

Por último, se analiza el comportamiento de la potencia en el secundario del transformador operando con generadores fotovoltaicos con FP=0.98 atrasado conectados a lo largo del alimentador. Los resultados de la simulación se muestran en la Tabla 4.6. Se observa que la potencia activa fluye en sentido inverso a través del alimentador cuando se conectan 9 GFVs, pero a medida que se conectan generadores en el alimentador este suministra más potencia reactiva hacia la red, la cual es demandada por los propios GFVs. La presencia de taps negativos en las fases *b* y *c* cuando se conectan 7 GFVs se debe a la reducción de voltaje que realizan los taps cuando se tienen 6 GFVs. En el segundo regulador RV2, los taps muestran una reducción en su posición a medida que se conectan GFVs pero no se alcanzan valores negativos en su posición.

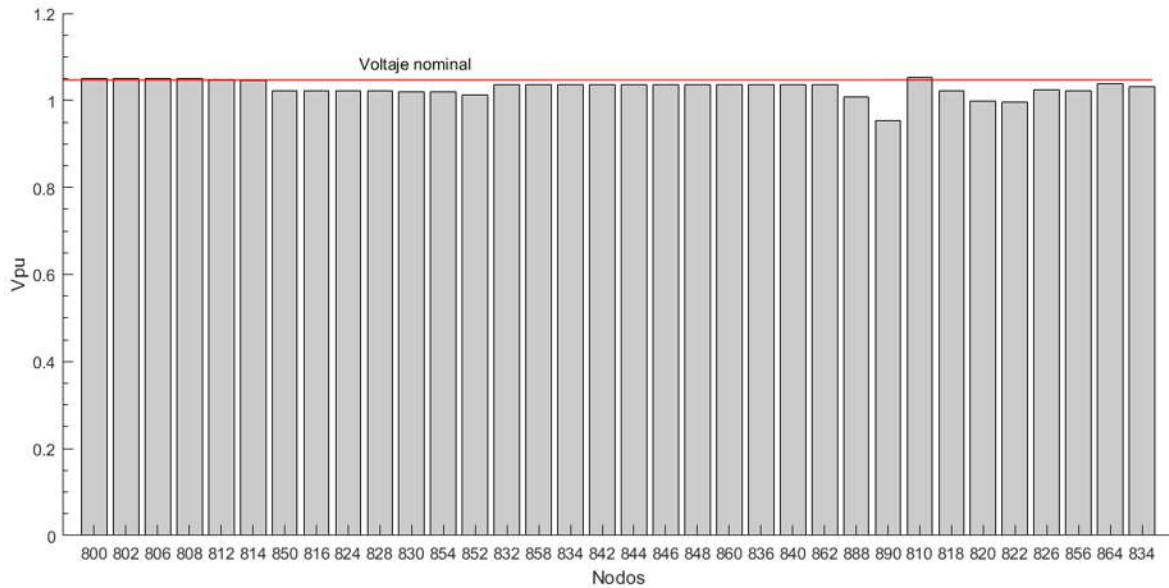
La Figura 4.6 muestra el aumento en los voltajes nodales, en donde la mayoría de los nodos se aproximan al límite superior del voltaje nominal sin sobrepasar el límite como en los casos con FP=1.0 y FP=0.98(+). Por lo tanto, se puede concluir que la inyección de potencia activa hacia la red y la demanda de potencia reactiva por parte de los GFVs permite a los generadores fotovoltaicos regular el voltaje en los nodos donde están conectados,

evitando la elevación de voltaje, así como también, los reguladores son capaces de operar y regular el voltaje a través del alimentador, logrando así el mejor perfil de voltajes. Se aprecia

**TABLA 4. 6.** Potencias y FP en el secundario del transformador, reguladores y sus taps con presencia de 11 generadores fotovoltaicos con FP=0.98 atrasado.

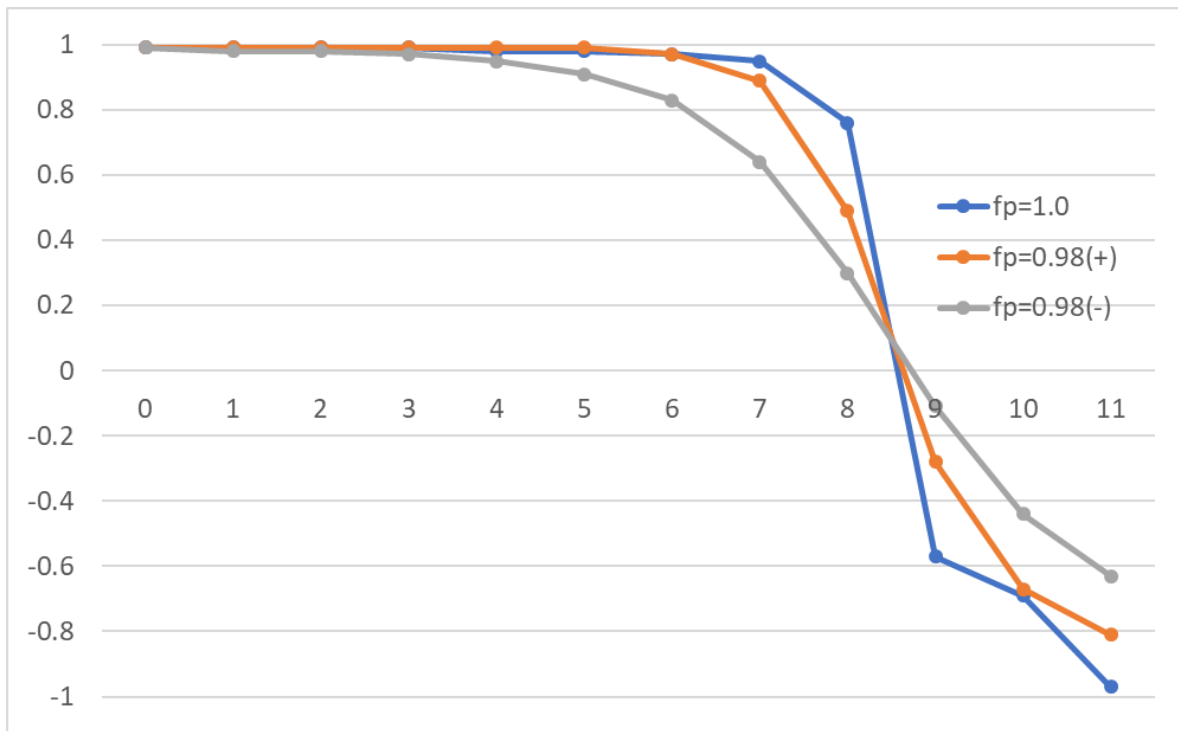
GPV No.	Secundario del transformador			Regulador 1					Regulador 2				
	P (MW)	Q (MVAR)	FP ( $\frac{P}{S}$ )	P (MW)	Q (MVAR)	Tap A	Tap B	Tap C	P (MW)	Q (MVAR)	Tap A	Tap B	Tap C
0	2.0491	0.2858	0.99	1.8454	0.2261	13	5	5	1.4790	0.1067	12	13	13
1	1.7567	0.2646	0.98	1.5880	0.2317	11	3	3	1.2470	0.1252	10	13	11
2	1.5125	0.2735	0.98	1.3626	0.2614	9	2	2	1.0400	0.1638	10	11	10
3	1.2757	0.3001	0.97	1.1515	0.3019	8	1	1	1.0399	0.1639	9	11	10
4	1.0369	0.3206	0.95	0.9290	0.3358	6	0	0	0.8314	0.2040	9	10	8
5	0.8283	0.3625	0.91	0.9299	0.3358	6	0	0	0.8322	0.2037	10	9	8
6	0.5876	0.3938	0.83	0.7017	0.3776	5	0	0	0.6145	0.2517	6	6	5
7	0.3630	0.4258	0.64	0.4850	0.4160	3	-1	-2	0.4080	0.2932	6	5	4
8	0.1478	0.4609	0.30	0.2745	0.4550	2	-2	-3	0.1975	0.3342	5	4	3
9	-0.0600	0.5007	-0.11	0.2770	0.4530	2	-2	-3	0.1999	0.3325	5	4	3
10	-0.2690	0.5429	-0.44	0.0674	0.4948	1	-3	-5	0.1995	0.3330	5	4	4
11	-0.4770	0.5875	-0.63	-0.1430	0.5378	0	-4	-6	0.1978	0.3343	4	3	4

que los nodos que violaron el límite superior de operación en los casos anteriores, ahora se mantienen en el límite.



**Figura 4. 6.** Perfil de voltajes nodales para el caso A con 11 GFVs y FP atrasado.

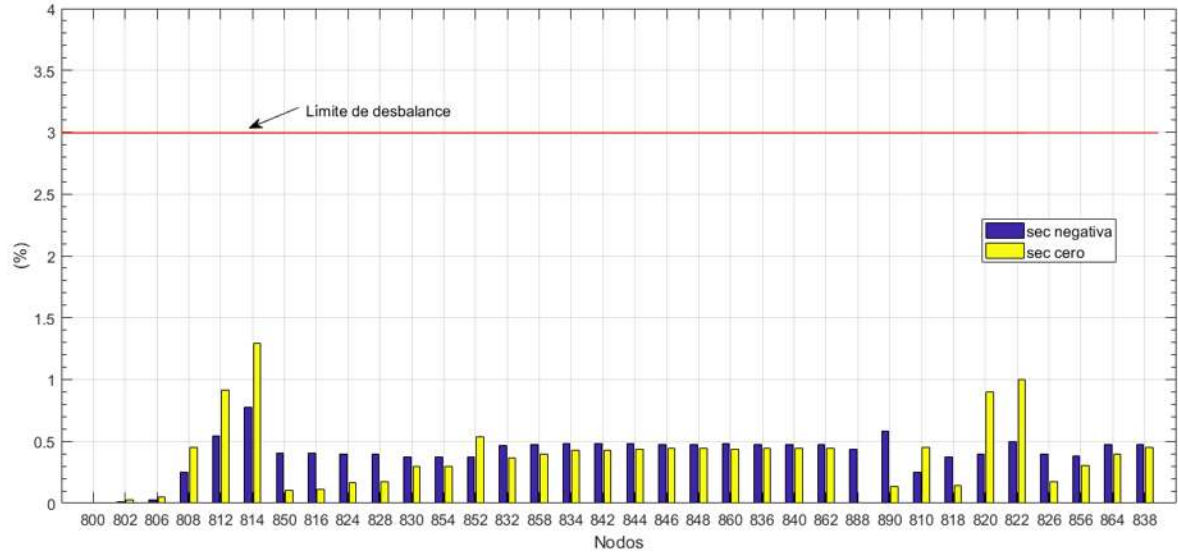
Respecto al factor de potencia medido en el secundario del transformador para cada escenario de FP en los GFVs y mostrado en las Tablas 4.2, 4.4 y 4.6, se presenta la siguiente gráfica mostrada en la Figura 4.7, donde se observa el comportamiento del FP en relación a los GFVs conectados. Se observa que el FP en el secundario del transformador logra mantenerse en valores aceptables cuando se tienen hasta 8 GFVs, después de esto cae rápidamente y comienza a tomar valores de FP en atraso que aumentan a medida que se conectan GFVs. Cuando se operan los GFVs con FP en adelante, el FP en el secundario del transformador se comporta de manera similar al caso con FP unitario, pero sus valores no caen drásticamente como en el caso previo. El caso que reduce más pronto los valores de FP en el secundario del transformador es con los GFV operando en atraso.



**Figura 4. 7.** Comportamiento del FP en el secundario del transformador con presencia de los 11 GFVs operando a distintos valores de FP.

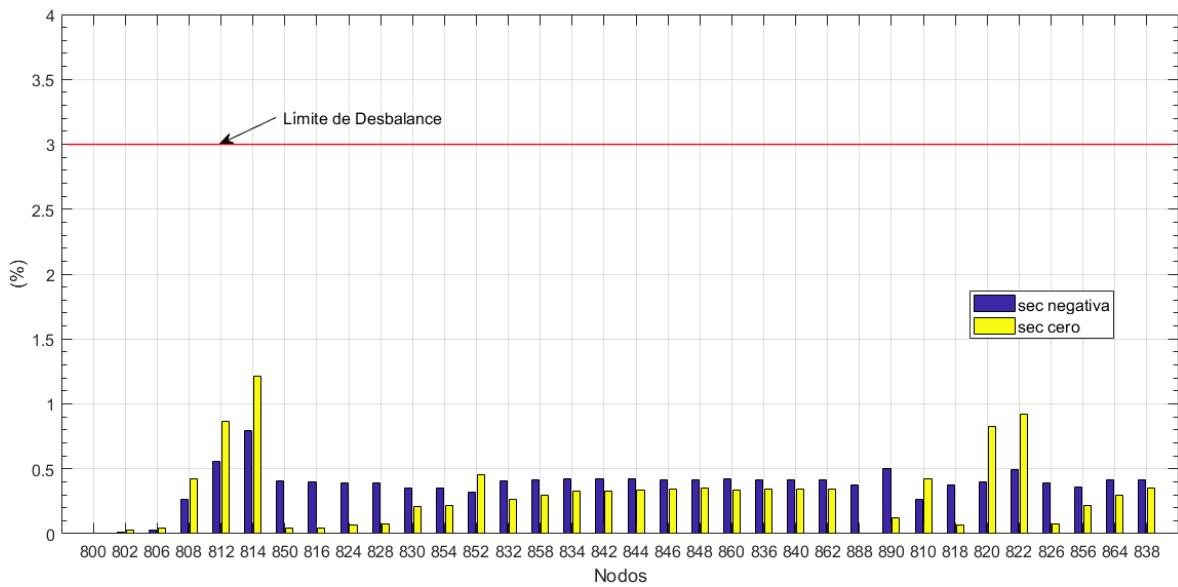
#### 4.2.2 Desbalance de voltaje

La Figura 4.8 reporta los resultados obtenidos en términos de desbalance de voltaje en cada uno de los nodos del sistema eléctrico con presencia de generadores fotovoltaicos operando con FP=1.0 Se puede apreciar una disminución de aproximadamente 0.5% de desbalance comparando con el caso base. Se corrobora nuevamente que el nodo 814 presenta la mayor presencia de desbalance (ver Figura 4.8).



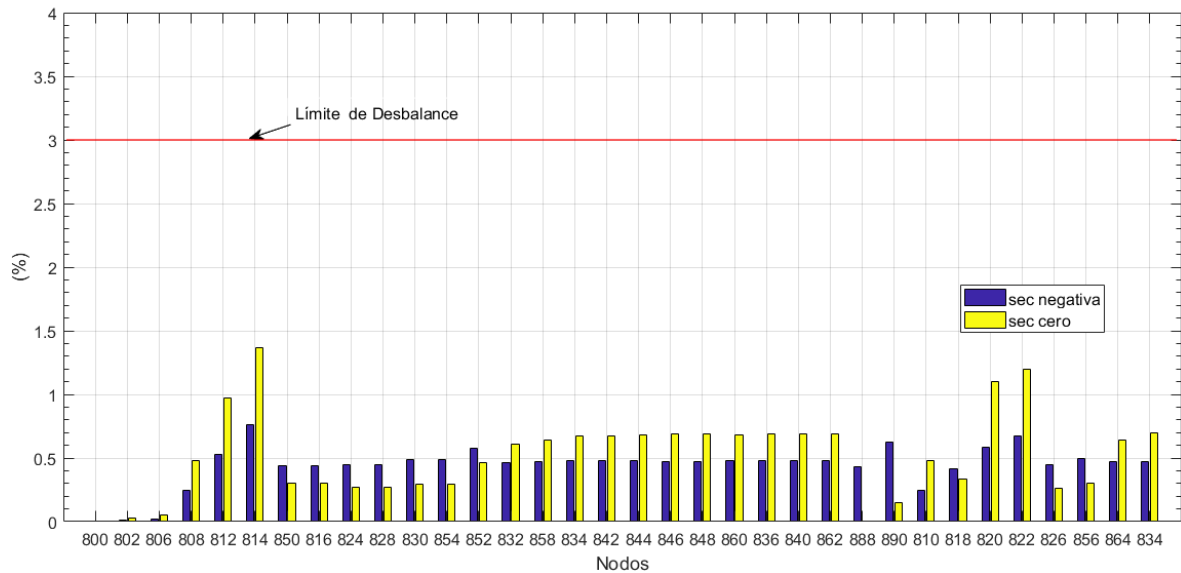
**Figura 4. 8.** Desbalance de voltaje para el caso A con FP=1.0

La Figura 4.9 muestra el desbalance para el caso con FP=0.98(+). Se puede apreciar que los ajustes en los controles del inversor logran reducir 0.1% aproximadamente de desbalance en los nodos del sistema, respecto al caso con FP=1.0 y 0.65% respecto al caso base.



