

Equivalent Model of a Three Phase System of Photovoltaic Generation to Analyze Voltage Variations in a Radial Distribution System

Modelo equivalente de un sistema trifásico de generación fotovoltaica para analizar variaciones de voltaje en un sistema de distribución radial

J.C. Toro-Cadavid  ; A.J. Saavedra-Montes  ; C.A. Ramos-Paja 

Abstract— In this paper, the modelling of a three-phase photovoltaic system, for analyzing voltage variation in a radial distribution system, is presented. The radial distribution system is represented by a benchmark which is widely used in the analysis of distribution systems with distributed generation, and electrical microgrids. The parameters estimation of this model is performed by selecting the aerial distribution of conductors and then calculating the sequence components. Moreover, a model of a three-phase photovoltaic generation system for analyzing voltage variations is proposed. The model represents an array of photovoltaic panels, a dc/dc converter with its control system, and a three-phase inverter. The software MATLAB/Simulink is chosen to simulate both the distribution and the photovoltaic systems. All the components of the three-phase photovoltaic system are parametrized with information of commercial equipment. To facilitate the implementation of the system model in the analysis program, reduced models of its components are selected. Finally, the proposed model of the three-phase photovoltaic system is validated by simulating single-phase faults along the feeder and changes of irradiance over the photovoltaic generators and observing the voltage behavior in one node of the distribution system. The results show that irradiance changes and single-phase faults affect the voltage behavior depending on the photovoltaic penetration level and the generators location.

Index Terms—Equivalent model, percentage of penetration, photovoltaic system, radial feeder, single-phase short-circuit, voltage variation.

Resumen— En este artículo se presenta el modelado de un sistema trifásico de generación fotovoltaica para analizar variaciones de voltaje sobre un sistema de distribución radial. El sistema de distribución radial se representa con un modelo de referencia, el cual se utiliza ampliamente en el análisis de sistemas de

distribución con generación distribuida y microrredes eléctricas. La estimación de parámetros de este modelo se completa seleccionando la distribución aérea de los conductores y posteriormente calculando sus componentes de secuencia. También se propone el modelo de un sistema trifásico de generación fotovoltaica para analizar la variación del voltaje. El modelo representa un arreglo de paneles fotovoltaicos, un convertidor dc/dc con su sistema de control y un inversor trifásico. Se selecciona el software Simulink de MATLAB para simular el sistema de distribución y el sistema de fotovoltaico. Los componentes del sistema trifásico de generación fotovoltaica son parametrizados con información de equipos comerciales. Para facilitar la implementación del modelo del sistema trifásico de generación fotovoltaica en los softwares de análisis, se seleccionan modelos reducidos de los componentes. Finalmente, el modelo propuesto para el sistema trifásico de generación fotovoltaica se valida simulando fallas monofásicas a lo largo del alimentador y cambios de irradiación solar sobre los generadores fotovoltaicos y observando el comportamiento del voltaje en un nodo del sistema de distribución. Los resultados muestran que el cambio en la irradiación solar y las fallas monofásicas influyen sobre el comportamiento del voltaje dependiendo del nivel de penetración fotovoltaica y la ubicación de los generadores.

Palabras claves— Alimentador radial, cortocircuito monofásico, modelo equivalente, porcentaje de penetración, sistema fotovoltaico, variación del voltaje.

I. INTRODUCTION

La inserción de generadores fotovoltaicos en los sistemas de distribución se ha convertido en una alternativa para suplir la demanda creciente de energía eléctrica [1], [2]. En Colombia, actualmente se están instalando plantas fotovoltaicas de generación y se están integrando generadores fotovoltaicos a

This manuscript was sent on February 26, 2020 and accepted on June 24, 2020. This work was supported by the Universidad Nacional de Colombia and Minciencias (Fondo nacional de financiamiento para ciencia, la tecnología y la innovación Francisco José de Caldas) under the project "Estrategia de transformación del sector energético Colombiano en el horizonte de 2030 - Energética 2030" - "Generación distribuida de energía eléctrica en Colombia a partir de energía solar y eólica" (Code: 58838, Hermes: 38945).

J.C. Toro-Cadavid is with Universidad Nacional de Colombia, Carrera 80 No 65-223 - Facultad de Minas, Medellín - Colombia (e-mail: juactorocad@unal.edu.co).

A.J. Saavedra-Montes is with Universidad Nacional de Colombia, Carrera 80 No 65-223 - Facultad de Minas, Medellín - Colombia (e-mail: ajsaaved@unal.edu.co).

C.A. Ramos-Paja is with the Universidad Nacional de Colombia, Carrera 80 No 65-223 - Facultad de Minas, Medellín - Colombia (e-mail: caramosp@unal.edu.co).



los sistemas de distribución, esto gracias a la Ley 1715 de 2014, “*Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*” [3]. Sin embargo, conectar generadores en un sistema de distribución trae problemas que deben ser resueltos para lograr una operación adecuada del sistema.

Algunos fenómenos que pueden generar problemas son el aumento de las corrientes de cortocircuito y los cambios de irradiación solar sobre los generadores. En [4] los autores analizan los impactos de la ubicación de los generadores fotovoltaicos a lo largo de un alimentador. Los autores identifican que, mientras más lejos se encuentra el generador fotovoltaico del transformador de servicio, más bajo es el nivel de cortocircuito. Los autores de [5] afirman que los generadores distribuidos aumentan las corrientes de cortocircuito generando pérdidas de selectividad y velocidad de disparo de los elementos de protección.

Por otro lado, una red de distribución que cuenta con generación fotovoltaica produce variaciones de voltaje que pueden afectar la operación de los equipos conectados a la red. Esas variaciones dependen principalmente de la ubicación de la generación y de su nivel de penetración [1], [2].

Para analizar los fenómenos mencionados es necesario modelar el sistema de distribución y el sistema fotovoltaico de generación y posteriormente simular los fenómenos que pueden producir problemas a la operación del sistema.

Los autores de [6] presentan el modelado de dos inversores trifásicos utilizando el software Simulink de MATLAB, la simulación muestra resultados confiables en la representación del inversor. A partir de este trabajo se considera el uso de Simulink para modelar un inversor trifásico que conecte el generador fotovoltaico al sistema de distribución. Sin embargo, dado que el objetivo de este trabajo es proponer un modelo equivalente de fácil implementación, el modelo propuesto del inversor es un modelo reducido.

El objetivo de este artículo es presentar el desarrollo de un modelo equivalente de un sistema trifásico de generación fotovoltaica para analizar el comportamiento del voltaje en un sistema de distribución radial frente a cortocircuitos monofásicos a lo largo del alimentador y frente a cambios de la irradiación solar sobre los generadores fotovoltaicos. El modelo del sistema de distribución es un modelo de referencia propuesto para representar alimentadores de distribución y microrredes [7]; sin embargo, es necesario parametrizar algunos de sus componentes con información de elementos comerciales para poder utilizarlo. Para representar el sistema trifásico de generación fotovoltaica se propone un modelo reducido del mismo, el cual se parametriza con equipos comerciales. El modelo del alimentador con la generación fotovoltaica distribuida se implementa en el software Simulink de Matlab. Para evaluar la utilidad del modelo en el análisis del voltaje, se simulan cortocircuitos monofásicos a lo largo del alimentador y cambios de irradiación solar sobre los generadores fotovoltaicos. Un nodo es seleccionado en el alimentador para comparar los valores del voltaje durante los diferentes escenarios simulados.