**Figura 4. 9.** Desbalance de voltaje para el caso A con FP=0.98 adelantado



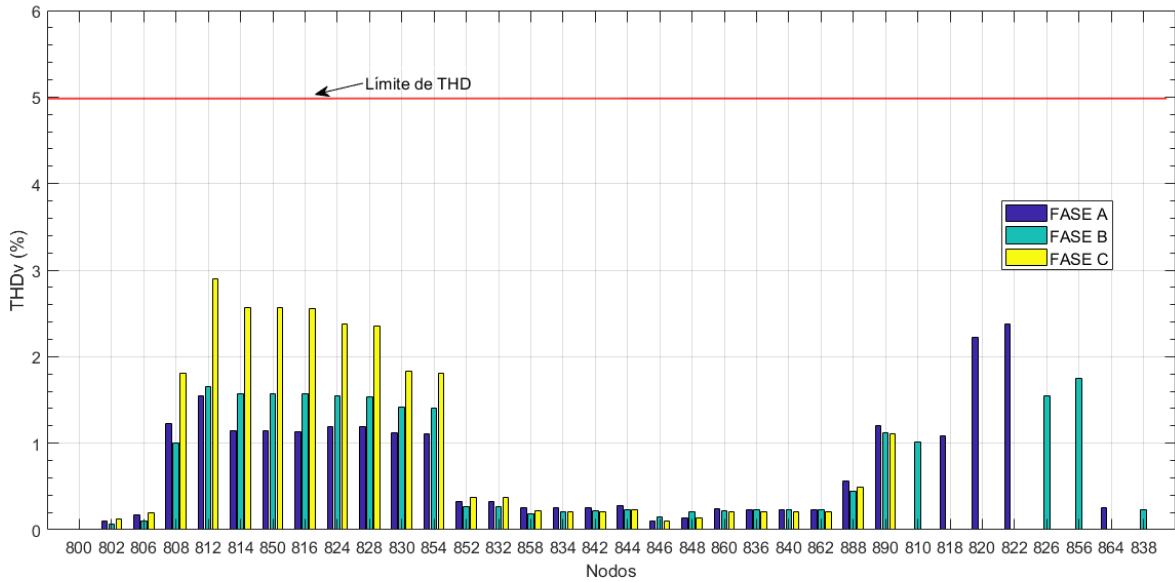


**Figura 4. 10.** Desbalance de voltaje para el caso A con FP=0.98 atrasado.

De manera similar la Figura 4.11 muestra el desbalance de voltaje con FP=0.98 atrasado, es decir, los GFVs suministran potencia activa hacia la red y demandan potencia reactiva de la red. Es evidente que en este caso se observa un incremento en el nivel de desbalance en cada uno de los nodos de la red IEEE 34-nodos comparado con los dos casos anteriores. Se tiene un incremento de 0.1%, 0.2% y -0.45% respecto al caso con factor de potencia unitaria, adelantado y el caso base, respectivamente.

### 4.2.3 Propagación armónica

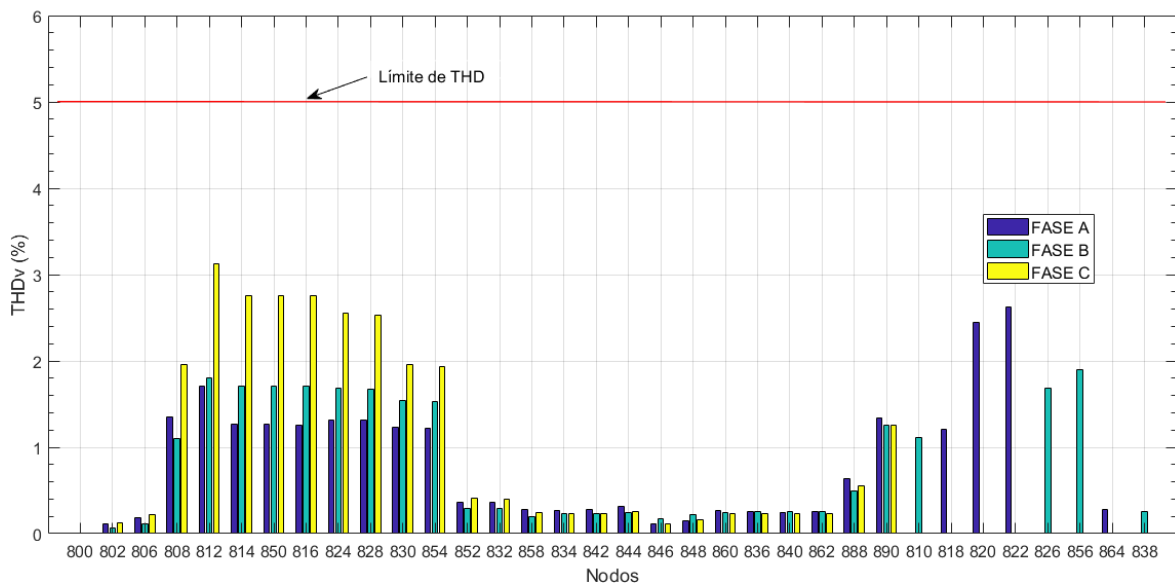
La incorporación de los sistemas FV contribuyen a la mitigación de desbalance de voltaje existente en la red de distribución, pero tiene un costo en la inyección de armónicos que suministra cada generador FV. La propagación de la distorsión armónica en la red de distribución se puede apreciar en la Figura 4.11, considerando la operación de los GFVs con FP=1.0. Se aprecia un nivel máximo de distorsión en la fase *c* del nodo 812 alcanzando casi el valor de 3% de THD. La causa de este crecimiento en dicha fase está asociada a la presencia de cargas monofásicas conectadas solamente en las fases *a* y *b* entre los nodos 808 y 854. Además, el sistema no posee ninguna etapa de filtrado en estos puntos como los bancos



**Figura 4. 11.** Distorsión armónica total para el caso con FP=1.0.

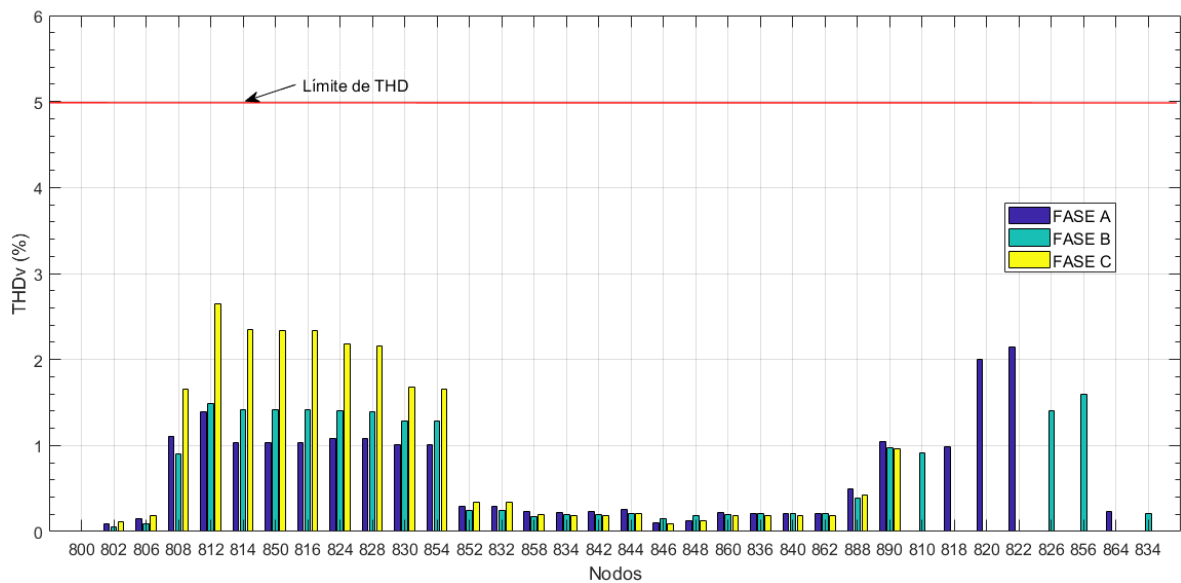
de capacitores que se tienen conectados en los nodos 844 y 848 de la red, después del segundo regulador de voltaje que ayudan a reducir el THD (ver nodo 852 y superiores).

Por su parte, la Figura 4.12 presenta la propagación armónica en la red de distribución cuando los GFVs operan con un factor de potencia de 0.98 adelantado. Se puede apreciar un ligero aumento en el THD en la fase *c* del nodo 812 con una diferencia aproximada al 0.4% respecto al caso con FP=1.0. Por lo tanto, el aumento en la inyección de armónicos hacia la red al reajustar el factor de potencia en adelante de los inversores impacta ligeramente en los nodos del sistema.



**Figura 4. 12.** Distorsión armónica total para el caso A con 11GFVs y FP=0.98(+).

En la Figura 4.13 se presenta el caso cuando se reajusta el factor de potencia de los GFVs a  $FP=0.98$  atrasado. Se observa que el THD del voltaje muestra una ligera reducción respecto a los dos casos anteriores. Incluso la fase *c* del nodo 812 alcanza un valor cercano al 2.6%, que es inferior al obtenido en los resultados anteriores con  $FP=1.0$  y  $FP=0.98$  adelantado.



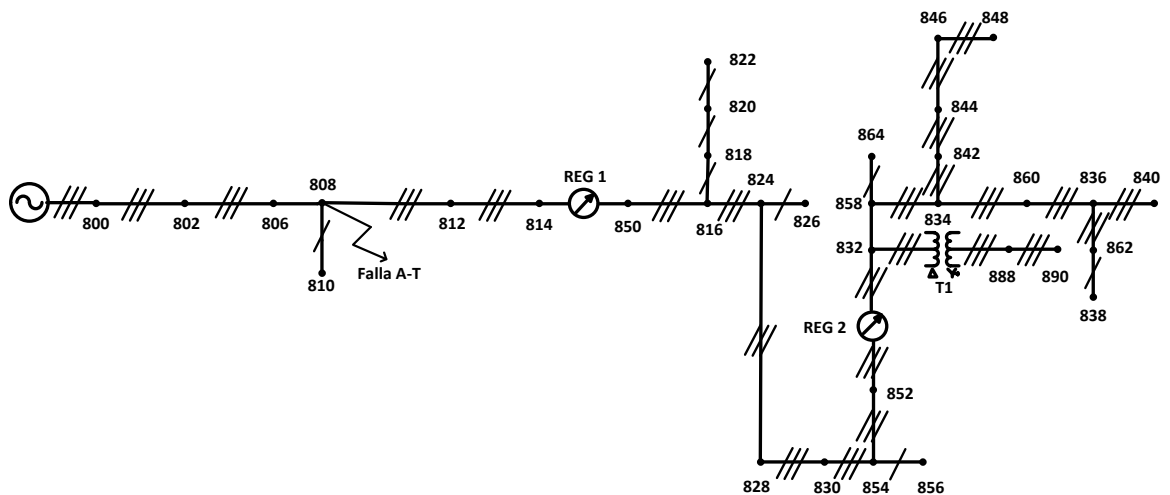
**Figura 4. 13.** Distorsión armónica total para el caso A con 11GFVs y  $FP=0.98(-)$ .

Por lo tanto, el análisis de la propagación armónica reajustando el factor de potencia en los controles de los inversores fotovoltaicos demuestra que las diferencias en las variaciones en el aumento de THD de voltaje son ligeramente menores cuando los generadores fotovoltaicos operan con un factor de potencia que les permita absorber reactivos. Por otra parte, los resultados de simular la incorporación de cada GFV de forma gradual demuestran la aportación de armónicos por cada sistema FV agregado, aunque no crece de forma lineal debido a las cargas conectadas entre nodos y la ubicación arbitraria de sistemas fotovoltaicos.

### 4.3. Caso B

En este caso de estudio se simula una falla monofásica en la fase *a* del sistema IEEE 34-nodos con la finalidad de evaluar los fenómenos de calidad de la energía provocados por esta perturbación.

La Figura 4.14 muestra la ubicación de la falla monofásica de fase a tierra en la fase *a* de la red de distribución IEEE 34-nodos, ubicada en el nodo 808. La falla se simula en  $t = 5 \text{ seg.}$  con una duración de 0.05 segundos que representan 3 ciclos de la onda senoidal del voltaje. La falla se simula para el caso sin presencia de generadores fotovoltaicos y con presencia de los 11 GFVs operando con factor de potencia unitario, para este caso se utiliza el modelo de la Figura 4.4 con la falla de fase a tierra en la misma ubicación. El objetivo es clasificar interrupciones, elevaciones (swell) y decrementos (sags) de voltajes con base a los ciclos presentados y magnitudes de voltaje de línea a neutro, así como el comportamiento de desbalance de voltaje y la propagación armónica durante la simulación para ambos casos. El tiempo total de la simulación es de 6 segundos con un paso de integración de  $1 \mu\text{s}$  con una duración de 10 horas aproximadamente.

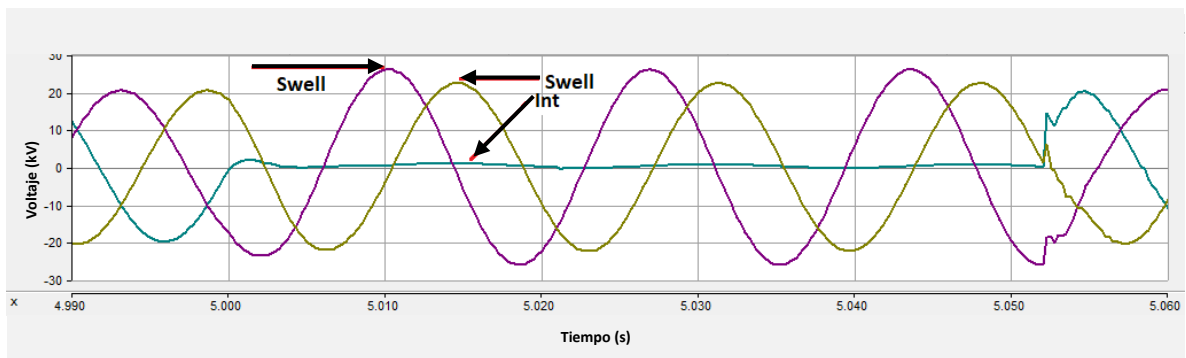


**Figura 4. 14.** Red de distribución IEEE 34-nodos con falla monofásica en la fase *a* del nodo 808 con 11 GFVS y FP=1.0.

### 4.3.1 Sag / swell de voltaje

La Figura 4.15 muestra los voltajes trifásicos en el nodo 812, el cual presentó mayor valor de THD cercano al 3.2% con la presencia de los 11 GFVs operando con FP en adelanto, después el segundo valor más alto de THD obtenido en el mismo nodo es cercano a 2.8% con GFVs operando con FP unitario, por último, con se alcanza un valor de 2.6% aproximadamente con un FP en atraso para los GFVs. Estos valores se presentan en la fase *c*, la cual es mayor entre los nodos 808 y 832.

Se puede apreciar que el voltaje en la fase *a* durante la falla es tan bajo que se clasifica como una interrupción. Para las fases *b* y *c* se presenta un aumento de voltaje y se clasifican como swells pero no son iguales en magnitud.



**Figura 4. 15.** Formas de onda en el tiempo para los voltajes en el nodo 812 ante una falla provocada en la red de distribución sin GFV.