El resto del artículo está organizado como sigue: En la sección 2 se presenta el modelo seleccionado para representar la red de distribución, así como la deducción y síntesis del modelo del sistema trifásico de generación fotovoltaica. La sección 2 también incluye la parametrización de los modelos a partir de elementos y equipos comerciales. En la sección 3 se presentan los resultados de simular un cortocircuito monofásico a lo largo del alimentador y cambios en la irradiación solar sobre los generadores fotovoltaicos. En las secciones 4, 5 y 6 se presentan las conclusiones del trabajo, los agradecimientos a los financiadores y las referencias.

II. MODELOS Y PARAMETRIZACIÓN DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN Y UN SISTEMA TRIFÁSICO DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

En esta sección se describe el sistema de distribución radial, su modelo y el cálculo de sus parámetros a partir de elementos comerciales. También se describe el sistema trifásico de generación fotovoltaica, pero en este caso, se propone un modelo y se estiman sus parámetros utilizando información de equipos comerciales. Dado que el modelo propuesto es reducido, también se presenta la validación de este.

A. Sistema de distribución radial

El sistema consiste en una red de distribución de bajo voltaje con topología radial como se ilustra en la Figura 1, la cual opera a 400 V – 50 Hz y representa un caso típico de una red residencial. El transformador consta de una conexión delta en el devanado primario y de una conexión estrella en el secundario, con un desplazamiento de 30° en adelante para el ángulo de fase y tiene una reactancia de magnetización del 4%. El devanado secundario no cuenta con el neutro aterrizado internamente. El alimentador principal de la red consta de 9 nodos contados a partir del nodo o punto de conexión común (PCC). La distancia entre nodos es de 35 m. Del alimentador se derivan cinco ramales secundarios que terminan en las cargas, donde la distancia del cable de servicio entre el último nodo de cada ramal y su respectiva carga es de 30 m. Las líneas del alimentador principal y de los ramales secundarios son aéreas con neutro con aterrizaje múltiple. La demanda máxima del alimentador es 118,4 kVA y para todas las cargas se asume un factor de potencia de 0,85 en atraso.

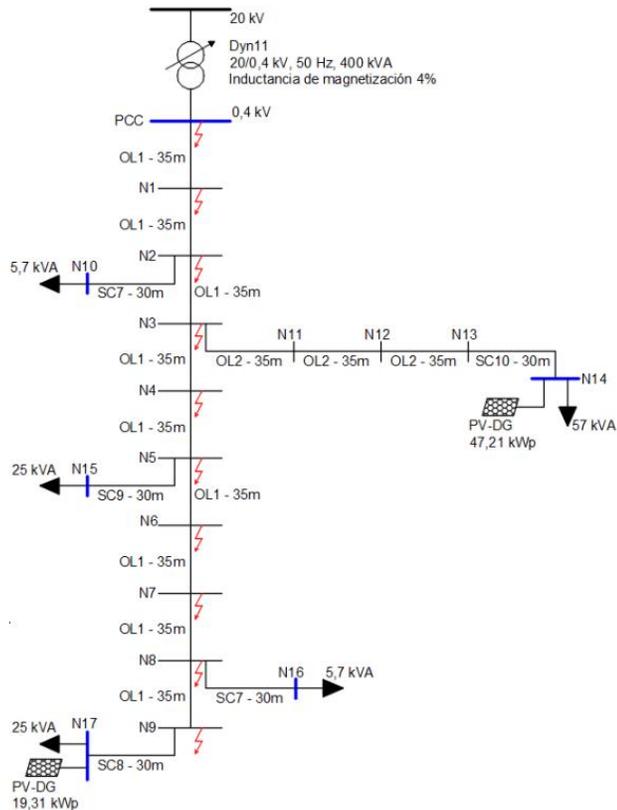


Fig. 1. Diagrama unifilar de una red de distribución de bajo voltaje que se considera como un modelo de referencia en la literatura científica.

Este sistema se utiliza como un modelo de referencia de una red de distribución y se presenta en [7]. Este sistema se utiliza en este trabajo para analizar las variaciones de voltaje en presencia de generación fotovoltaica distribuida. Para representar cada segmento de línea se emplea el modelo pi [8]. Las cargas se asumen lineales se representan con el modelo de impedancia constante, considerando que su demanda de potencia al sistema no varía en función del voltaje entregado por la red. La implementación del sistema se realiza en MATLAB/Simulink®. El registro de las señales que se utilizan para evaluar las variaciones de voltaje se realiza a una frecuencia de muestreo de 5000 Hz, obteniendo 100 muestras por cada ciclo de la señal.

B. Cálculo de las componentes de secuencia de los conductores

El modelo tomado como referencia considera las líneas aéreas con neutro multiterrizado, sin embargo, no detalla la distribución de los conductores a lo largo de la línea y no incluye las componentes de secuencia positiva. Estos valores se calculan a partir de los datos de los conductores tal y como se propone en [8]. Dado que en [7] los calibres de los conductores se expresan bajo el sistema métrico, área de la sección transversal, y en [8] se expresan en calibre americano (AWG por su nombre en inglés, American Wire Gauge), se emplea una tabla de conversión comercial para seleccionar los conductores a emplear en el modelo de la red, los cuales se encuentran relacionados en la Tabla I.

Las ecuaciones modificadas de Carson corresponden al

método empleado para calcular las matrices de impedancias y de susceptancias capacitivas de secuencias 0, 1 y 2. El método se encuentra ampliamente explicado en [8]. Para la distribución aérea de los conductores se asume el esquema presentado en el modelo IEEE de 4 nodos y en [8], según se ilustra en la Figura 2. Las impedancias y susceptancias resultantes para los conductores de fase se presentan en la Tabla II y para la línea del neutro, en la Tabla III.

TABLA I
CONDUCTORES SELECCIONADOS PARA EL MODELO DE REFERENCIA

	Líneas en [Benchmark]	Líneas adoptadas para el modelo	
OL1	4 x 1 20 mm ² Al XLPE	250 kcmil	CON LAY AA
OL2	3 x 70 mm ² Al XLPE + 54,6 AAAC	2/0 AWG + 1/0 AWG	ACSR + ACSR
SC7	4 x 6 mm ² Cu	10 AWG	AWG SLD
SC8	4 x 16 mm ² Cu	6 AWG	AWG SLD
SC9	4 x 25 mm ² Cu	4 AWG	AWG SLD
SC10	3 x 50 mm ² Al + 35 mm ² Cu XLPE	1/0 AWG + 2 AWG	AA + SLD

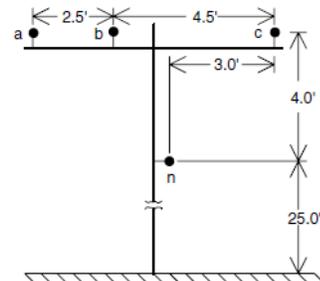


Fig. 2. Configuración aérea de los conductores del alimentador.

C. Sistema trifásico de generación fotovoltaica

Los sistemas fotovoltaicos pueden transferir la potencia generada hacia la red eléctrica. Algunos de estos sistemas están conformados por arreglos fotovoltaicos, un convertidor dc/dc con sistemas de control asociados y un inversor [9]. Para integrar estos sistemas con la red, los arreglos fotovoltaicos se conectan al convertidor dc/dc, el cual adapta su voltaje de entrada por medio de un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT por su nombre en inglés, Maximum Power Point Tracking) para optimizar la potencia convertida por el arreglo. Posteriormente, el voltaje de salida del convertidor se transforma a voltaje ac empleando un inversor para la conexión y sincronización con la red de distribución. En la Figura 3 se ilustra un diagrama de bloques del sistema trifásico de generación fotovoltaica conectado a la red eléctrica.

TABLA II
IMPEDANCIAS Y SUSCEPTANCIAS DE LOS CONDUCTORES DE FASE DE LAS
LÍNEAS AÉREAS

	R ₁	R ₀	L ₁	L ₀	C ₁	C ₀
	[Ω/km]	[Ω/km]	[mH/km]	[mH/km]	[nF/km]	[nF/km]
OL1	0,2548	0,4859	1,1045	3,1339	108,64	51,72
OL2	0,5561	0,9077	1,3466	4,0438	103,76	50,15
SC7	3,6677	3,9317	1,4338	5,1876	81,15	43,16
SC8	1,4851	1,8429	1,3405	4,6716	87,09	45,12
SC9	0,9339	1,3114	1,2942	4,2405	90,38	46,18
SC10	0,6027	0,9507	1,1911	3,7305	100,08	48,80

TABLA III
IMPEDANCIAS Y SUSCEPTANCIAS DEL CONDUCTOR DE NEUTRO DE LAS
LÍNEAS AÉREAS

	R _n [Ω/km]	L _n [mH/km]	C _n [nF/km]
OL1	0,3041	2,4188	72,651
OL2	0,7452	2,6876	69,442
SC7	3,7171	2,7478	59,349
SC8	1,5344	2,6546	62,437
SC9	0,9832	2,6083	64,095
SC10	0,6365	2,5619	65,877

El convertidor dc/dc empleado puede ser del tipo reductor, elevador, reductor-elevador, o incluso puede omitirse, dependiendo de la diferencia existente entre el voltaje requerido a la entrada del inversor trifásico y el voltaje en circuito abierto del arreglo fotovoltaico. Los convertidores elevadores se utilizan para conectar arreglos fotovoltaicos a la red puesto que permiten arreglos con un bajo número de paneles en serie. El voltaje de salida del arreglo es elevado por el convertidor para satisfacer el voltaje del inversor, el cual puede ser monofásico o trifásico. En el desarrollo de esta investigación se propone una estructura lo más cercana posible a la realidad, por lo tanto, se emplea el modelo de un convertidor elevador. A continuación, se seleccionan y/o proponen los modelos de los elementos que conforman el sistema trifásico de generación fotovoltaica.

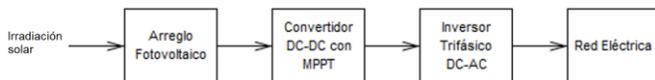


Fig. 3. Diagrama de un sistema trifásico de generación fotovoltaica.

D. Modelo del arreglo fotovoltaico

Para la implementación del modelo del arreglo fotovoltaico, se selecciona el modelo simplificado propuesto en [10]. El modelo puede representar un panel fotovoltaico o un arreglo con varios paneles fotovoltaicos conectados en serie o paralelo. El modelo considera que todos los paneles fotovoltaicos son iguales, es decir que pertenecen al mismo fabricante y más aún que no existe diferencia en sus parámetros. También se considera una irradiación solar uniforme sobre la superficie de todos los paneles. La corriente de salida del arreglo fotovoltaico está definida en (1):

$$I = N_P I_{PH} - N_P I_S (e^{[(qV)/(N_S kTA)]} - 1) \quad (1)$$

El factor N_S es la cantidad de módulos conectados en serie para lograr el voltaje de circuito abierto deseado y el factor N_P es la cantidad de arreglos conectados en paralelo para lograr la potencia pico deseada. El término I_{PH} es la corriente fotovoltaica y está definida en (2), y el término I_S es la corriente de saturación de la celda fotovoltaica definida en (3):

$$I_{PH} = \lambda (I_{SC} + K_1 (T - T_r)) \quad (2)$$

$$I_S = I_{RS} (T/T_r)^3 e^{[qE_G(1/T_r - 1/T)/(kA)]} \quad (3)$$

El factor λ en (2) es la irradiación solar incidente sobre los paneles, la cual para efectos de determinar la potencia pico del arreglo se define en 1 kW/m². El término I_{RS} en (3) es la corriente de saturación inversa de la celda fotovoltaica, y está definida en (4):

$$I_{RS} = I_{SC} / (e^{[qV_{oc}/N_S kAT]} - 1) \quad (4)$$

Los demás parámetros que aparecen en (1), (2), (3) y (4) están definidos en la Tabla IV.

E. Parametrización del generador fotovoltaico a partir de módulos comerciales de Mitsubishi Electric

El modelo del arreglo fotovoltaico presentado en las ecuaciones (1)-(4) se utiliza para representar un arreglo compuesto por módulos del fabricante Mitsubishi Electric. El módulo seleccionado es el MITSUBISHI PV-MLE260HD. Los parámetros de este módulo se presentan en la Tabla IV.

Dado que el voltaje de línea de la red seleccionada es de 400 V, se define $N_S = 1080$, lo que corresponde al número de celdas para un arreglo de 9 módulos conectados en serie que entregan un voltaje de circuito abierto de 342 V, los cuales se elevan al voltaje requerido por la red por medio de un convertidor elevador dc/dc descrito en la siguiente subsección.

Una vez se ha seleccionado la cantidad de módulos en serie, se seleccionan la cantidad de arreglos o cadenas en paralelo para lograr la potencia pico de los dos generadores fotovoltaicos que se conectarán al sistema de distribución.

TABLA IV

PARÁMETROS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO MITSUBISHI PV-MLE260HD			
Parámetro	Definición	Valor	Unidad
I_{sc}	Corriente de cortocircuito de la celda fotovoltaica a 298,15 K y 1 kW/m ²	8,98	A
K_i	Coefficiente de temperatura de la corriente de corto-circuito	$2,043 \cdot 10^{-4}$	%/K
T_r	Temperatura de referencia de la celda fotovoltaica	298,15	K
T	Temperatura de operación de la celda fotovoltaica	298,15	K
k	Constante de Boltzman	$1,38064 \cdot 10^{-23}$	J/K
q	Carga del electrón	$1,60217 \cdot 10^{-19}$	C
E_G	Gap de la banda de energía del semiconductor (Silicio)	1,11	eV
A	Factor ideal del Silicio monocristalino	1,2	
V_{OC}	Voltaje a circuito abierto	38	V
N_S	Cantidad de celdas en serie	120	

Para el arreglo fotovoltaico de 47,21 kW se selecciona el factor $N_P = 22$ para obtener el valor de potencia activa. El valor de potencia se selecciona tal que cuando el arreglo se conecte al nodo 14 del sistema presentado en Fig. 2, su potencia pico sea similar a la potencia activa de la carga en ese nodo, la cual es de 48,45 kW. Del mismo modo, para obtener una potencia pico de 19,31 kW se define el factor $N_P = 9$. Este arreglo se conectará inicialmente en el nodo 17 considerando que la potencia activa de la carga en ese nodo es de 21,25 kW.