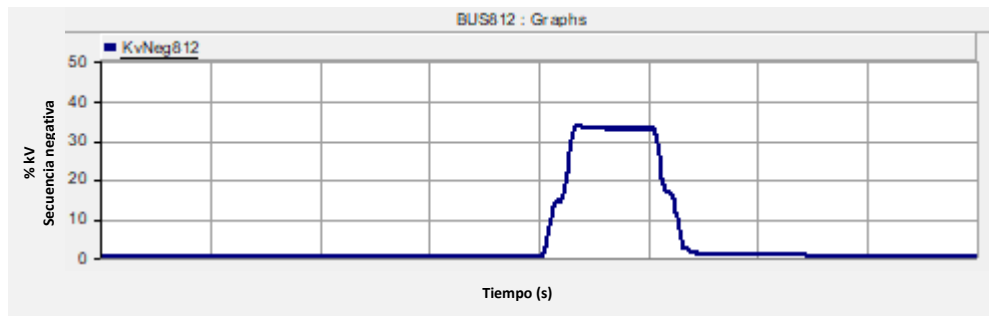
La Tabla 4.7 muestra las magnitudes de los voltajes por fase en por unidad durante la falla de línea a tierra de la fase *a*, con los cuales fue posible la clasificación de fenómenos por fases, en un intervalo de 5 a 5.05 segundos, con un tiempo total de simulación de 6 segundos. Se observa que la fase *a* con presencia de la falla monofásica, presenta en la mayoría de sus nodos decrementos de voltaje (sags) y las caídas más críticas se presentan como interrupciones (Int) de voltaje. En las fases *b* y *c* libres de falla se tiene el incremento de voltaje (swell) para los nodos trifásicos, a excepción de los nodos 888 y 890 que están conectados a 4.16 kV y presentan sags de voltaje.

Los valores de voltaje en la red regresan a su valor de prefalla una vez corregida la falla y la posición de los cambiadores de taps tiene el mismo comportamiento que el caso sin falla y sin presencia de sistemas fotovoltaicos, así como los flujos de potencia a través de los dos reguladores. Pero no pasa lo mismo para el desbalance de voltaje durante el tiempo de falla, ya que sufren una elevación transitoria como se muestra en la Figura 4.16, que representa las mediciones realizadas en el nodo 812 nuevamente. El desbalance de voltaje obtenido con la secuencia negativa alcanza un valor transitorio cercano al 33.64% y se mantiene casi constante durante la falla y una vez que se libera la falla regresa a su valor de prefalla, pero tarda un tiempo aproximado de 0.02 segundos para alcanzar el estado estable. El transitorio generado en el por ciento de desbalance al aplicar la secuencia cero se comporta de manera similar, con la diferencia de que alcanza su valor máximo en 70% aproximadamente.

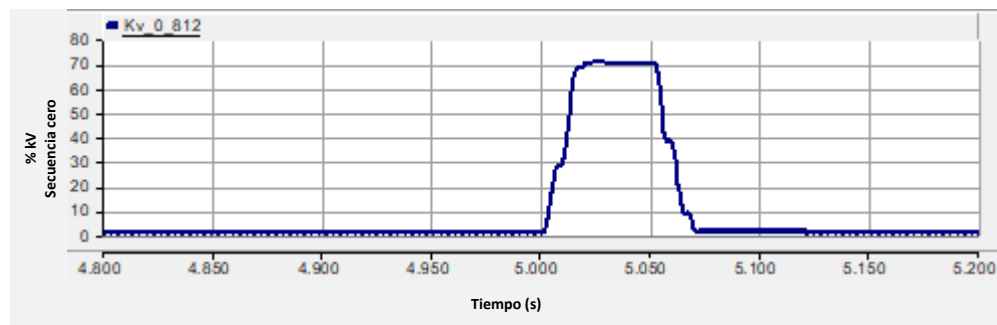
Para el caso de falla monofásica con presencia de generadores fotovoltaicos, esta se ubica en el mismo segmento de línea que el caso anterior y la ubicación de la generación distribuida es la misma que se utilizó en los casos anteriores. Los generadores FVs operan con factor de potencia unitario.

**TABLA 4. 7.** Interrupciones de voltaje observadas durante la falla monofásica sin GFV (caso base).

<b>NODO</b>	<b>Fase A (pu)</b>	<b>Fase B (pu)</b>	<b>Fase C (pu)</b>
<b>800</b>	1.0489	1.0465	1.0470
<b>802</b>	0.4217 (Sag)	1.2200 (Swell)	1.0850 (Swell)
<b>806</b>	0.0067 (Int)	1.3249 (Swell)	1.1245 (Swell)
<b>808</b>	0.0177 (Int)	1.3113 (Swell)	1.1158 (Swell)
<b>810</b>	-	1.3123 (Swell)	-
<b>812</b>	0.0472 (Int)	1.2828 (Swell)	1.1039 (Swell)
<b>814</b>	0.0700 (Int)	1.2589 (Swell)	1.0923 (Swell)
<b>850</b>	0.0726 (Int)	1.2982 (Swell)	1.1267 (Swell)
<b>816</b>	0.0767 (Int)	1.2938 (Swell)	1.1265 (Swell)
<b>818</b>	0.0760 (Int)	-	-
<b>820</b>	0.0860 (Int)	-	-
<b>822</b>	0.0880 (Int)	-	-
<b>824</b>	0.0842 (Int)	1.2879 (Swell)	1.1210 (Swell)
<b>826</b>	-	1.2860 (Swell)	-
<b>828</b>	0.0850 (Int)	1.2802 (Swell)	1.1188 (Swell)
<b>830</b>	0.1012 (Sag)	1.2565 (Swell)	1.1084 (Swell)
<b>854</b>	0.1013 (Sag)	1.2516 (Swell)	1.1084 (Swell)
<b>852</b>	0.1301 (Sag)	1.2264 (Swell)	1.0887 (Swell)
<b>832</b>	0.1398 (Sag)	1.3253 (Swell)	1.1704 (Swell)
<b>858</b>	0.1414 (Sag)	1.3215 (Swell)	1.1760 (Swell)
<b>834</b>	0.1453 (Sag)	1.3198 (Swell)	1.1749 (Swell)
<b>842</b>	0.1451 (Sag)	1.3193 (Swell)	1.1740 (Swell)
<b>844</b>	0.1450 (Sag)	1.3190 (Swell)	1.174 (Swell)
<b>846</b>	0.1465 (Sag)	1.3195 (Swell)	1.1758 (Swell)
<b>848</b>	0.1471 (Sag)	1.3200 (Swell)	1.1750 (Swell)
<b>860</b>	0.1459 (Sag)	1.3187 (Swell)	1.1743 (Swell)
<b>836</b>	0.1450 (Sag)	1.3180 (Swell)	1.1740 (Swell)
<b>840</b>	0.146 (Sag)	1.3180 (Swell)	1.1740 (Swell)
<b>862</b>	0.1450 (Sag)	1.3180 (Swell)	1.1740 (Swell)
<b>838</b>	-	1.3180 (Swell)	-
<b>864</b>	0.1410 (Sag)	-	-
<b>888</b>	0.6320 (Sag)	0.7150 (Sag)	1.0012 (Swell)
<b>890</b>	0.5821 (Sag)	0.6510 (Sag)	0.9230 (Sag)
<b>856</b>	-	1.2620 (Swell)	-



a)

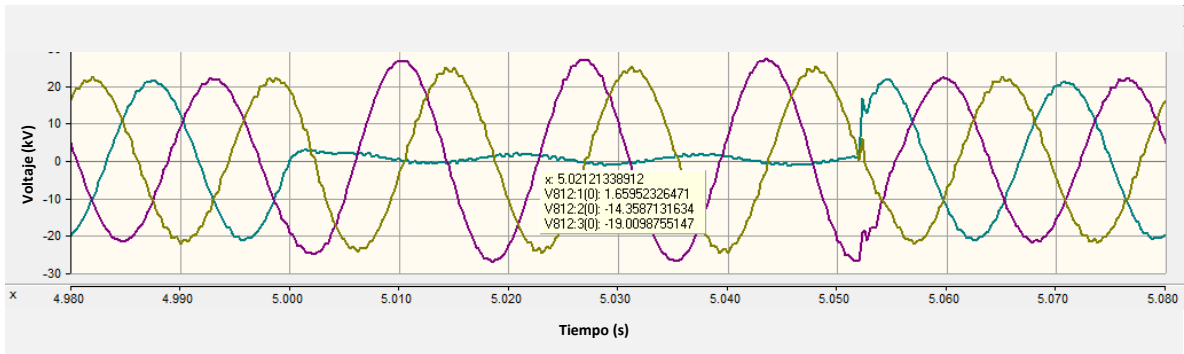


b)

**Figura 4. 16.** Aumento del desbalance de voltaje ante la presencia de falla en el caso sin GFVs; a). -%kV con secuencia negativa y b). -%kV con secuencia cero.

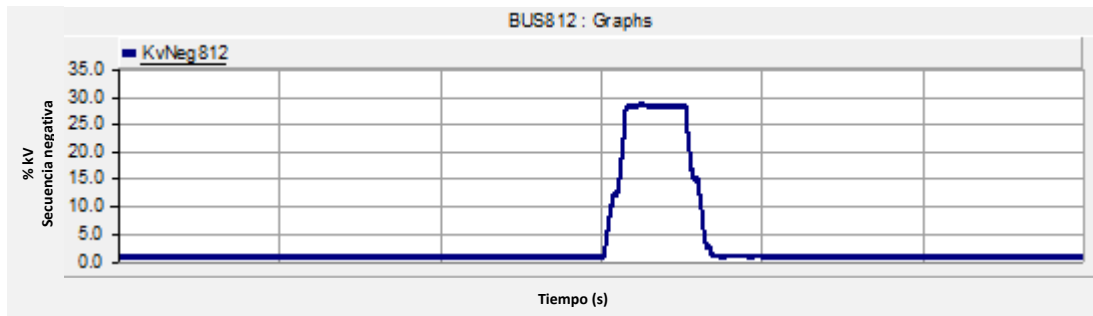
La Figura 4.17 presenta las formas de onda del voltaje antes, durante y después de la falla monofásica en el nodo 812 con la presencia de 11 GFVs operando con  $FP=1.0$ . Se observa el impacto que tiene la generación distribuida fotovoltaica conectada a la red, durante la falla. Las formas de onda de los voltajes de fase presentan cierto grado de distorsión y persiste durante la falla, así como después de ella. Aunque el valor del voltaje pico de la fase *a* durante la falla es ligeramente mayor que en el caso anterior, al momento de realizar los cálculos para clasificar el fenómeno resulta nuevamente en una interrupción de voltaje. Las fases *b* y *c* se clasifican de la misma manera como swells de voltaje, debido a que presentan un incremento que rebasa el valor de prefalla.



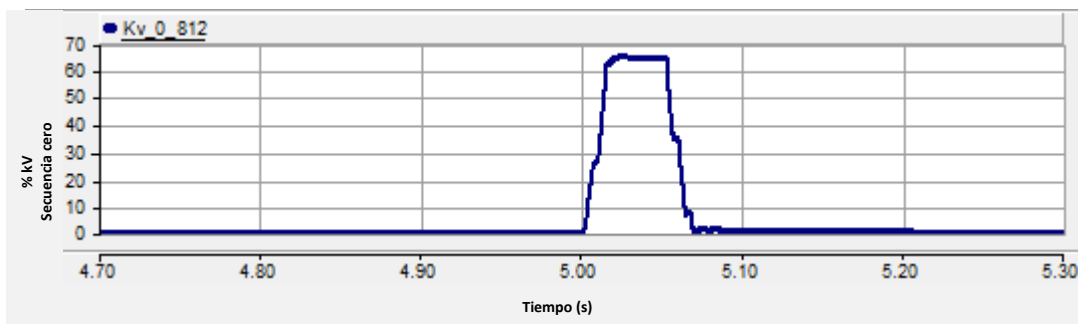


**Figura 4. 17.** Formas de onda en el tiempo para el nodo 812 ante una falla provocada en la red de distribución con 11 GFVs.

El comportamiento del desbalance de voltaje se muestra en la Figura 4.18. Al comparar los resultados obtenidos de este caso con el caso sin generación FV, se observa que se redujo el transitorio utilizando ambas secuencias para el cálculo de desbalance. Para la secuencia negativa alcanza un valor cercano al 28.75% y para la secuencia cero se aproxima a un valor de 65.36%, el tiempo de estabilización es el mismo que el caso anterior de 0.02s.



a)



b)

**Figura 4. 18.** Aumento del desbalance de voltaje ante la presencia de falla en el caso con 11 GFVs: a). - %kV con secuencia negativa, b). -%kV con secuencia cero

**TABLA 4. 8.** Interrupciones de voltaje observadas durante la falla monofásica con 11 GFVs y FP=1.0.

<b>NODO</b>	<b>Fase A (pu)</b>	<b>Fase B (pu)</b>	<b>Fase C (pu)</b>
<b>800</b>	1.0490	1.0470	1.0470
<b>802</b>	0.4238 (Sag)	1.2220 (Swell)	1.0855 (Swell)
<b>806</b>	0.0068 (Int)	1.3403 (Swell)	1.1371 (Swell)
<b>808</b>	0.0419 (Int)	1.3208 (Swell)	1.15394 (Swell)
<b>810</b>	-	1.333 (Swell)	-
<b>812</b>	0.0802 (Int)	1.3044 (Swell)	1.1769 (Swell)
<b>814</b>	0.1144 (Sag)	1.2969 (Swell)	1.2262 (Swell)
<b>850</b>	0.1153 (Sag)	1.2612 (Swell)	1.1962 (Swell)
<b>816</b>	0.1152 (Sag)	1.2495 (Swell)	1.1852 (Swell)
<b>818</b>	0.1142 (Sag)	-	-
<b>820</b>	0.1178 (Sag)	-	-
<b>822</b>	0.1206 (Sag)	-	-
<b>824</b>	0.1188 (Sag)	1.2492 (Swell)	1.1765 (Swell)
<b>826</b>	-	1.2676 (Swell)	-
<b>828</b>	0.1283 (Sag)	1.2487 (Swell)	1.1862 (Swell)
<b>830</b>	0.1495 (Sag)	1.2321 (Swell)	1.1980 (Swell)
<b>854</b>	0.1499 (Sag)	1.2311 (Swell)	1.1993 (Swell)
<b>852</b>	0.1477 (Sag)	1.2324 (Swell)	1.1972 (Swell)
<b>832</b>	0.1489 (Sag)	1.2553 (Swell)	1.2122 (Swell)
<b>858</b>	0.1543 (Sag)	1.2523 (Swell)	1.2345 (Swell)
<b>834</b>	0.1615 (Sag)	1.2515 (Swell)	1.2356 (Swell)
<b>842</b>	0.1499 (Sag)	1.2521 (Swell)	1.2353 (Swell)
<b>844</b>	0.1620 (Sag)	1.2250 (swell)	1.2222 (Swell)
<b>846</b>	0.1610 (Sag)	1.2558 (Swell)	1.2400 (Swell)
<b>848</b>	0.1608 (Sag)	1.2564 (Swell)	1.2381 (Swell)
<b>860</b>	0.1615 (Sag)	1.2564 (Swell)	1.2359 (Swell)
<b>836</b>	0.1612 (Sag)	1.2237 (Swell)	1.2356 (Swell)
<b>840</b>	0.1584 (Sag)	1.2500 (Swell)	1.2357 (Swell)
<b>862</b>	0.1622 (Sag)	1.2500 (Swell)	1.2353 (Swell)
<b>838</b>	-	1.2584 (Swell)	-
<b>864</b>	0.1526 (Sag)	-	-
<b>888</b>	0.7935 (Sag)	0.7567 (Sag)	0.9546 (Swell)
<b>890</b>	0.7807 (Sag)	0.7206 (Sag)	0.9512 (Sag)
<b>856</b>	-	1.255 (Swell)	-

En la Tabla 4.8 se presentan los fenómenos clasificados y valores de falla por fase en cada uno de los nodos del sistema en por unidad para el caso con 11 GFVs con FP=1.0 conectados a la red de distribución con un tiempo de simulación de 6 segundos, provocando la falla a los 5 segundos con una duración de 0.05 segundos. Se observa que la fase *a* cambia de ser un fenómeno de interrupción a un sag de voltaje en todos los nodos a excepción de los nodos 806, 808 y 812. Por lo tanto, la incorporación de sistemas fotovoltaicos en esta red de distribución, operando con factor de potencia unitario, tiene impacto en la mitigación de fenómenos de interrupción de voltaje durante la falla monofásica.