F. Modelo equivalente de los arreglos fotovoltaicos operando en el punto de máxima potencia

En esta sección se propone un modelo equivalente de los arreglos fotovoltaicos para representar su operación en el punto de máxima potencia considerando una irradiación solar uniforme y módulos estrictamente iguales. La aproximación implica que los valores de voltaje y corriente obtenidos a la salida de los arreglos correspondan con el punto de máxima potencia, en función de la irradiación solar incidente para una temperatura de operación constante.

Para determinar los diferentes puntos de máxima potencia para diferentes niveles de irradiación solar, se programa en MATLAB® un código para calcular la respuesta de los modelos de los dos arreglos fotovoltaicos para 10 niveles de irradiación solar, desde 1 kW/m² hasta 0,1 kW/m² con decrementos de 0,1 kW/m². En la Fig. 4 se presenta la familia de curvas de la corriente de salida del arreglo fotovoltaico de 47.21 kW en función de su voltaje de salida. En la Fig. 5 se presenta la potencia de salida versus el voltaje de salida del mismo generador fotovoltaico. En cada curva de ambas figuras se destaca el valor máximo de la potencia para una irradiación solar y una temperatura dadas. Se observa que el punto de máxima potencia aumenta exponencialmente a medida que aumenta la irradiación solar, a la vez que el voltaje de circuito abierto presenta un leve incremento. Para cada uno de los niveles de irradiación solar evaluados se extraen las corrientes y voltajes correspondientes a cada punto de máxima potencia, la máxima potencia, el voltaje de vacío y la relación del voltaje de máxima potencia al voltaje de vacío. Esos valores se presentan en la Tabla V.

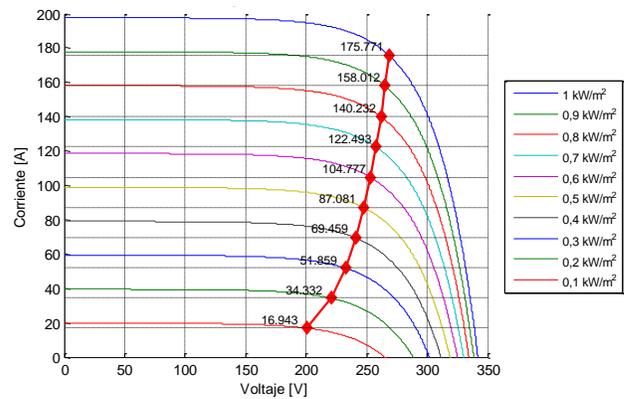


Fig. 4. Curva I-V para el arreglo fotovoltaico de 47,21 kW.

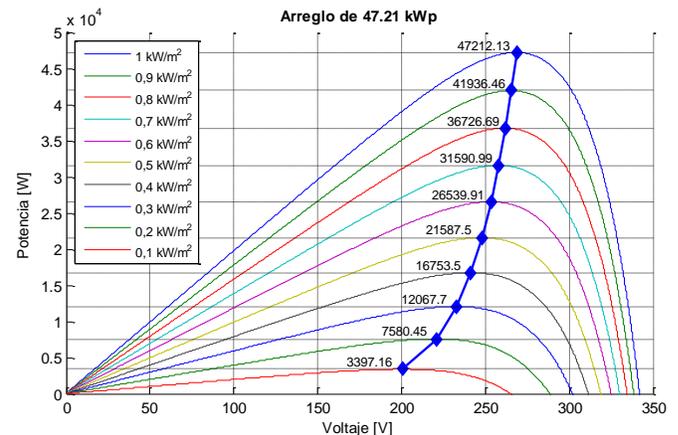


Fig. 5. Curva P-V para el arreglo fotovoltaico de 47,21 kW.

TABLA V
PUNTOS DE MÁXIMA POTENCIA PARA EL ARREGLO FOTOVOLTAICO DE 47,21 kW.

Irradiancia [kW/m ²]	P_{max} [W]	V_{mpp} [V]	I_{mpp} [A]	V_{OC} [V]	V_{mpp}/V_{OC} [%]
1,0	47212,0	268,6	175,770	341,9	78,56
0,9	41936,0	265,4	158,010	338,4	78,43
0,8	36727,0	261,9	140,230	334,5	78,30
0,7	31591,0	257,9	122,490	330,1	78,13
0,6	26540,0	253,3	104,780	324,9	77,96
0,5	21588,0	247,9	87,081	318,9	77,74
0,4	16754,0	241,2	69,459	311,4	77,46
0,3	12068,0	232,7	51,859	301,9	77,08
0,2	7580,5	220,8	34,332	288,4	76,56
0,1	3397,2	200,5	16,943	265,3	75,57

Las curvas correspondientes al arreglo de 19,31 kW se presentan en la Fig. 6 y la Fig. 7. Los valores extraídos de las curvas se presentan en la Tabla VI. Las relaciones de voltaje en las Tablas V y VI muestran que el arreglo entrega su máxima potencia cuando su voltaje de operación se encuentra entre el 75,57% y el 78,56% del voltaje de circuito abierto.

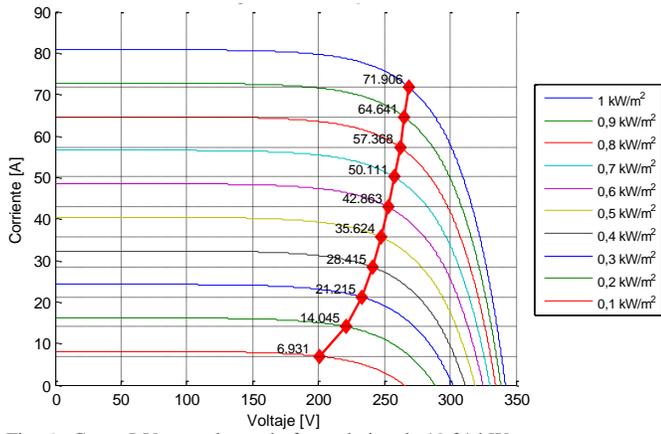


Fig. 6. Curva I-V para el arreglo fotovoltaico de 19,31 kWp.

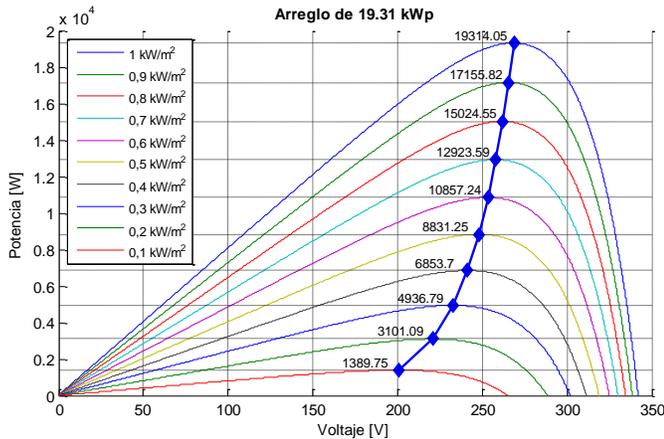


Fig. 7. Curva P-V para el arreglo fotovoltaico de 19,31 kW.