#### **4.3.2 Desbalance de voltaje**

La Tabla 4.9 presenta los valores de desbalance de voltaje de prefalla y falla obtenidos al simular el caso Base y el caso A con los generadores operando a FP unitario, con presencia de falla, utilizando la secuencia negativa y cero para ambos escenarios. El desbalance de voltaje para el Caso Base presenta valores pequeños, para el cálculo con ambas secuencias antes de la ocurrencia de falla, pero estos valores de desbalance de voltaje crecen drásticamente durante la falla, alcanzando un valor promedio de 32.18 %kV utilizando la secuencia negativa y utilizando la secuencia cero 66.5% violando el límite permitido por la norma. El desbalance de voltaje presente en la red para el caso A muestra valores de prefalla aceptables al utilizar ambas secuencias en todos los nodos, pero durante la falla los valores de desbalance para la secuencia negativa alcanzan un valor promedio de 24.76% kV para la secuencia negativa y 55.33% kV para la secuencia cero. Lo que demuestra que la incorporación de los 11 generadores fotovoltaicos a la red de distribución IEEE 34-nodos, cuando ocurre una falla monofásica ayuda a reducir los índices de desbalance de voltaje con respecto al caso base, pero sigue violando el límite permitido.

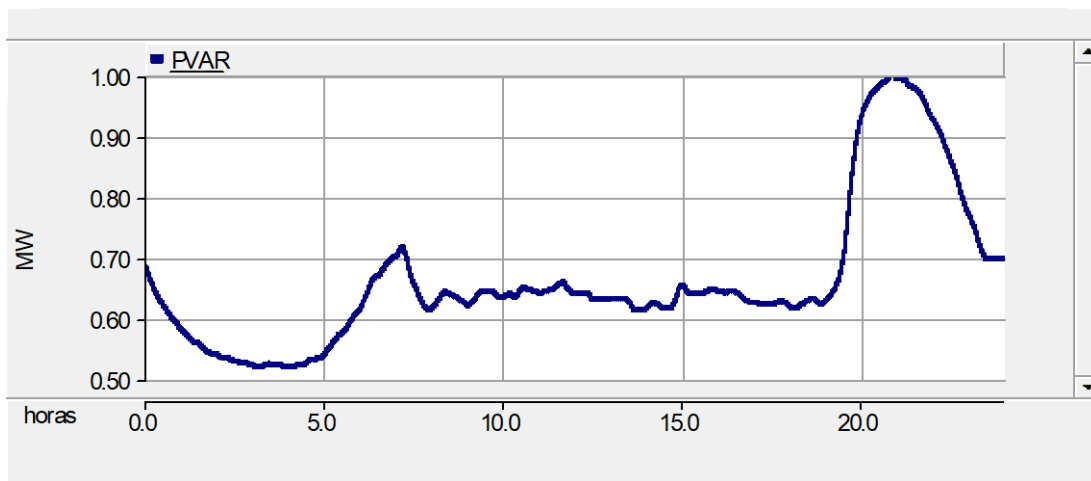
**TABLA 4.9.** Valores de prefalla y falla en la red del por ciento de desbalance con 11 GFVs utilizando secuencia negativa y positiva.

NODO	CASO BASE				11 GFV con FP=1.0			
	prefalla		falla		prefalla		falla	
	%kvNeg	%kvZero	%kvNeg	%kvZero	%kvNeg	%kvZero	%kvNeg	%kvZero
800	4.43E-09	2.12E-12	4.43E-09	2.12E-12	7.32E-09	2.10E-12	7.32E-09	2.10E-12
802	0.0236	0.0382	17.4254	36.2936	0.0144	0.0284	17.400	36.5000
806	0.0405	0.0655	32.6284	68.1207	0.0252	0.0486	32.5100	68.2000
808	0.3837	0.6173	32.8127	69.2083	0.2529	0.4527	30.4700	66.7400
810	0.3803	0.6157	32.9084	69.4569	0.2513	0.4521	30.4700	66.3400
812	0.8266	1.2920	33.2790	70.7646	0.5420	0.9188	27.9700	64.9700
814	1.1961	1.8559	33.2194	71.9510	0.7730	1.2912	27.1200	64.4400
850	0.4668	0.2888	33.4786	71.9415	0.4089	0.1060	27.0200	64.2300
816	0.4646	0.2938	33.6259	72.7095	0.4056	0.1109	27.0090	64.2700
818	0.4386	0.3239	33.6084	72.6464	0.3761	0.1393	26.9900	64.2800
820	0.4585	1.0951	33.5121	72.7577	0.3973	0.9012	27.17	64.4900
822	0.5477	1.1951	33.3063	72.6582	0.4954	1.0006	27.1800	63.9500
824	0.4843	0.2804	33.3981	72.8377	0.3995	0.1671	26.4700	63.8700
826	0.4835	0.2786	33.5330	72.6928	0.4015	0.1705	26.4882	63.8577
828	0.4861	0.2811	33.6465	73.1016	0.3982	0.1713	26.4400	63.8300
830	0.5515	0.3274	33.5588	73.8432	0.3752	0.2952	25.6000	63.3100
854	0.5535	0.3292	33.5761	74.0667	0.3749	0.2986	25.5800	63.2500
852	0.7218	0.4979	34.2452	76.0955	0.3719	0.5372	24.4000	62.0600
832	0.6848	0.6097	33.8475	76.4641	0.4667	0.3668	24.4000	62.6900
858	0.7051	0.6267	30.0044	76.3861	0.4727	0.3949	24.9000	62.5100
834	0.7281	0.6479	34.3317	76.6257	0.4812	0.4292	24.1700	62.4500
842	0.7278	0.6483	34.3812	76.4408	0.4808	0.4300	24.1300	62.3400
844	0.7267	0.6499	34.6014	76.5055	0.4788	0.4339	24.1500	62.3700
846	0.7213	0.6547	34.1742	76.6173	0.4728	0.4441	24.1300	62.4700
848	0.7208	0.6550	34.1421	76.9146	0.4720	0.44461	24.1300	62.4700
860	0.7315	0.6526	34.2131	76.7676	0.4828	0.4354	24.1600	62.3400
836	0.7270	0.6586	34.2986	76.7138	0.4781	0.4437	24.1400	62.3300
840	0.7267	0.6586	33.9869	76.3978	0.4776	0.4438	24.1300	62.3600
862	0.7266	0.6592	34.1715	76.5347	0.4778	0.4446	24.1400	62.4100
838	0.7184	0.6619	34.3179	76.5901	0.4711	0.4515	24.1372	62.40086
864	0.7051	0.6268	33.9641	76.4549	0.4727	0.3949	24.2847	62.5689
888	0.6912	6.58E-05	34.1928	5.98E-05	0.4360	4.4491E-05	23.3268	5.58E-05
890	1.0581	0.2355	34.3818	0.3571	0.5858	0.1361	21.7500	0.1772
856	0.5586	0.3357	33.5630	73.8209	0.3819	0.3039	25.5807	63.2715

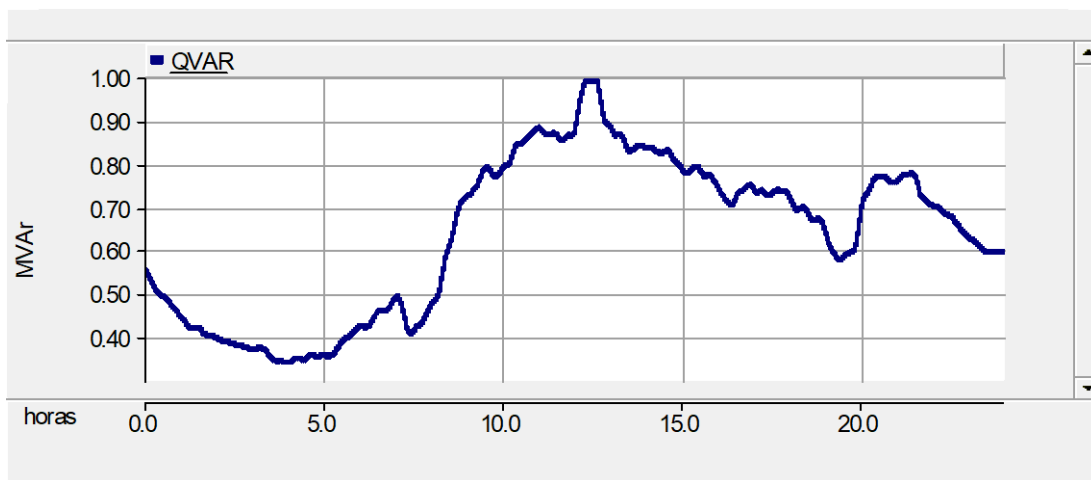
#### 4.4. Caso C

Con el objetivo de estudiar el comportamiento de los reguladores de voltaje frente a condiciones de variaciones de carga y la presencia de generadores fotovoltaicos operando a condiciones ambientales de irradiancia y temperatura con alto grado de intermitencia, se presenta a continuación un caso de estudio en donde la simulación de la red de distribución IEEE 34-nodos se alimenta con mediciones asociadas a un día típico de verano en la ciudad de Morelia, Michoacán, México, debido a que presenta mucha variación. Se conectan 4 generadores fotovoltaicos en la red de distribución IEEE 34-nodos que representan un 40% aproximadamente de la carga instalada y operan a factor de potencia unitario. La ubicación de los 4 generadores fotovoltaicos (GFV1, GFV2, GFV3 y GFV4) conectados a la red de distribución es la misma que se muestra en la Figura 4.4. Los datos de irradiancia y temperatura que alimentan a los generadores fotovoltaicos representan las mediciones obtenidas de la estación meteorológica de la estación de recarga de vehículos eléctricos del Posgrado de Ingeniería Eléctrica de la UMSNH.

La Figura 4.19 muestra el perfil de carga variable de las potencias activa y reactiva para un periodo de 24 horas de un día de verano. Los valores están dados en por unidad con base al valor de demanda pico de cada una de las potencias. Se aprecia fácilmente la variación de la carga para cada una de las potencias. Por ejemplo, en la potencia activa crece la demanda alrededor de las 19:00 horas alcanzando el máximo valor de demanda aproximadamente a las 21:00 horas, después tiende a disminuir de manera gradual. La demanda de la potencia reactiva llega al valor pico alrededor de las 12:50 del día, posteriormente disminuye la demanda. Este perfil de carga variable se incorpora en cada una de las cargas de la red IEEE 34-nodos.



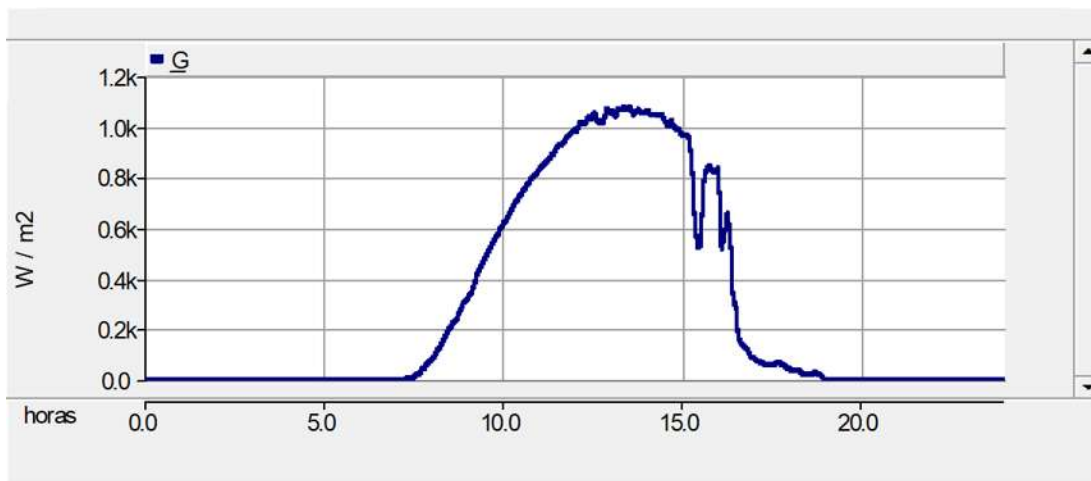
(a)



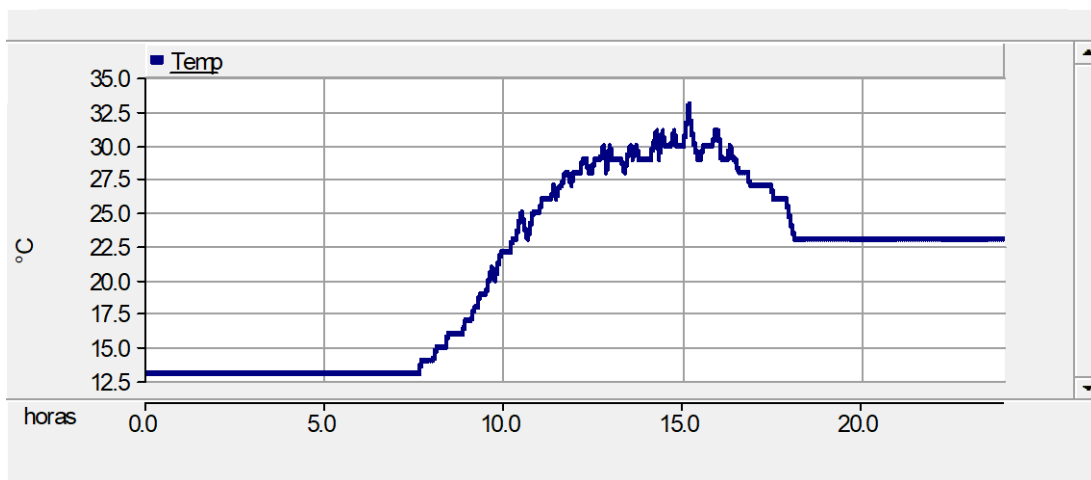
(b)

**Figura 4. 19.** Perfil de carga incorporado a la red de distribución IEEE 34-nodos: (a) potencia activa, (b) potencia reactiva.

La Figura 4.20 presenta el perfil de variación para la irradiancia solar y la temperatura ambiente, registradas durante un día de verano en un lapso de 24 horas. Estos valores alimentan los modelos de generadores fotovoltaicos incorporados a la red de distribución con el propósito de incorporar la intermitencia de las variables ambientales. Se aprecia que la irradiancia empieza a crecer alrededor de las 07:00 horas del día, alcanzado un valor máximo de  $1077\text{W}/\text{m}^2$  aproximadamente a las 13:35 horas del día, posteriormente empieza a disminuir de manera gradual hasta llegar a un valor de cero a las 18:50 de la tarde. La temperatura ambiente tiene un valor inicial de  $13^\circ\text{C}$ , pero a partir de las 07:30 horas del



(a)

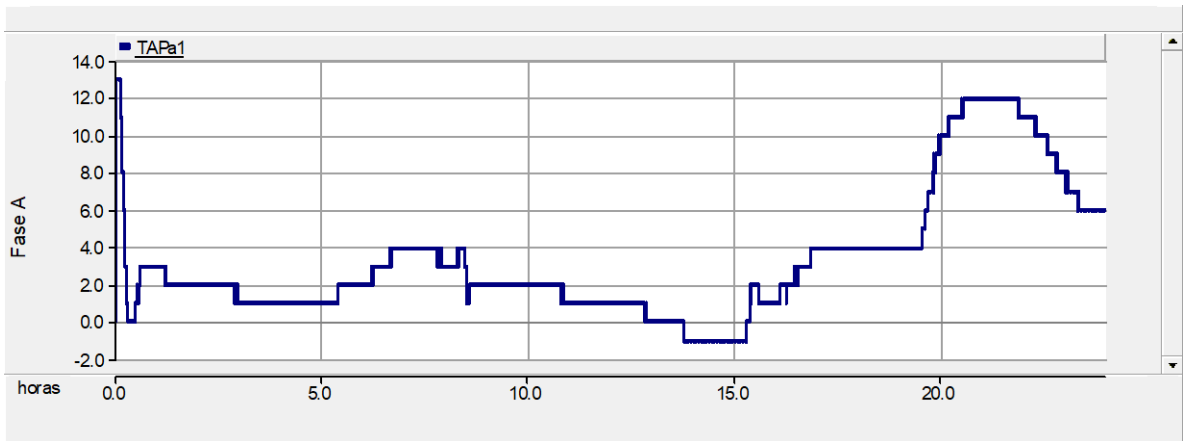


(b)

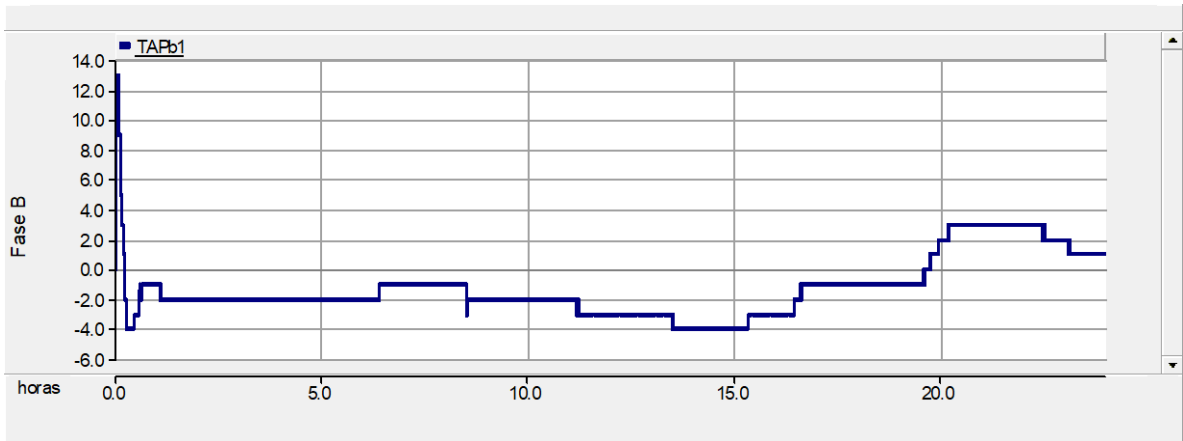
**Figura 4. 20.** Perfil de variaciones de irradiancia y temperatura que inciden en los generadores fotovoltaicos: (a) Irradiancia, (b) temperatura.

día crece gradualmente hasta alcanzar un valor máximo de 33°C, aproximadamente alrededor de las 15:00 horas del día, luego decae de forma gradual nuevamente hasta alcanzar un valor de 23°C pasadas las 18:00 horas.

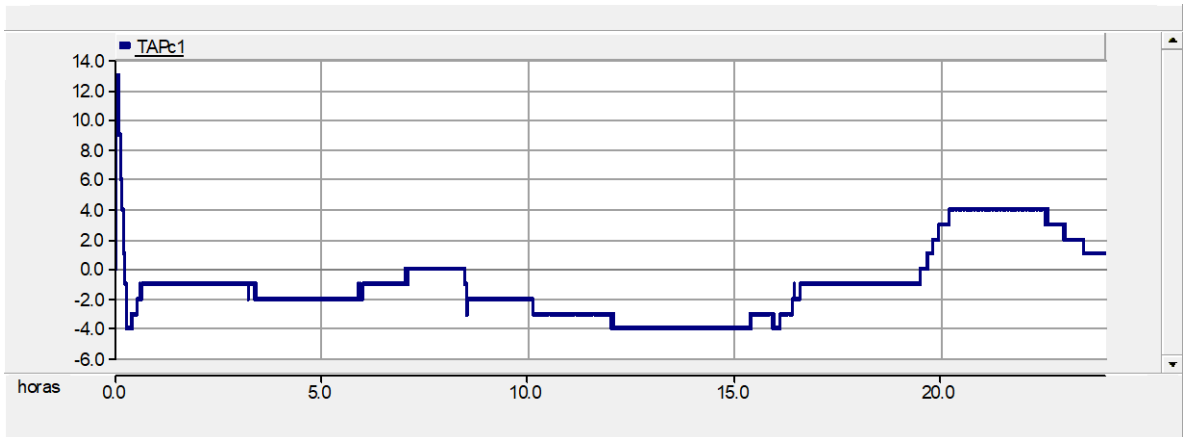
La Figura 4.21 muestra el desempeño del primer regulador de voltaje VR1. Se puede apreciar que se ajustan los taps a medida que los generadores fotovoltaicos inyectan potencia activa a la red de distribución en el lapso de las 10:00 horas a las 17:00 horas del día. Después de este intervalo de tiempo, los generadores fotovoltaicos reducen gradualmente la generación de potencia debido a la disminución de irradiancia y temperatura, mientras que el



(a)

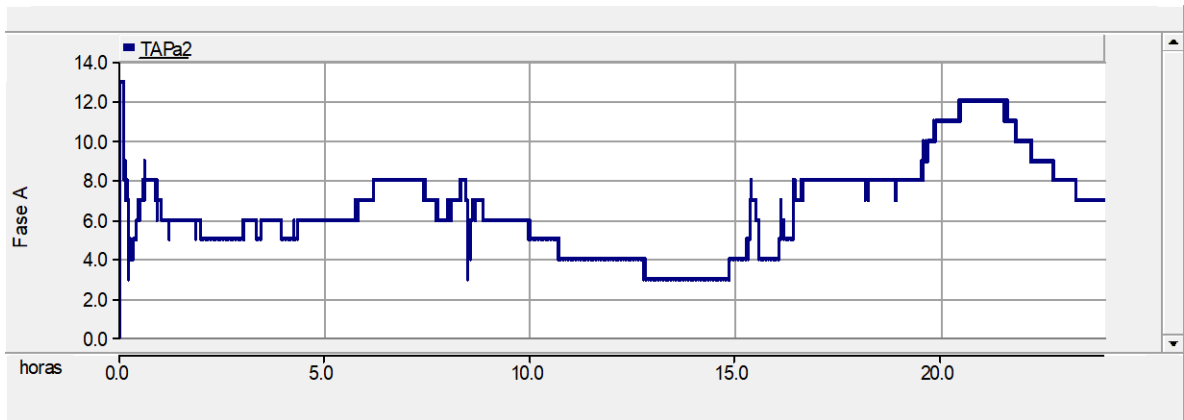


(b)

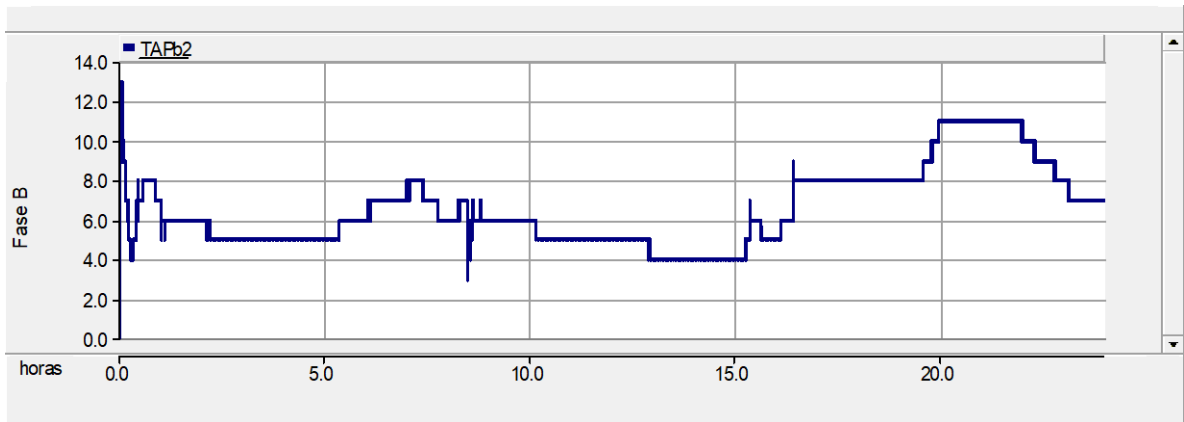


**Figura 4. 21.** Desempeño de los cambiadores de taps en el primer regulador de voltaje (VR1) de la red IEEE 34-nodos con carga variable y condiciones ambientales variables: (a) fase A, (b) fase B y (c) fase C.

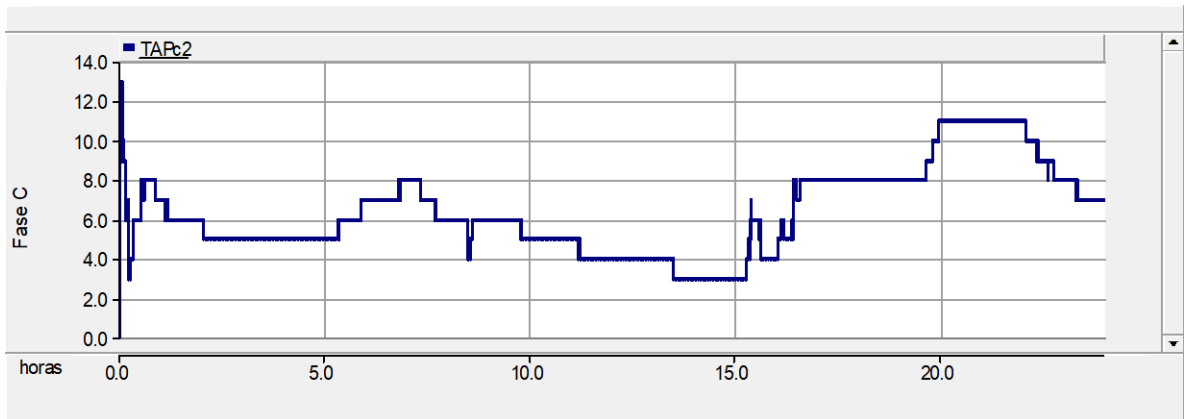




(a)



(b)



(c)

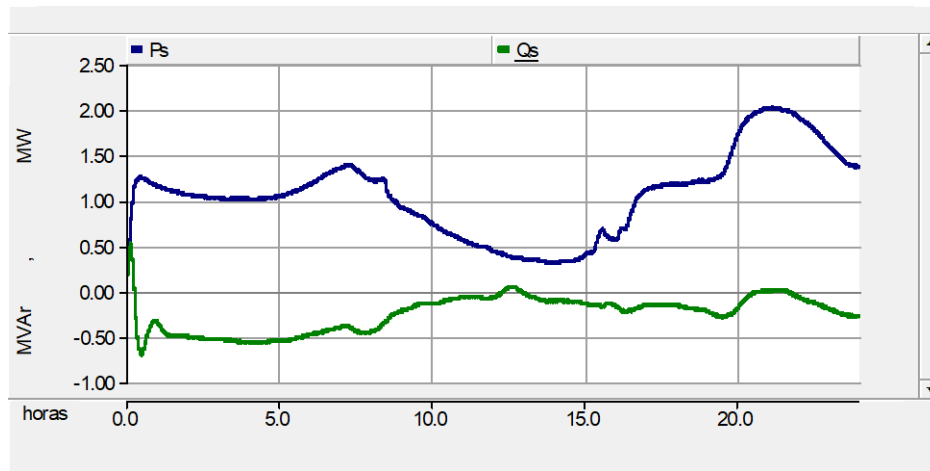
**Figura 4. 22.** Desempeño de los cambiadores de taps en el segundo regulador de voltaje (VR2) de la red IEEE 34-nodos con carga variable y condiciones ambientales variables: (a) fase A, (b) fase B, (c) fase C.

nivel de carga aumenta paulatinamente provocando que los cambiadores de taps de los reguladores de voltaje ajusten su posición. Durante el lapso de 24 horas, el regulador RV1 se ajusta un número total de 100 veces aproximadamente.

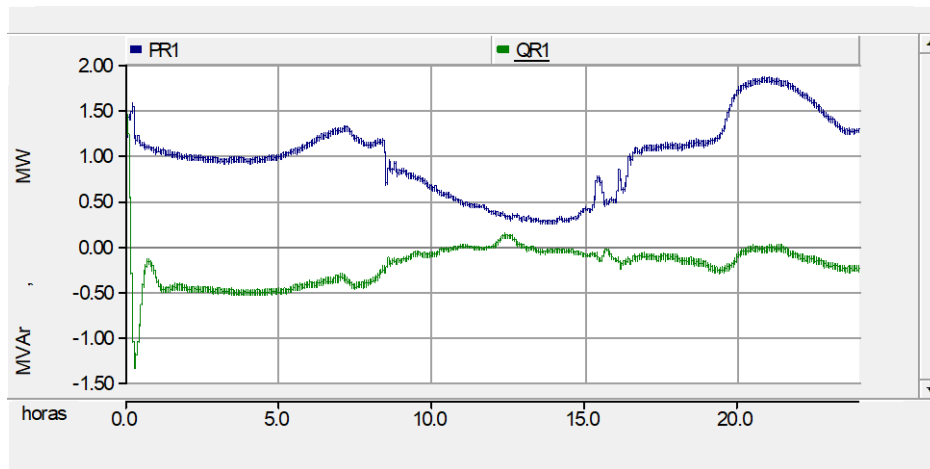
Por su parte, la Figura 4.22 presenta el comportamiento de los cambiadores de taps para el segundo regulador (VR2). Se observa un mayor número de cambios en los taps en cada una de sus fases en comparación con la variación presentada en el regulador VR1. A medida que aumenta la demanda de la carga y la inyección de potencia fotovoltaica disminuye durante el día, los taps cambian su posición de manera ascendente para regular el voltaje en la red y mantener perfiles de voltaje aceptables. En total, el regulador RV2 experimentó 188 cambios de taps aproximadamente durante el intervalo de 24 horas.

La Figura 4.23 muestra los flujos de potencia activa y reactiva del secundario del transformador principal y a través de los reguladores de voltaje y, además presentan un comportamiento similar en unidades de MW para la potencia activa y MVA<sub>r</sub> para la potencia reactiva. Se observa que el flujo de potencia activa disminuye en el lapso cuando los generadores fotovoltaicos inyectan mayor cantidad de potencia activa y cuando la carga presenta un perfil bajo de demanda.

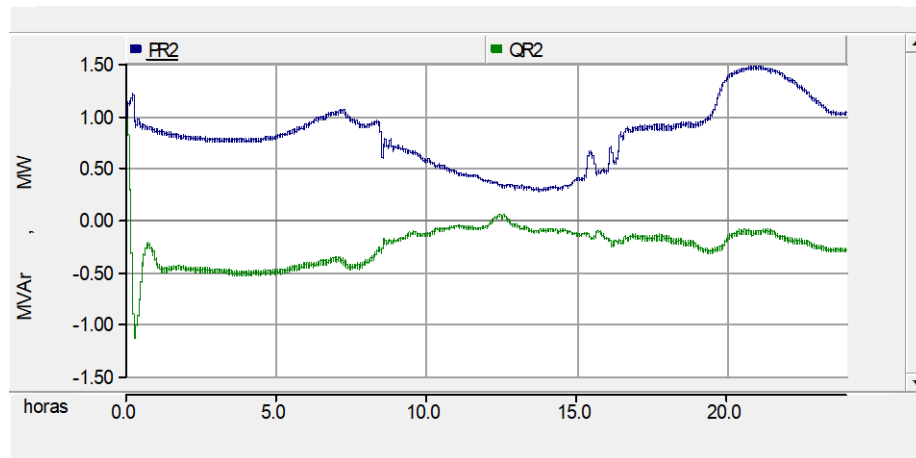
En la Figura 4.24 se observa el comportamiento del THD de voltaje medido en el nodo 812. Se aprecia la variación que presenta el THD en las tres fases debido a la intermitencia presentada en las condiciones ambientales que alimentan a los generadores fotovoltaicos. La fase *c* presenta el mayor índice de THD de voltaje variando en un valor promedio cercano al 0.40%, posteriormente le sigue la fase *b* oscilando entre 0.30% y finalmente la fase *a* que fluctúa en 0.25% aproximadamente. Los valores de distorsión armónica aumentan ligeramente en el lapso de las 10:00 a las 15:00 horas cuando los generadores fotovoltaicos suministran mayor cantidad de potencia a la red.