TABLA VI
PUNTOS DE MÁXIMA POTENCIA PARA EL ARREGLO FOTOVOLTAICO DE 19,31 kW.

Irradiancia [kW/m ²]	P _{max} [W]	V _{mpp} [V]	I _{mpp} [A]	V _{OC} [V]	V _{mpp} /V _{OC} [%]
1,0	19314,0	268,6	71,906	342,0	78,54
0,9	17156,0	265,4	64,641	338,4	78,43
0,8	15025,0	261,9	57,368	334,5	78,30
0,7	12924,0	257,9	50,111	330,1	78,13
0,6	10857,0	253,3	42,863	324,9	77,96
0,5	8831,3	247,9	35,624	318,9	77,74
0,4	6853,7	241,2	28,415	311,4	77,46
0,3	4936,8	232,7	21,215	301,9	77,08
0,2	3101,1	220,8	14,045	288,4	76,56
0,1	1389,7	200,5	6,931	265,3	75,57

Con los diez puntos de máxima potencia identificados para cada arreglo desde la Fig. 4 hasta la Fig. 7, y con los datos registrados en la Tabla V y en la Tabla VI, se obtiene el modelo equivalente de cada arreglo operando en su punto de máxima potencia. El modelo representa la variación del voltaje de máxima potencia y de la corriente de máxima potencia en función de la irradiación solar incidente sobre el arreglo fotovoltaico. La ecuación (5) es el modelo equivalente que relaciona el voltaje de máxima potencia en función de la

irradiación solar incidente para ambos arreglos. Esta relación se ilustra en la Fig. 8.

$$V_{mpp} = 29,59 \cdot \ln \lambda + 268,5 \tag{5}$$

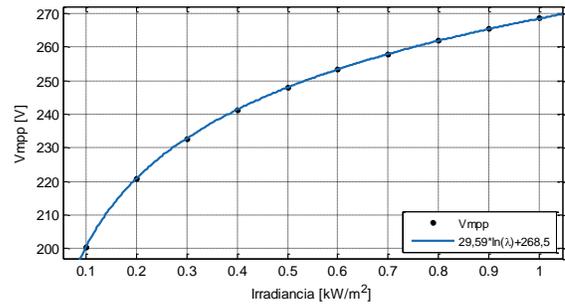


Fig. 8. Voltaje para el punto de máxima potencia en función de la irradiancia para ambos arreglos fotovoltaicos.

Para los arreglos fotovoltaicos de 47,21 kW y 19,31 kW, el modelo que relaciona la corriente de máxima potencia en función de la irradiancia solar incidente se define en (6) y (7) respectivamente. Asimismo, estos modelos se deducen de las curvas presentadas en la Fig. 9 y la Fig. 10, respectivamente.

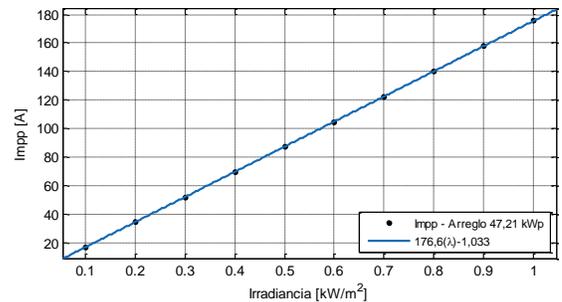


Fig. 9. Corriente para el punto de máxima potencia en función de la irradiancia para el arreglo de 47,21 kW.

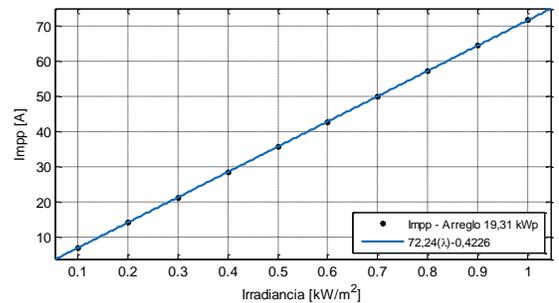


Fig. 10. Corriente para el punto de máxima potencia en función de la irradiancia para el arreglo de 19,31 kW.

$$I_{mpp} = 176,6 \cdot \lambda - 1,033 \tag{6}$$

$$I_{mpp} = 72,24 \cdot \lambda - 0,4226 \tag{7}$$

G. Modelo del convertidor elevador dc/dc

En esta aplicación se requiere de un convertidor elevador, puesto que el voltaje en circuito abierto de cada arreglo fotovoltaico es inferior al voltaje requerido para la integración

al sistema de distribución. El diseño detallado de un convertidor

$$I_{out} = \eta I_{in} V_{in}/V_{out} = \eta I_{mpp} V_{mpp}/V_{out} \quad (9)$$

se encuentra explicado en [11] y su topología se muestra en la Fig. 11.

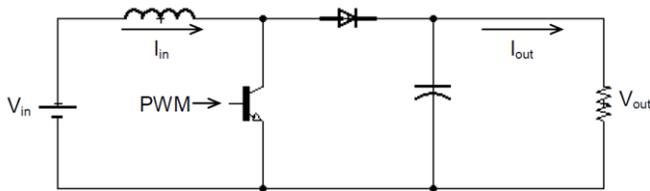


Fig. 11. Topología del convertidor elevador dc/dc.

Frecuentemente el convertidor se utiliza para operar los arreglos fotovoltaicos en el punto de máxima potencia. Esto se logra a través de algoritmos que rastrean el punto óptimo de operación y logran aportar la máxima capacidad del arreglo al sistema de distribución. Algunos de los algoritmos más reportados en la literatura son el perturbar y observar (P&O) y el *Hill Climbing* por su simplicidad y eficiencia [12], [13]. Para implementar estos algoritmos se requiere un modelo detallado del convertidor, pero utilizar un modelo detallado de un convertidor elevador dc/dc, requiere un alto costo computacional. La frecuencia de muestreo empleada en la simulación debe ser superior a la frecuencia empleada por el modulador de ancho de pulso (PWM de su nombre en inglés, Pulse Width Modulator) que controla el transistor. La frecuencia del modulador es del orden de los kHz, implicando cientos de miles de muestras por cada segundo de simulación.

Implementar los modelos de los convertidores elevadores con sus algoritmos MPPT y con el modelo de un sistema de distribución exige largos tiempos de simulación para cortos tiempos de análisis. Estos tiempos de simulación pueden ser prohibitivos e implican buscar estrategias para reducirlos.

Para analizar los estados finales de la variación de voltaje en un sistema de distribución es posible utilizar modelos reducidos que representen el estado estable del sistema trifásico de generación fotovoltaica. Por esta razón se selecciona un modelo simplificado del convertidor, el cual considera el voltaje y la corriente de entrada, la eficiencia, y el voltaje y la corriente de salida del convertidor, ver (8):

$$I_{in}V_{in} = 1/\eta(I_{out}V_{out}) \quad (8)$$

El inconveniente de utilizar este modelo es que no se puede implementar un algoritmo MPPT que actúe sobre el ciclo de trabajo del convertidor por la ausencia del transistor y del modulador de ancho de pulso. Por esta razón, la acción del algoritmo MPPT se implementa en el modelo de los arreglos fotovoltaicos, el cual siempre produce como salida el punto de máxima potencia de los arreglos fotovoltaicos.