(a)

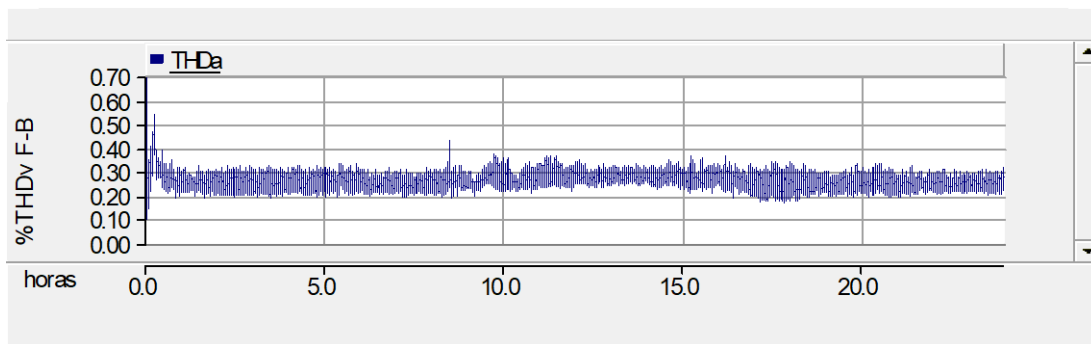


(b)

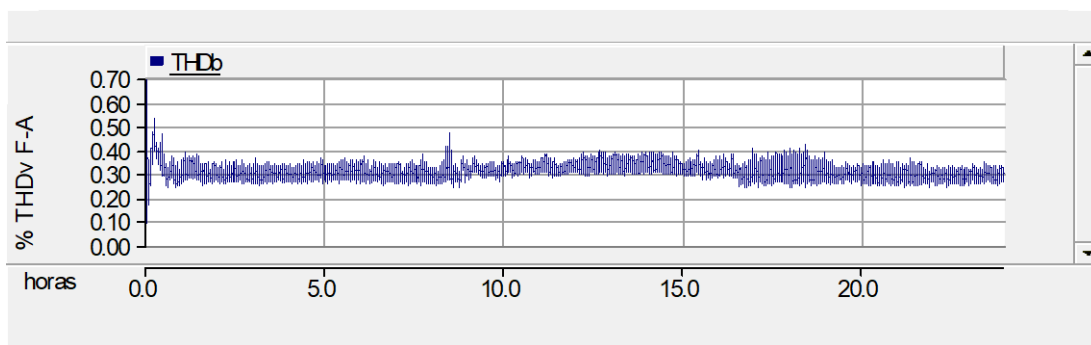


(c)

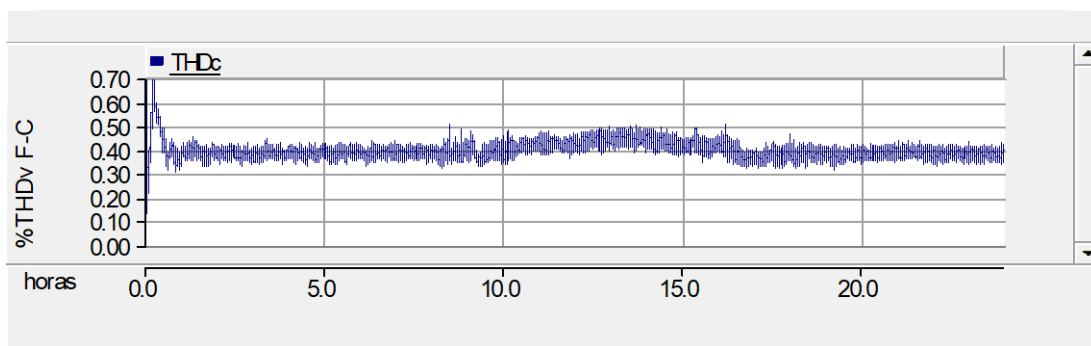
**Figura 4. 23.** Flujos de potencia activa y reactiva inyectados por la fuente de alimentación principal y a través de los dos reguladores de voltaje (a) secundario del transformador principal, (b) regulado 1, (c) regulador 2.



(a)



(b)



(c)

**Figura 4. 24.** Comportamiento del THD de voltaje para el nodo 812 con carga variable en la red de distribución IEEE 34-nodos y condiciones ambientales variables en los GFVs: (a) THDv fase A, (b) THDv fase B, (c) THDv fase C.

Cabe mencionar que para propósitos de la simulación en el ambiente de PSCAD/EMTDC, las mediciones disponibles para un intervalo de 24 horas se han asumido

como datos en segundos. Por lo tanto, la simulación en PSCAD/EMTDC, se ha diseñado para realizarse en un periodo continuo de simulación de 24 segundos. Para cada paso de integración, la simulación en PSCAD lee un archivo que contiene las mediciones. Cuando el paso de tiempo del archivo de datos no es un múltiplo entero del paso de simulación en PSCAD, entonces las mediciones del archivo de entrada se interpolan linealmente a un valor tal que corresponda al tiempo de simulación en PSCAD.

#### **4.5. Discusiones generales**

El FP en los GFVs depende del tipo de sistema al cual se desea conectar, ya sea para regular el voltaje en los nodos con mayor carga, así como la inyección de potencia activa y reactiva de forma bidireccional. Un caso ideal para el buen funcionamiento de una red de distribución con generación fotovoltaica es tener cargas constantes y balanceadas en el sistema, así como inyección de potencia fotovoltaica constante. Los datos presentados en las tablas muestran que el FP en atraso es el indicado en la configuración de los GFVs ya que permite regular los voltajes en los nodos donde están conectados, debido al intercambio de potencias. Así mismo, se observa en las tablas que con la conexión de 8 GFVs es suficiente para garantizar la regulación en todos los nodos de la red de distribución.

El MPPT debe ser capaz de mantener el máximo punto de potencia ante condiciones ambientales que varíen drásticamente para garantizar la máxima transferencia de potencia del convertidor de CC-CC.

Es importante considerar sistemas de almacenamiento de energía en la red de distribución para cuando existe una demanda máxima de carga que por lo general ocurre en un lapso de las 18:00 a 24:00 horas y es cuando los GFVs reducen la inyección de potencia fotovoltaica debido a la disminución de irradiancia y temperatura.

Los fenómenos de calidad de la energía como interrupciones, sags y swells de voltaje que se presentan ante la falla y que se estudian cuando se incorpora generación fotovoltaica no presentan variación significativa en magnitud, lo que se observa al comparar las formas de onda del voltaje sin generación fotovoltaica y con incorporación de la misma, es que las formas de onda para el caso con generación muestran distorsión en la prefalla, durante la falla y después de la falla.

Respecto al %kV ante condiciones de falla monofásica de línea a tierra, sin presencia de GFVs se observa la presencia de un transitorio elevado utilizando ambas secuencias, siendo mayor para la secuencia cero. Una vez que se corrige la falla ambas secuencias alcanzan el valor de prefalla al mismo tiempo, aunque el mejor resultado de estabilización es para la secuencia negativa. La incorporación de los 11 GFVs en la red de distribución ante la falla de línea a tierra tiene efecto en la reducción del transitorio en ambas secuencias, logrando reducir alrededor del 5% de kV con respecto al caso base.

Al tener condiciones ambientales con alto grado de intermitencia que incide sobre los RGVs conectados a la red de distribución la cual también presenta variabilidad en sus cargas, repercute en la vida útil de los reguladores de voltaje, debido a que sus cambiadores de taps tienen que ajustarse para cada variación de voltaje con el fin de mantener un adecuado perfil de voltajes nodales. Es por ello que es necesario considerar la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía para que sean capaces de dar soporte de potencia al alimentador principal cuando los GFVs no sean capaces de hacerlo por la caída de irradiancia.

#### **4.5. Conclusiones**

En este capítulo se estudiaron fenómenos de calidad de la energía para el sistema de prueba IEEE 34-nodos sin presencia de generadores fotovoltaicos. Posteriormente, se evaluó el impacto que tiene la alta penetración de generadores fotovoltaicos en forma distribuida y aleatoria, en el aspecto de calidad de energía como el aumento de voltaje, mitigación del desbalance de voltaje en la red y propagación armónica hacia la red. Al realizar las simulaciones para los escenarios en que se reajustan los controles de los generadores fotovoltaicos para que operen a factor de potencia en atraso o adelanto, se observa que la regulación de voltaje se ve más afectada cuando se tiene inyección de potencia activa y reactiva hacia la red por parte de los GFVs. Lo que demuestra que es necesario considerar una adecuada estrategia de control en los controles de los reguladores de voltaje para evitar que los cambiadores de taps alcancen los límites de operación, así como los flujos de potencia inversa una vez que se sobrepasen los límites provocados por la elevación de voltaje en los nodos del sistema para los 3 escenarios del factor de potencia.

En términos de aumento de voltaje, los valores rms nodales mejoran gradualmente conforme se agregan GFVs a la red, pero el mejor perfil de voltaje nodal se consigue cuando los controles de los generadores fotovoltaicos se reajustan para que operen con FP en atraso,

suministrando potencia activa a la red y demandando potencia reactiva. Por lo tanto, el flujo de potencias bidireccional influye para que los controles de los reguladores de taps sean capaces de regular voltaje en los nodos posteriores.

El desbalance de voltaje se reduce a medida que se conectan generadores fotovoltaicos a la red. El mejor resultado de mitigación de desbalance es al tener un factor de potencia en adelanto. Con los generadores fotovoltaicos operando con factor de potencia unitario se tienen los mejores resultados para la mitigación de desbalance con respecto al factor de potencia en adelanto. Por último, con los GFVs operando con factor de potencia en atraso se tiene la menor mitigación de desbalance con respecto a los factores de potencia unitario y en adelanto.

La propagación armónica aumenta a medida que se conectan GFVs a la red de distribución. Además, se observaron diferencias menores en el espectro armónico al operar los inversores fotovoltaicos con diferentes factores de potencia. Por lo tanto, el aumento de inyección armónica depende básicamente del número de generadores FVs conectados a la red de distribución.

Por otra parte, se evaluaron los fenómenos de calidad de la energía al provocar una falla monofásica de corta duración en la red de distribución sin presencia y con presencia de GFVs. Se identificó la presencia de interrupciones, sags o swells de voltaje en las fases del sistema, así como el impacto en el desbalance de voltaje y propagación armónica a través de la red. Se presentan los resultados en las tablas para ambos casos de simulación. Con base a las tablas de clasificación de fenómenos de calidad de la energía para el caso base y el caso A, se aprecia que las magnitudes de voltajes nodales crecen ligeramente en cada fase con la presencia de los generadores fotovoltaicos conectados a la red.

Con la incorporación de los 11 generadores fotovoltaicos en la red de distribución y ante la presencia de la falla monofásica, se observó que los valores picos de THD son menores respecto a los valores pico presentados en el caso base. Por lo tanto, entre mayor sea la conexión de GFVs a la red de distribución el valor pico del THD será menor.

De manera similar se observó que el desbalance de voltaje en ambas secuencias es menor con el acoplamiento de los 11 GFVs a la red de distribución durante la falla respecto al caso base.

Para el caso de estudio con carga variable y condiciones ambientales variables se observaron los flujos de potencia suministrados por la fuente principal, así como el

desempeño que presentan los reguladores fotovoltaicos conectados en la red de distribución IEEE 34-nodos. Además, se conectaron cuatro generadores fotovoltaicos suministrando una potencia total de 832 kW que representa el 40 % aproximadamente de la inyección de potencia activa de la fuente principal y que, además, suministran intermitencia de potencia activa hacia la red debido a las variaciones ambientales de operación y conmutación de la electrónica de potencia en sus convertidores. Por lo tanto, los reguladores de voltaje presentan un alto grado de cambios en sus cambiadores de taps y presentan un elevado nivel de estrés mecánico, lo cual puede impactar en la disminución de la vida útil de los reguladores de voltaje.

Se observa que a medida que los generadores fotovoltaicos proporcionan potencia activa a la red y la demanda de carga es baja, los reguladores de voltaje reducen su posición en sus cambiadores de taps. De forma contraria, cuando los generadores fotovoltaicos disminuyen su capacidad de suministrar potencia activa hacia la red y la demanda de carga crece gradualmente, los reguladores de voltaje aumentan su posición en los taps para regular el voltaje en la red de distribución.

Los flujos de potencia emitidos por la fuente principal y a través de los reguladores de voltaje muestran un comportamiento similar en la variación de potencias (P-Q).

Los valores de THD del voltaje medidos en el nodo 812 de la red de distribución presentan mucha variación en sus tres fases debido a las variaciones ambientales con que se alimentan los generadores fotovoltaicos, pero a pesar de ello, los niveles de THD están muy por debajo de los límites permitidos por la normativa (menores al 5%).



## Capítulo 5.

### **Conclusiones y trabajos futuros.**

En esta tesis se presentó el estudio de fenómenos de calidad de la energía asociados a la integración de generadores fotovoltaicos en redes de distribución. Se utilizó el software de simulación PSCAD/EMTDC para llevar a cabo los estudios de calidad de la energía en un ambiente de transitorios electromagnéticos.

#### **5.1 Conclusiones generales**

El punto de partida inició con el estudio de la celda fotovoltaica para la implementación del modelo de un generador fotovoltaico. Se simuló la incorporación del modelo de GFV en la red de prueba IEEE de 34 nodos con el objetivo de analizar fenómenos de calidad de la energía para diferentes casos. El GFV se ajusta para que opere a distintos factores de potencia con el propósito de evaluar el impacto de la penetración fotovoltaica en la red de distribución en términos de calidad de la energía.

Se observó que la variación de la distorsión armónica inyectada a la red depende básicamente de los generadores fotovoltaicos que se tengan conectados a la red independientemente del factor de potencia al cual estén ajustados.

La variación del factor de potencia sí tiene efecto sobre los voltajes nodales, así como en los reguladores de voltaje. El caso que presenta mejores resultados para la regulación de voltaje es cuando los GFVs operan con un FP en adelanto/atraso (por cuestiones de tiempo no fue posible realizar estos estudios considerando esta configuración), debido a la inyección de potencia activa hacia la red de distribución la cual eleva los voltajes nodales principalmente donde se tiene la generación local, pero al mismo tiempo los GFVs absorben reactivos propios de la red, lo que implica que el voltaje nodal decremente. Por lo tanto, el flujo de potencia bidireccional que ofrecen los GFVs operando con FP atrasado permite regular el voltaje en el punto de acoplamiento común. Otro aspecto que tiene que ver con mantener un buen perfil de voltajes nodales, es la correcta ubicación de los generadores FV principalmente donde se tienen cargas que demandan mucha potencia. La conexión de los 11 GFV para este trabajo, se hizo de manera aleatoria, por esta razón se observa elevación

de voltaje en los nodos que están entre el secundario del transformador principal y el primer regulador.

La evaluación de fenómenos de calidad de la energía como el THD y desbalance de voltaje cuando se provoca una falla monofásica en el alimentador demuestra que se reducen cuando se incorporan generadores fotovoltaicos. La conexión de GFVs en redes de distribución desbalanceadas puede mitigar fenómenos de calidad de la energía dependiendo de los ajustes en los parámetros de los controles para un FP deseado en los GFVs, así como la correcta ubicación de estos, por ejemplo, en los nodos con bajo nivel de voltaje. Los reguladores de voltaje son capaces de regular en un solo sentido, pero al incorporar gran cantidad de generación fotovoltaica detrás de ellos fluye potencia fotovoltaica hacia todo el sistema provocando que los voltajes de los nodos ubicados entre el secundario del transformador y el primer regulador se eleven por encima de los límites de operación, lo que provoca que los flujos de potencia fluyan hacia la subestación. Por lo tanto, es conveniente realizar un estudio para determinar cuanta generación fotovoltaica se puede conectar entre la subestación y el primer regulador.

Al modelar la red de distribución con cargas variables y la conexión de generadores fotovoltaicos operando en condiciones ambientales variables durante un tiempo de 24 horas e inyectando solo potencia activa hacia la red, se analizó el desempeño de los reguladores de voltaje en sus cambiadores de taps, observándose un gran número de ajustes en los taps que cambian en relación a la demanda de la carga variable y a la inyección de potencia intermitente de los GFVs, esto genera mucho estrés de operación en los reguladores de voltaje y con el tiempo reduce el desempeño y vida útil de los mismos.

Dados los resultados obtenidos de los diferentes casos de estudio, se puede decir que para lograr una apropiada regulación de voltaje incorporando GFVs a la red, estos deben ser capaces de operar a distintos factores de potencia cuando la demanda de potencia en la red de distribución sea muy variable. De la misma manera, los GFVs deben ser capaces de desconectarse ante distintos problemas de calidad de la energía provocados en la red de distribución, con el fin de protegerse, de igual forma deben tener la capacidad de conectarse con el propósito de compensar potencia al sistema cuando sea requerido por sobrecargas.

## 5.2 Trabajos futuros

A continuación, se enlistan los posibles trabajos futuros que se considera tienen importancia para continuar con este trabajo de investigación:

- Realizar el estudio de flujos de potencia considerando la ubicación estratégica para la conexión de GFV a la red, con base a los voltajes nodales más bajos causado por las cargas monofásicas.
- Realizar estudios del desempeño de los reguladores de voltaje con la incorporación de generadores fotovoltaicos ajustados a FP distinto del unitario, agregando variación en las cargas de la red, así como variaciones ambientales en los GFVs.
- Evaluar fenómenos de calidad de la energía en la red y el desempeño de los RVs ante la presencia de una falla trifásica, la conexión y desconexión de GFVs.
- Realizar estudios de flujos de potencia incorporando sistemas de almacenamiento de energía.
- Realizar estudios de la interacción de los sistemas de control de los reguladores de voltaje y los generadores fotovoltaicos.
- Estudiar otros fenómenos de calidad de la energía.



## Apéndice A

### Panel fotovoltaico IUSASOL 250W

**PANEL FOTOVOLTAICO** Módulo Policristalino  
**PV - Series** IUSASOL – PV – 01 – 245/260

IUSASOL



#### ALTA CALIDAD

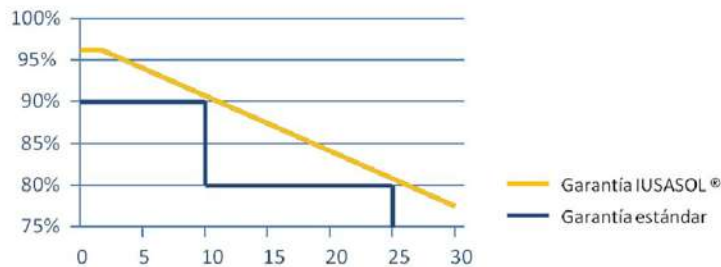
- ✓ IEC 61215 e IEC 61730.
- ✓ UL LISTED (UL 1703), Class C Fire Rating.
- ✓ Tolerancia Potencia de Salida +3/-0%.
- ✓ Test de carga frontal (5,400 Pa) (IEC).
- ✓ Prueba de Resistencia de Corrosión de Amoníaco.
- ✓ IEC 61701 (Prueba de Niebla Salina).

#### Montaje rápido y económico

- ✓ Se entrega listo para la conexión.
- ✓ Conectores certificados y resistentes a la intemperie IEC (UL).
- ✓ 3 diodos bypass integrados.

#### Garantía IUSASOL®

- ✓ Garantía de Producto: 20 años de garantía por defectos de materiales o fabricación.
- ✓ Garantía de Potencia lineal durante 25 años.



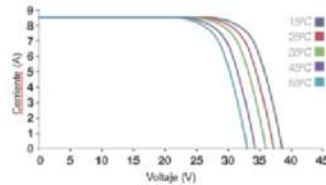
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Dimensiones	993 mm (W) x 1,668 mm (L) x 46,2 mm (H).
Peso	Aproximado 19 Kg.
Célula Solar	60 células en serie (6x10 matriz).
Cables y Conector	Cable de 4mm de sección (12 AWG) con conector MC4 resistente a la intemperie, certificado (UL listed), longitud 1.0 m.
Caja de conexión	IP68, IEC Certificada (UL listed).
Diodos bypass	3 diodos de bypass para prevenir la pérdida de potencia por sombra parcial.
Construcción	Frontal: Vidrio de alta transmisividad, texturizado y templado 3.2 mm (EN-12150). Encapsulante: EVA, Back Sheet: filme resistente a la intemperie.
Marco	Aluminio anodizado tipo 6063, con tomas de tierra.

IUSASOL, S.A. de C.V. Paseo de la Reforma #2608 Piso No. 7, Col. Lomas Altas. C.P. 11950, México, D.F.  
 T. +52 (55) 41 70 73 50 | +52 (55) 52 16 40 00 Email: contacto@iusasol.mx

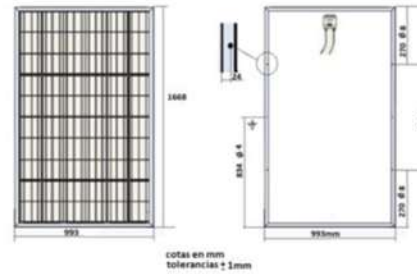
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS				
Comportamiento en STC: Irradiancia 1,000 W/m <sup>2</sup> , temperatura de célula 25°C, AM 1.5				
MODELO	PV-01-245	PV-01-250	PV-01-255	PV-01-260
Potencia Nominal (Pmax)	245 W	250 W	255 W	260 W
Tensión en circuito abierto (Voc)	37.6 V	37.8 V	37.9 V	38.1 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8.63 A	8.75 A	8.86 A	8.98 A
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmax)	30.5 V	30.6 V	30.9 V	31.1 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	8.04 A	8.17 A	8.27 A	8.36 A
Eficiencia	14.8 %	15.1%	15.4 %	15.7 %
Tolerancia de potencia (%Pmax)	+3/-0%	+3/-0%	+3/-0%	+3/-0%

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS				
Comportamiento en STC: Irradiancia 800 W/m <sup>2</sup> , temperatura ambiente 20°C, AM 1.5; velocidad del viento 1m/s				
MODELO	PV-01-245	PV-01-250	PV-01-255	PV-01-260
Potencia Nominal (Pmax)	178 W	182 W	186 W	190 W
Tensión en circuito abierto (Voc)	34.5 V	34.61 V	34.68 V	34.77 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	7.03 A	7.13 A	7.18 A	7.21 A
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmax)	27.2 V	27.42 V	27.71 V	28.05 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	6.54 A	6.62 A	6.68 A	6.73 A

### Curva



### Dimensiones



CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN	
Operación Nominal de la Celda	46°C ±2°C
Temperatura de Operación	-40°C a +85°C
Tensión máxima de sistema	DC 1,000 V (IEC) DC 600 V(UL)
Corriente Máxima Inversa	15 A
Coefficiente de temperatura Pmax	-0,44%/°C
Coefficiente de temperatura Voc	-0,334%/°C
Coefficiente de temperatura Isc	-0,048%/°C

### Certificaciones:



IUSASOL, S.A. de C.V. Paseo de la Reforma #2608 Piso No. 7, Col. Lomas Altas. C.P. 11950, México, D.F.  
 T. +52 (55) 41 70 73 50 | +52 (55) 52 16 40 00 Email: contacto@iusasol.mx

## Apéndice B

### Cálculo del filtro L

El inversor trifásico presenta a su salida un filtro L, con el cual se desea reducir la inyección de armónicos a la red eléctrica producidos por la alta frecuencia de conmutación de los IGBTs.

El diseño del filtro inductivo se realizó mediante la Ecuación siguiente (Huang et al, 2013),

$$L = \frac{1}{8} \frac{V_{CD}}{\Delta \hat{I}_L f_s} \quad (B.1)$$

en donde

$V_{CD}$  Voltaje en el bus de CD

$\Delta \hat{I}_L$  Corriente de rizado en el inductor

$f_s$  Frecuencia de conmutación

Por otra parte, la corriente de rizado del inductor se define como,

$$\Delta \hat{I}_L = \alpha * I_{inv} \quad (B.2)$$

en donde

$\alpha$  Relación de rizado de la corriente

$I_{inv}$  Inom corriente nominal del inversor

En esta tesis se consideraron los siguientes datos obtenidos del modelo de generador fotovoltaico:

$$P_{inv} = 300 \text{ kVA}$$

$$V_{inv} = 230 \text{ V}$$

$$I_{inv} = \frac{P_{inv}}{\sqrt{3} \cdot V_{inv}} = 753.0656 \text{ A}$$

$$V_{CD} = 500 \text{ V}$$

$$f_s = 2700 \text{ Hz}$$

En la literatura se sugiere utilizar un valor de alfa entre 15% y 40% (Wu, He, & Blaabjerg, 2012). En esta tesis se usa un valor de alfa=15%.

Sustituyendo valores se tiene,

$$L = \frac{1}{8} \frac{500}{0.15 * 753.0656A * 2700 \text{ Hz}} = 2.0492e - 4\text{H}$$



## Apéndice C

En este Apéndice se enlistan los parámetros del sistema de prueba IEEE 34-nodos

### C 3. 1. Datos de los reguladores de voltaje

Regulador 1			
Segmento de línea	814 - 850		
Ubicación	814		
Fases	A - B -C		
Conexión	3-F, L-T		
Fase monitoreada:	A-B-C		
Ancho de banda:	2.0 volts		
Relación PT:	120		
Clasificación de Cambiador de Tap primaria	100		
Ajustes del compensador	F-A	F-B	F-C
R - ajuste	2.7	2.7	2.7
X - ajuste:	1.6	1.6	1.6
Nivel de voltaje	122	122	122
Regulador 2			
Segmento de línea:	852 - 832		
Ubicación:	852		
Fases:	A - B -C		
Conexión:	3-F, L-T		
Fases monitoreadas:	A-B-C		
Ancho de banda	2.0 volts		
Relación PT:	120		
Clasificación de cambiador de Tap primaria:	100		
Ajustes del compensador	F-A	F-B	F-C
R - ajuste	2.5	2.5	2.5
X - ajuste:	1.5	1.5	1.5
Nivel de voltaje:	124	124	124

### C 3. 2. Configuración de línea aérea.

Config.	Fases	Fases ACSR	Neutro ACSR	Espaciado
300	B A C N	1/0	1/0	500
301	B A C N	#2 6/1	#2 6/1	500
302	A N	#4 6/1	#4 6/1	510
303	B N	#4 6/1	#4 6/1	510
304	B N	#2 6/1	#2 6/1	510

### C 3. 3. Datos del transformador

	kVA	kV-alto	kV-bajo	R - %	X - %
<b>Subestación:</b>	2500	69 - Delta	24.9 -E-strella-T	1	8
<b>XFM -1</b>	500	24.9 – Estrella-T	4.16 – Estrella-T	1.9	4.08

### C 3. 4. Datos de las cargas puntuales.

NODO	Modelo cargas	Fase A (kW)	F-A (kVAr)	F-B (kW)	F-B (kVAr)	F-C (kW)	F-C (kVAr)
<b>860</b>	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
<b>840</b>	Y-I	9	7	9	7	9	7
<b>844</b>	Y-Z	135	105	135	105	135	105
<b>848</b>	D-P-Q	20	16	20	16	20	16
<b>890</b>	D-I	150	75	150	75	150	75
<b>830</b>	D-Z	10	5	10	5	25	10
<b>Total</b>		344	224	344	224	359	229

**C 3. 5. Datos de las cargas distribuidas PQ.**

<b>Cargas distribuidas</b>								
<b>Del nodo A</b>	<b>Al nodo B</b>	<b>Modelo cargas</b>	<b>F-A (kW)</b>	<b>F-A (kVAr)</b>	<b>F-B (kW)</b>	<b>F-B (kVAr)</b>	<b>F-C (kW)</b>	<b>F-C (kVAr)</b>
<b>802</b>	<b>806</b>	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
<b>808</b>	<b>810</b>	Y-I	0	0	16	8	0	0
<b>818</b>	<b>820</b>	Y-Z	34	17	0	0	0	0
<b>820</b>	<b>822</b>	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
<b>816</b>	<b>824</b>	D-I	0	0	5	2	0	0
<b>824</b>	<b>826</b>	Y-I	0	0	40	20	0	0
<b>824</b>	<b>828</b>	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
<b>828</b>	<b>830</b>	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
<b>854</b>	<b>856</b>	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
<b>832</b>	<b>858</b>	D-Z	7	3	2	1	6	3
<b>858</b>	<b>864</b>	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
<b>858</b>	<b>834</b>	D-PQ	4	2	15	8	13	7
<b>834</b>	<b>860</b>	D-Z	16	8	20	10	110	55
<b>860</b>	<b>836</b>	D-PQ	30	15	10	6	42	22
<b>836</b>	<b>840</b>	D-I	18	9	22	11	0	0
<b>862</b>	<b>838</b>	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
<b>842</b>	<b>844</b>	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
<b>844</b>	<b>846</b>	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
<b>846</b>	<b>848</b>	Y-PQ	0	0	23	11	0	0
<b>Total</b>			262	133	240	120	220	114

**C 3. 6. Datos de los capacitores en derivación.**

<b>Nodo</b>	<b>F-A (kVAr)</b>	<b>F-B (kVAr)</b>	<b>F-C (kVAr)</b>
<b>844</b>	100	100	100
<b>848</b>	150	150	150
<b>Total</b>	250	250	250

**C 3. 7. Datos de los segmentos de líneas.**

<b>Nodo A</b>	<b>Nodo B</b>	<b>Longitud (pies)</b>	<b>Config.</b>
800	802	2580	300
802	806	1730	300
806	808	32230	300
808	810	5804	303
808	812	37500	300
812	814	29730	300
814	850	10	301
816	818	1710	302
816	824	10210	301
818	820	48150	302
820	822	13740	302
824	826	3030	303
824	828	840	301
828	830	20440	301
830	854	520	301
832	858	4900	301
832	888	0	XFM-1
834	860	2020	301
834	842	280	301
836	840	860	301
836	862	280	301
842	844	1350	301
844	846	3640	301
846	848	530	301
850	816	310	301
852	832	10	301
854	856	23330	303
854	852	36830	301
858	864	1620	302
858	834	5830	301
860	836	2680	301
862	838	4860	304
888	890	10560	300

## Apéndice D

**TABLA D. 1.** Configuración de parámetros del modelo de generador fotovoltaico propuesto

Módulo fotovoltaico	60 celdas en serie, $N_s = 60$ , $V_{oc} = 37.8 V$ Potencia nominal 250 W, $P_{nom,M}$
Arreglo fotovoltaico	48 módulos en serie, $N_{sM}$ 24 cadenas de módulos en paralelo, $N_{pM}$ Potencia nominal= $N_{sM} * N_{pM} * P_{nom,M} = 288kW$
Filtro arreglo fotovoltaico	$C_{fv}=10000 \mu F$
Convertidor CC-CC reductor (Buck)	*1700 V/500 V *Filtro: $G=1$ , $T= 0.01$ s *MPPT: $I_{sc} = 160 A$ , $V_{oc} = 1701 V$ , intervalo de muestreo=0.1, $V_{mpp} = 1 V$ , algoritmo: Perturba y Observa. *PI: $k_p = 0.4$ , $T_i = 0.5$ , $Lim_{max} = 0.9$ , $Lim_{min} = 0$ *PWM: $f_s = 500$ Hz
Filtro capacitivo (inversor)	$C_{inv}=80000 \mu F$
Inversor trifásico CC/CA	*500 Vcc/230 Vca *PI para CC: $k_p = 2.25$ , $T_i = 0.01291166$ $Lim_{max} = 3.1415$ , $Lim_{min} = -0.1$ *PI para Q: $k_p = 0.45$ , $T_i = 0.070$ , $Lim_{max} = 5$ , $Lim_{min} = -0.8$ , *PLL: $k_p = 50$ , $k_i = 900$ , $f_{red} 60$ Hz *PWM: $f_s = 2700$ Hz,
Filtro inductivo	$L_f=0.2$ mH
Transformador de acoplamiento	$V_{nom} = 230 V/24.9$ kV, $S_{nom} = 300$ kVA $R_1 = 0.003$ pu, $R_2 = 0.005$ pu, $X_1 = 0.2$ pu, $X_2 = 1.25$ pu
Red de distribución	$L_s=0.1$ H 24.9 kV
Bus de voltaje de CC	500 V
Bus de voltaje de CA	230 V / 24.9 kV



## Apéndice E

### Cálculo de desbalance de voltaje

En sistemas trifásicos es común que ocurra el fenómeno de desbalance de voltaje, donde las magnitudes y ángulos de fase no son iguales. Las cargas monofásicas conectadas a una red trifásica son la principal causa para que ocurra el desbalance, pues provocan un desequilibrio entre fases dando como resultado niveles de voltajes diferentes. De acuerdo a la norma IEEE 1159, el desbalance de voltaje en un sistema trifásico debe ser menor al 3% (IEEE 1159, 2009). Además, define el desbalance de voltaje como el por ciento de la relación entre la magnitud de la componente de secuencia negativa o cero y la magnitud de la componente de secuencia positiva, como se muestra en las ecuaciones (E.1) y (E.2). Esta definición puede aplicarse para voltajes y corrientes. Aunque el desbalance para la corriente puede ser mayor, considerablemente.

$$\%k_V = \frac{V_-}{V_+} \times 100 \quad (E.1)$$

O bien,

$$\%k_V = \frac{V_0}{V_+} \times 100 \quad (E.2)$$

donde,

$\%k_V$  = por ciento de desbalance de voltaje

$V_-$  = componente de secuencia negativa

$V_0$  = componente de secuencia cero

$V_+$  = componente de secuencia positiva

De acuerdo con el estándar IEEE 1159 se recomienda utilizar la relación entre la secuencia negativa y positiva. Esta técnica se aplica principalmente para el análisis de fallas en sistemas eléctricos de potencia, así como en máquinas eléctricas. Se puede suponer un sistema trifásico cualquiera donde sus componentes simples sean  $V_a$ ,  $V_b$  y  $V_c$  y representarse de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} V_a &= V_a^0 + V_a^+ + V_a^- \\ V_b &= V_b^0 + V_b^+ + V_b^- \\ V_c &= V_c^0 + V_c^+ + V_c^- \end{aligned} \quad (E.3)$$

donde

$V_a^0, V_b^0, V_c^0$  = componentes simétricas de secuencia cero

$V_a^+, V_b^+, V_c^+$  = componentes simétricas de secuencia positiva

$V_a^-, V_b^-, V_c^-$  = componentes simétricas de secuencia negativa

La descomposición de los voltajes de fase en sus componentes simétricas es más común encontrarla en la literatura como un arreglo matricial de 3x3, como se muestra en la ecuación (A.4):

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a^0 \\ V_a^+ \\ V_a^- \end{bmatrix} \quad (E.4)$$

donde

$a$  = operador que representa desfase de 120°

$a^2$  = operador que representa desfase de 240°

Cabe mencionar que las componentes simétricas de secuencia cero, tienen igual magnitud y ángulo, pero para las demás componentes es diferente.