La integración del modelo de los arreglos fotovoltaicos se realiza teniendo en cuenta que el voltaje y la corriente de salida del arreglo corresponden al voltaje y la corriente de entrada al convertidor. Es posible resolver la corriente de salida del

convertidor en (8) e incluir las variables de salida del arreglo fotovoltaico, ver (9):

Para modelar el convertidor se desprecian sus pérdidas, por lo tanto, el valor de la eficiencia se considera igual a 1.

H. Modelo del inversor trifásico

En esta sección se presenta el modelo del inversor trifásico requerido para integrar los arreglos fotovoltaicos al sistema de distribución. En una primera etapa se modela la relación de los voltajes de entrada y salida del inversor y en una etapa siguiente se completa el modelo incluyendo funciones que producen los valores instantáneos de corriente a través tres fuentes de corriente alterna desfasadas 120° .

El voltaje del enlace dc requerido a la entrada del inversor trifásico equivale al voltaje de salida V_{out} en el convertidor dc/dc. Este voltaje se asume constante y se define a partir del voltaje de línea requerido a la salida del inversor trifásico, el cual corresponde al voltaje del sistema de distribución. La relación entre el voltaje de salida del inversor en función de su voltaje de entrada está dada por (10) [14]:

$$V_{rms} = 0,8165 V_S \quad (10)$$

En esa ecuación V_S es el voltaje del enlace de dc a la entrada del inversor, o lo que es igual, el voltaje de salida del convertidor. V_{rms} es el voltaje de salida del inversor y por lo tanto debe corresponder con el voltaje de línea del sistema de distribución. El voltaje de línea del sistema de distribución presentado en la Fig. 1 es 400 V. Al resolver el voltaje en el enlace de dc para un V_{rms} de 400 V se obtiene un V_S igual a 489,9 V. Este valor corresponde al voltaje de entrada al inversor o al voltaje de salida del convertidor dc/dc. Cuando se reemplaza en (9), se obtiene (11):

$$I_{out} = 1 \cdot I_{mpp} \cdot V_{mpp}/489,9 \quad (11)$$

Por otro lado, el modelo de las tres corrientes instantáneas desfasadas 120° , el cual representa las corrientes de un sistema trifásico, se presentan en (12), (13) y (14) [14]:

$$i_a = \frac{4I_{in_inv}}{\pi} \cos \frac{\pi}{6} \sin(\omega t + \varphi) \quad (12)$$

$$i_b = \frac{4I_{in_inv}}{\pi} \cos \frac{\pi}{6} \sin\left(\omega t + \varphi - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (13)$$

$$i_c = \frac{4I_{in_inv}}{\pi} \cos \frac{\pi}{6} \sin\left(\omega t + \varphi + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (14)$$

En esas expresiones I_{in_inv} es la corriente a la entrada del inversor trifásico, la cual a su vez es la corriente de salida del convertidor dc/dc definida en (11). Asimismo, ω es la frecuencia fundamental de las corrientes expresada en rad/s y φ

es el ángulo de desfase de la corriente con respecto al voltaje de referencia.

I. Integración del modelo de un sistema trifásico de generación fotovoltaica

En este punto es posible obtener un modelo que produzca tres corrientes alternas frente a cambios en la irradiación solar sobre un arreglo fotovoltaico. El modelo se programa como una fuente de corriente, es decir que la corriente de salida del inversor trifásico será constante y dependerá de la irradiación solar, la cual producirá la máxima potencia entregada por el arreglo fotovoltaico. El voltaje en el enlace dc se mantiene constante, es decir que se considera un voltaje regulado.

Para integrar el modelo, se reemplazan el voltaje (5) y la corriente del arreglo de 47,21 kW (6) en la corriente de salida del convertidor elevador dc/dc (11) produciendo (15):

$$I_{out} = (176,6\lambda - 1,033)(29,59 \ln \lambda + 268,5)/489,9 \quad (15)$$

Dado que la corriente de salida del convertidor I_{out} es la misma corriente de entrada al inversor I_{in_inv} , es posible reemplazar (15) en (12), (13) y (14), logrando la integración del modelo de un sistema trifásico de generación fotovoltaica de 47,21 kW, el cual se presenta en (16), (17) y (18):

$$i_a = \frac{8,16 \cdot 10^{-3}(176,6\lambda - 1,033)(29,59 \ln \lambda + 268,5)}{\pi} \cos \frac{\pi}{6} \sin(\omega t + \varphi) \quad (16)$$

$$i_b = \frac{8,16 \cdot 10^{-3}(176,6\lambda - 1,033)(29,59 \ln \lambda + 268,5)}{\pi} \cos \frac{\pi}{6} \sin\left(\omega t + \varphi - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (17)$$

$$i_c = \frac{8,16 \cdot 10^{-3}(176,6\lambda - 1,033)(29,59 \ln \lambda + 268,5)}{\pi} \cos \frac{\pi}{6} \sin\left(\omega t + \varphi + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (18)$$

El mismo procedimiento se sigue para integrar el modelo del sistema de 19,31 kW. Se reemplazan (5) y (7) en (11), produciendo (19) y posteriormente se reemplaza esta función en (12), (13) y (14), logrando (20), (21) y (22):

$$I_{out} = (72,24\lambda - 0,4226)(29,59 \ln \lambda + 268,5)/489,9 \quad (19)$$

$$i_a = \frac{8,16 \cdot 10^{-3}(72,24\lambda - 0,4226)(29,59 \ln \lambda + 268,5)}{\pi} \cos \frac{\pi}{6} \sin(\omega t + \varphi) \quad (20)$$

$$i_b = \frac{8,16 \cdot 10^{-3}(72,24\lambda - 0,4226)(29,59 \ln \lambda + 268,5)}{\pi} \cos \frac{\pi}{6} \sin\left(\omega t + \varphi - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (21)$$

$$i_c = \frac{8,16 \cdot 10^{-3}(72,24\lambda - 0,4226)(29,59 \ln \lambda + 268,5)}{\pi} \cos \frac{\pi}{6} \sin\left(\omega t + \varphi + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (22)$$

Para visualizar los valores y las formas de onda que producirá el modelo del sistema trifásico de generación fotovoltaica frente a variaciones de la irradiación solar, antes de integrarlo a la red de distribución, se simulan (16)-(18) y (20)-(22) con un ángulo de fase $\varphi = 0^\circ$. Se emplea una señal de irradiación solar variable en el tiempo durante 0,5 segundos, con valores desde 0,1 kW/m² hasta 1 kW/m² con incrementos de 0,1 kW/m² cada 0,05 s, y se conecta una carga trifásica resistiva a la salida de la fuente.

En la Fig. 12 se presentan las formas de onda de las corrientes del modelo del sistema de generación fotovoltaico como fuente

trifásica de corriente con las ecuaciones correspondientes al arreglo de 47,21 kW. Este mismo procedimiento se lleva a cabo con las ecuaciones del arreglo de 19,31 kW, presentando sus resultados en la Fig. 13.

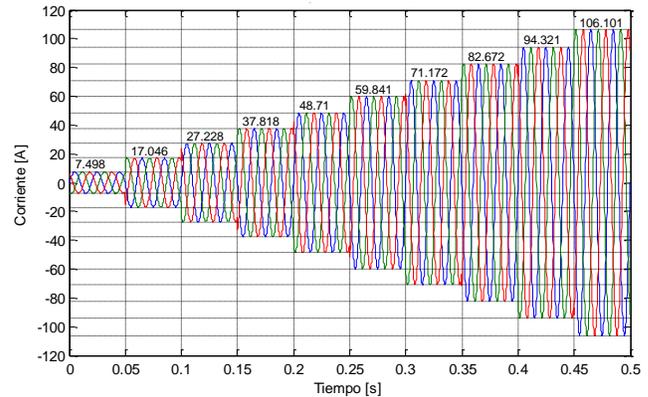


Fig. 12. Corrientes trifásicas para el arreglo fotovoltaico de 47,21 kW.

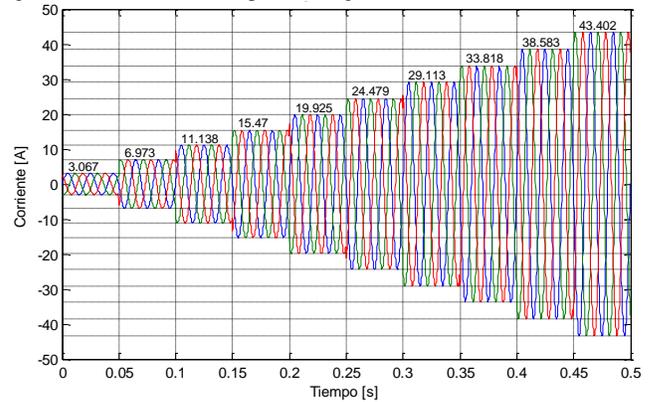


Fig. 13. Corrientes trifásicas para el arreglo fotovoltaico de 19,31 kW.

Los resultados presentados en la Fig. 12 y la Fig. 13 confirman el comportamiento del modelo del sistema trifásico de generación fotovoltaica alimentando una carga lineal, cuando se extrae la máxima potencia de los arreglos fotovoltaicos para múltiples valores de irradiación solar.

En este punto se cuenta con el modelo de referencia de un sistema de distribución radial con generación distribuida fotovoltaica con control MPPT.

III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El objetivo del modelo propuesto es analizar las variaciones de voltaje en nodos de un sistema de distribución radial que cuenta con generación fotovoltaica frente a eventos que alteran las condiciones de operación de la red de distribución. Para lograr esto se simulan siete escenarios, los cuales se diferencian por el nivel de penetración de la generación fotovoltaica y por la ubicación de los arreglos fotovoltaicos. Además, en cada escenario se introducen perturbaciones para observar la variación del voltaje en nodos del sistema. Las perturbaciones consisten en fallas monofásicas en los nodos del alimentador principal y en cambios en la irradiación solar incidente sobre la superficie de los arreglos. A continuación, se detallan los escenarios, sus características y las perturbaciones introducidas.

En el escenario 1, el sistema de distribución no posee

generación distribuida fotovoltaica y el nivel de cortocircuito del bus principal es de 3 MVA. Este nivel de corto circuito se mantiene igual para todos los escenarios analizados.

La primera perturbación que se genera consiste en simular fallas monofásicas a tierra en la fase A. Las fallas se modelan con una resistencia de 1 m Ω y se introducen desde el PCC hasta el nodo 9 del sistema de distribución. Las fallas se encuentran programadas con una duración de 2 s.

El escenario 1 frente a la primera perturbación se utiliza como referencia para observar el comportamiento del voltaje en los demás escenarios. Se selecciona el nodo 14 para observar el comportamiento del voltaje dado que en este nodo está conectada la mayor carga del sistema. En la Fig. 14 se observa el comportamiento del voltaje en el nodo seleccionado en función del punto de ocurrencia de la falla cuando la generación distribuida fotovoltaica es el cero por ciento de la carga del sistema (PVDG 0%, de su nombre en inglés Photovoltaic distributed generation). También se observan los límites del valor del voltaje que establecen cuando hay presencia de un hueco de voltaje o una interrupción [15].

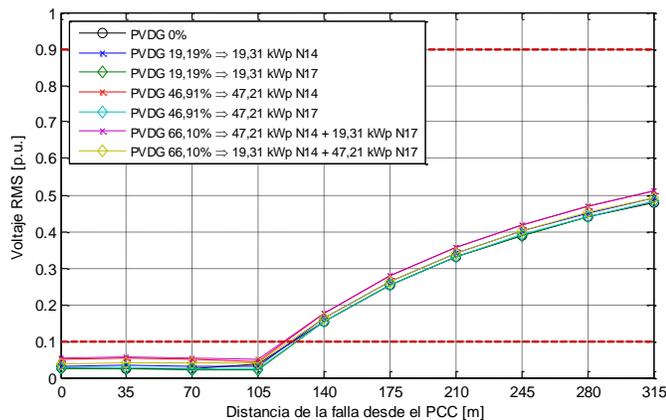


Fig. 14. Voltaje RMS en el nodo 14 en función de la distancia de falla.

Los demás escenarios se establecen según el nivel de penetración de generación distribuida y la ubicación de los arreglos fotovoltaicos. El nivel de penetración está definido como la relación entre la potencia pico de la generación fotovoltaica instalada y la máxima carga vista desde el PCC en el alimentador principal [16]. Se consideran niveles de penetración del 19,19%, 46,91% y 66,10%. Estos niveles de penetración están asociados a la aparición de fenómenos de calidad de la potencia en los sistemas de distribución, según [16]. La ubicación de la generación distribuida fotovoltaica se establece en el nodo 14 por ser el nodo en el cual se encuentra la mayor carga del sistema, superior al 50%. También se instala generación distribuida en el nodo 17 por ser el nodo en el cual se encuentra la carga más alejada del PCC, ver Fig. 1.

Los escenarios 2 y 3 se establecen con un nivel de penetración del 19,19%, donde el sistema fotovoltaico está ubicado en el nodo 14 y el nodo 17, respectivamente. El porcentaje se establece teniendo en cuenta que la potencia activa total demandada por las cargas es de 100,64 kW y el sistema fotovoltaico introducido puede generar una potencia pico de 19,31 kW. En el nodo 14 está conectada la mayor carga

del sistema, 57 kVA; mientras que en el nodo 17, hay conectada una carga de 25 kVA. En la Fig. 14 se observa el comportamiento del voltaje en el nodo 14 para los escenarios 2 y 3, PVDG19,19%, cuando son sometidos a las fallas monofásicas a lo largo del alimentador principal.

El nivel de penetración de 46,1%, establece los escenarios 4 y 5. En el escenario 4 se ubica el sistema trifásico de generación fotovoltaica en el nodo 14 y en el escenario 5 se ubica en el nodo 17. Este nodo es el más lejano desde el PCC y la capacidad de generación instalada supera la demanda de la carga en dicho nodo y aporta potencia a las demás cargas de la red. En la Fig. 14 estos escenarios se identifican con PVDG46,41%.