El objetivo de esta transformación es obtener los valores de magnitud para las componentes simétricas y poder llevar a cabo el cálculo del desbalance de voltaje. Entonces, el sistema eléctrico desbalanceado se puede representar también por una matriz de 3x3 como la ecuación (E.5):

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_+ \\ V_- \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (E.5)$$

El operador de desfase también se puede representar en forma compleja o polar como en las expresiones:

$$a = e^{-j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (E.6)$$



$$a^2 = e^{-j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (E.7)$$

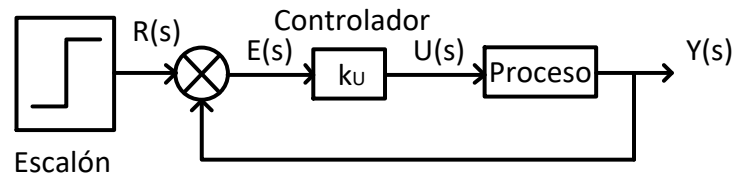
El cálculo del por ciento de desbalance se aplica para realizar estudios en sistemas eléctricos. En este trabajo de tesis se implementan las ecuaciones (E.1) y (E.2) para encontrar el por ciento de desbalance presentado en un sistema de prueba de distribución desbalanceado de 34 nodos que opera nominalmente a 24.9 kV y tiene presencia de cargas monofásicas que dan origen al fenómeno. El programa de simulación en el que se implementa tanto el modelo de prueba como las ecuaciones se presenta en el capítulo 4, así como un caso de estudio.



## Apéndice F

### Segundo método de oscilaciones sostenidas de Ziegler-Nichols.

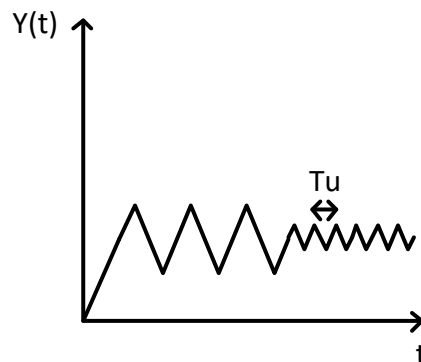
También conocido como método de la ganancia límite, llamado así, porque consiste en la determinación de la ganancia límite que hace oscilar al sistema de manera sostenida. El esquema utilizado para determinar los parámetros de ganancia límite y periodo último de oscilación, se muestra en la Figura F.1.



**Figura F. 1.** Esquema de control para determinar la ganancia límite y el periodo último.

La ganancia límite  $k_U$  está definida como la ganancia del controlador proporcional a la cual el sistema retroalimentado oscila de manera indefinida a la frecuencia última ( $1/T_U$ ). De tal manera que el sistema tendrá la respuesta mostrada en la Figura F.2.

El tipo de respuesta mostrada en la Figura F.2 se logra de la siguiente manera, al aplicar una entrada escalón, la ganancia del controlador proporcional se incrementa hasta que el sistema retroalimentado presenta oscilaciones sostenidas y se evalúa el periodo de oscilación.



**Figura F. 2.** Respuesta del sistema retroalimentado cuando la ganancia del controlador es igual a la ganancia límite.

De esta manera, la ganancia límite  $k_U$  proporciona una medida de la controlabilidad del lazo, mientras que el periodo último ( $T_U$ ) es una medida de la velocidad de respuesta de lazo. Las reglas propuestas para realizar la sintonización con base a los resultados obtenidos por este método se resumen en la Tabla F.1

**TABLA F. 1.** Fórmulas de sintonización para el método de la ganancia límite.

<b>Método de la ganancia límite</b>			
<b>Controlador</b>	$K_c$	$T_i$	$T_d$
<b>P</b>	$\frac{K_U}{2}$	$\infty$	0
<b>PI</b>	$0.45K_U$	$\frac{T_U}{1.2}$	0
<b>PID</b>	$\frac{K_U}{1.7}$	$\frac{T_U}{2}$	$\frac{T_U}{8}$

El método de la ganancia límite es muy sensible a la razón entre el retardo y la constante de tiempo, además este método requiere que la planta sea forzada a oscilar, lo cual es peligroso y costoso en un sistema real eléctrico, debido a que se trata de oscilaciones de grandes cantidades de energía lo cual puede resultar en daños severos en el sistema.

La razón por la que se utilizó dicho método fue porque al aplicar el primero, con la curva “ese” que se genera al aplicar una entrada escalón a la planta no es posible obtener los parámetros de sintonización para el control PI. Sin embargo, al aplicar el segundo método eliminando la parte integral, utilizando y variando solo la ganancia proporcional  $K_c$  fue posible hacer que el sistema oscilara sostenidamente, obteniendo la ganancia crítica  $K_U$  y el periodo crítico  $T_U$ . Una vez sintonizados los parámetros del control PI, se probó en el modelo obteniendo los resultados esperados.

## Referencias

- Agalgaonkar, Y. (2014). *Distribution Voltage Control Considering the Impact of PV Generation on Tap Changers and Autonomous Regulators*. 29(1), 1–10.
- Aramizu, J., & Vieira, J. C. M. (2013). Analysis of PV generation impacts on voltage imbalance and on voltage regulation in distribution networks. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1–5.
- Awadallah, M. A., Venkatesh, B., & Singh, B. N. (2015). Impact of solar panels on power quality of distribution networks and transformers. *Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*, 38(1), 45–51.
- Awadallah, M. A., Xu, T., Venkatesh, B., & Singh, B. N. (2016). On the Effects of Solar Panels on Distribution Transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 31(3), 1175–1185.
- Baharudin, N. H., Mansur, T. M. N. T., Hamid, F. A., Ali, R., & Misrun, M. I. (2017). Topologies of DC-DC converter in solar PV applications. *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, 8(2), 368–374.
- Carvalho, P. M. S., Correia, P. F., & Ferreira, L. A. F. M. (2008). Distributed reactive power generation control for voltage rise mitigation in distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(2), 766–772.
- Castaner Luis, S. S. (2002). *Modelling Photovoltaic Systems Using PSipice*.
- Castillo Lázaro. (2015). *Ingeniería de Sistemas de Control Continuo* (Segunda Ed; E. M. S. de R. L. de C.V., Ed.). Morelia, Michoacán.
- CENACE. (2019). *Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Electro Mayorista*. 165.
- Comisión Reguladora De Energía (CRE). (2019). *Evolución de contratos de pequeña y mediana escala / generación distribuida*. 1–10.
- Dash, S. K., Mishra, S., & Ray, P. K. (2017). Photovoltaic tied unified power quality conditioner for mitigation of voltage distortions. *2016 International Conference on Computer, Electrical and Communication Engineering, ICCECE 2016*, 732, 3–7.
- Dugan, R. et al. (2013). *Electrical Power Systems Quality*, Second Edition. *Electrical Power Systems Quality*, 1, 14.
- Elrayyah, A. Y., Wanik, M. Z. C., & Bouselham, A. (2017). Simplified approach to analyze voltage rise in LV systems With PV installations using equivalent power systems diagrams. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 32(4), 2140–2149.
- EN 50160 Std. (2004). *Standard EN 50160 description*.
- Ghosh, Arindam, L. G. (2005). *IEEE Tutorial Course Applications of Power Electronics to Power Distribution Systems*.
- Hamoud, F., Doumbia, M. L., & Cheriti, A. (2017). Voltage sag and swell mitigation using

- D-STATCOM in renewable energy based distributed generation systems. *2017 12th International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies, EVER 2017*, 1–6.
- Hasheminamin, M., Agelidis, V. G., Salehi, V., Teodorescu, R., & Hredzak, B. (2015). Index-Based Assessment of Voltage Rise and Reverse Power Flow Phenomena in a Distribution Feeder under High PV Penetration. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 5(4), 1158–1168.
- Huang, M., Blaabjerg, F., Yang, Y., & Wu, W. (2013). Step by step design of a high order power filter for three-phase three-wire grid-connected inverter in renewable energy system. *2013 4th IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, PEDG 2013 - Conference Proceedings*.
- IEC 61000-1-1:Electromagnetic Compatibility EMC. (1992).
- IEC 61727. (2005). Internationale International Standard. *Order A Journal On The Theory Of Ordered Sets And Its Applications*.
- IEEE. (1991). 929-2000 - *IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems* (Vol. 2000). Retrieved from
- IEEE 1100. (1992). *IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment* (Vol. 2005). Retrieved from
- IEEE 1159. (2009). *IEEE Std 1159<sup>TM</sup>-2009, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality* (Vol. 2009).
- IEEE Std 1547. (2018). IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003) - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. In *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*.
- IEEE Std 519. (2014). IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. In *IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992)*, 2014, 1–29.
- Indumathi, R., Venkateshkumar, M., & Raghavan, R. (2012). Integration of D-Statcom based photovoltaic cell power in low voltage power distribution grid. *IEEE-International Conference on Advances in Engineering, Science and Management, ICAESM-2012*, (2), 460–465.
- IUSASOL. (2015). *Iusasol-Pv-01-245/260*. 52(7), 2.
- Kalbat, A. (2013). PSCAD simulation of grid-tied photovoltaic systems and Total Harmonic Distortion analysis. *2013 3rd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems, EPECS 2013*, 0–5.
- Kersting, W. H. (2001). Radial distribution test feeders. *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, 2(WINTER MEETING), 908–912.
- LIE. (2019). Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica. *Diario Oficial de La Federación*,

1–30.

- Liu, X., Aichhorn, A., Liu, L., & Li, H. (2012). Coordinated control of distributed energy storage system with tap changer transformers for voltage rise mitigation under high photovoltaic penetration. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(2), 897–906.
- LTE. (2015). LEY DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA LEY DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA TÍTULO PRIMERO Disposiciones Generales Capítulo Único Del Objeto de la Ley y Definiciones. *Diario Oficial de La Federación*, 1–40.
- Marei, M. I., Abdel-Galil, T. K., El-Saadany, E. F., & Salama, M. M. A. (2005). Hilbert transform based control algorithm of the DG interface for voltage flicker mitigation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20(2 I), 1129–1133.
- Mithulananthan, N., Kumar Saha, T., & Chidurala, A. (2015). Harmonic impact of high penetration photovoltaic system on unbalanced distribution networks – learning from an urban photovoltaic network. *IET Renewable Power Generation*, 10(4), 485–494.
- Mokhtari, G., Ghosh, A., Nourbakhsh, G., & Ledwich, G. (2013). Smart robust resources control in lv network to deal with voltage rise issue. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(4), 1043–1050.
- Mondol, J. D., Yohanis, Y., Smyth, M., & Norton, B. (2006). Long term performance analysis of a grid connected photovoltaic system in Northern Ireland. *Energy Conversion and Management*, 47(18–19), 2925–2947.
- Muljadi, E., Singh, M., & Gevorgian, V. (2013). *PSCAD Modules Representing PV Generator*. (August).
- Nicola Femia et al. (2013). Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems (Femia, N. et al; 2013) [Book News]. In *IEEE Industrial Electronics Magazine* (Vol. 7).
- Pukhrem, S., Basu, M., & Conlon, M. F. (2018). Probabilistic Risk Assessment of Power Quality Variations and Events under Temporal and Spatial Characteristic of Increased PV Integration in Low-Voltage Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(3), 3246–3254.
- Rajapakse, A. D., & Muthumuni, D. (2009). Simulation tools for photovoltaic system grid integration studies. *2009 IEEE Electrical Power and Energy Conference, EPEC 2009*, 1–5.
- Roy, N. K., Pota, H. R., & Mahmud, M. A. (2016). DG integration issues in unbalanced multi-phase distribution networks. *Proceedings of the 2016 Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2016*, 1–5.
- Sa'ed, J. A., Quraan, M., Samara, Q., Favuzza, S., & Zizzo, G. (2017). Impact of integrating photovoltaic based DG on distribution network harmonics. *Conference Proceedings - 2017 17th IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 1st IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC / I and CPS Europe 2017*, 1–5.
- Salinas, F. M., & Domínguez, A. M. (2005). *Fuentes Conmutadas*. (60), 1–37.

- Santoso, S., & Zheng Zhou. (2008). *Induction machine test case for the 34-bus test feeder: a wind turbine time-domain model*. 2 pp.
- Tonkoski, R., Turcotte, D., & El-Fouly, T. H. M. (2012). Impact of high PV penetration on voltage profiles in residential neighborhoods. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 3(3), 518–527.
- Ueda, Y., Kurokawa, K., Tanabe, T., Kitamura, K., & Sugihara, H. (2008). Analysis results of output power loss due to the grid voltage rise in grid-connected photovoltaic power generation systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 55(7), 2744–2751.
- Varendorff, J., Walker, G. R., & Pezeshki, H. (2018). Verified load flow modelling and scenario simulation of a three-phase four-wire low voltage residential distribution network in Australia. *IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2018-Janua(Lv)*, 1–5.
- VDE 0126-1-1. (2006). Certified in Accordance with VDE 0126 -1-1. *Development*, 1–9.
- Wang, Z., Wang, X., Meng, W., Tang, L., & Liu, S. (2017). Constraint models of voltage fluctuation limit on OLTC/SVR caused by DG power fluctuation and generator disconnection to assess their impacts on DG penetration limit. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 11(17), 4299–4306.
- Woyte, A., Thong, V. Van, Belmans, R., & Nijs, J. (2006). Voltage fluctuations on distribution level introduced by photovoltaic systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 21(1), 202–209.
- Wu, W., He, Y., & Blaabjerg, F. (2012). An LLCL power filter for single-phase grid-tied inverter. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 27(2), 782–789.
- Yan, R., Li, Y., Saha, T. K., Wang, L., & Hossain, M. I. (2018). Modeling and Analysis of Open-Delta Step Voltage Regulators for Unbalanced Distribution Network With Photovoltaic Power Generation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(3), 2224–2234.
- Yan, R., & Saha, T. K. (2012a). Investigation of voltage sensitivities to photovoltaic power fluctuations in unbalanced distribution networks. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1–7.
- Yan, R., & Saha, T. K. (2012b). Voltage variation sensitivity analysis for unbalanced distribution networks due to photovoltaic power fluctuations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(2), 1078–1089.
- Yong, J., Chen, L., & Chen, S. (2010). Modeling of home appliances for power distribution system harmonic analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 25(4), 3147–3155.
- Yorino, N., Zoka, Y., Watanabe, M., & Kurushima, T. (2015). An Optimal Autonomous Decentralized Control Method for Voltage Control Devices by Using a Multi-Agent System. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(5), 2225–2233.
- Zhao, R., Xu, H. J., Zhao, Z. Y., & Zhang, S. H. (2009). A simplified double-exponential model of potovoltaic module in Matlab<sup>TM</sup>. *2009 International Conference on Energy and Environment Technology, ICEET 2009*.