Finalmente, los escenarios 6 y 7, implican un nivel de penetración del 66,10%. En ambos escenarios se conectan los dos sistemas trifásicos de generación fotovoltaica, alternando su ubicación en los nodos 14 y 17. En la Fig. 14 ambos escenarios se identifican con PVDG66,10%.

La Fig. 14 muestra el comportamiento del voltaje de la fase fallada en el nodo 14 en función de la distancia de la falla en el alimentador principal. Observando estos resultados es posible afirmar que el nivel de penetración de la generación distribuida o su ubicación no tiene mayor influencia en el comportamiento del voltaje.

Cuando la falla ocurre entre el PCC y el nodo 3, el nodo 14 experimentará una interrupción de la fase fallada en cualquier escenario. Cuando la falla ocurre entre el nodo 4 y el nodo 9, el voltaje experimenta una menor reducción de su magnitud, la cual se va haciendo menor a medida que la falla se aleja del PCC. Cuando la distancia de la falla al PCC es superior a 123 m aproximadamente, la variación de voltaje deja de ser una interrupción para convertirse en un hueco de voltaje. La influencia de los escenarios sobre la variación de voltaje queda restringida a 0.04 pu para todas las fallas monofásicas a tierra que pueden ocurrir en el alimentador principal. Sin embargo, dada la profundidad de la interrupción o el hueco de voltaje, la variación de voltaje producida por los diferentes escenarios no tiene mayor significancia.

Para caracterizar la variación de voltaje en el sistema de distribución, después de insertar la generación distribuida fotovoltaica cuando se presenta una variación en la irradiación solar incidente sobre los arreglos fotovoltaicos, se consideran los mismos escenarios descritos para el caso anterior. Se aplica una irradiación solar variable sobre los arreglos fotovoltaicos desde 0,1 kW/m² hasta un nivel de 1 kW/m² con incrementos de 0,1 kW/m². En la Fig. 15 se presenta la variación del voltaje en el nodo 14, en los escenarios 2, 3, 4, 5, 6 y 7, cuando varía la irradiación solar. En las condiciones iniciales del sistema de distribución, el voltaje en el nodo 14 es ligeramente superior a 0.9 pu. Este bajo valor se debe a la ubicación del nodo 14 en el sistema de distribución y a los valores de los parámetros de las secciones del alimentador.

En la Fig. 15 se observa que el nivel de voltaje aumenta linealmente en el nodo 14 a medida que aumenta el nivel de la irradiación solar, siendo más pronunciada su elevación para los escenarios que presentan mayor nivel de penetración y con el sistema fotovoltaico de mayor potencia pico ubicado en el nodo 14. Los resultados presentados en la Fig. 15 muestran que el

nivel de penetración de generación fotovoltaica y la ubicación del sistema fotovoltaico producirán variaciones en el voltaje del nodo 14 iguales o inferiores al 4%. Se concluye entonces, que cambios negativos de irradiación solar sobre los generadores fotovoltaicos podrían generar huecos de voltaje dependiendo de las condiciones iniciales del sistema.

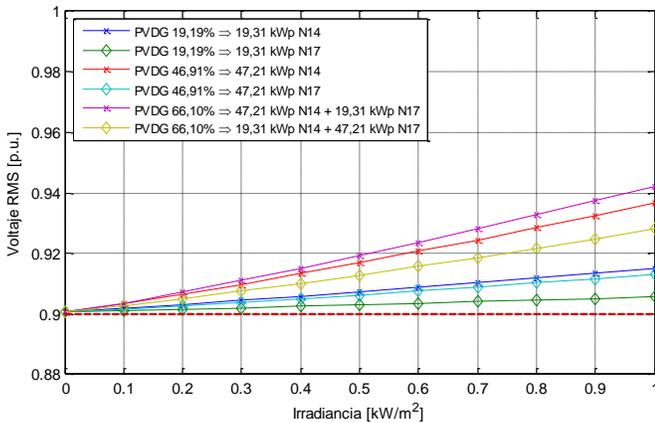


Fig. 15. Voltaje RMS en el nodo 14 en función de la irradiación solar.

IV. CONCLUSIONES

En este artículo se presentó el modelado de un sistema trifásico de generación fotovoltaica para analizar variaciones de voltaje sobre un sistema de distribución radial. El sistema de distribución radial fue representado por un modelo de referencia, el cual permite a otros investigadores contrastar los resultados presentados en esta investigación, dándoles mayor validez. Los parámetros del modelo de las secciones del alimentador principal fueron hallados utilizando información de elementos comerciales. Se propuso un modelo para representar un sistema trifásico de generación fotovoltaica, el cual fue parametrizado con los datos PV-MLE260HD del fabricante Mitsubishi Electric. El modelo del sistema de distribución y del sistema fotovoltaico se simuló con el software Simulink de MATLAB. La simulación de fallas monofásicas a lo largo del alimentador principal y cambios de la irradiación solar incidente sobre los arreglos fotovoltaicos mostraron que tres niveles de penetración fotovoltaica y diferentes ubicaciones pueden generar cambios del 4% sobre el voltaje en el sistema de distribución.

V. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Universidad Nacional de Colombia por proveer la infraestructura, suministros, equipos, software, y el tiempo del recurso humano para realizar este trabajo de investigación. Asimismo JCTC agradece a Mitsubishi Electric de Colombia Ltda. por el apoyo económico otorgado para el desarrollo de este proyecto académico. Finalmente, CARP agradece a Colciencias (Fondo nacional de financiamiento para ciencia, la tecnología y la innovación Francisco José de Caldas) y al proyecto "Estrategia de transformación del sector energético Colombiano en el horizonte de 2030 - Energetica 2030" - "Generación distribuida de energía eléctrica en Colombia a partir de energía solar y eólica" (Code: 58838, Hermes: 38945).

VI. REFERENCIAS

- [1] F. Katiraei and J. R. Aguero, "Solar PV Integration Challenges," *IEEE Power Energy M.*, vol. 9, no. 3, pp. 62-71, May, 2011, DOI. 10.1109/MPE.2011.940579
- [2] M. Obi and R. Bass, "Trends and challenges of grid-connected photovoltaic systems – A review," *Renew Sust Energ Rev.*, vol. 58, pp. 1082-1094, May, 2016, DOI. 10.1016/j.rser.2015.12.289
- [3] Congreso de la Republica de Colombia, "Ley 1715 de 2014," *Diario Oficial*, no. 49.150, May, 2014.
- [4] R. Torquato, F. C. L. Trindade, and W. Freitas, "Analysis of the harmonic distortion impact of photovoltaic generation in Brazilian residential networks," *2014 16th Int. Conf. Harmon. Qual. Power*, Bucharest, Romania, 2014, pp. 239-243.
- [5] Ó. F. Tuta y R. Hincapié, "Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida," *Scientia et technica*, vol 3, no. 49, pp 14-19, Dic, 2011, DOI. 10.22517/23447214.1457
- [6] A. Alzate y L. A. Trejos, "Simulación de un inversor trifásico multinivel con fijación por diodos usando SIMULINK de MATLAB", *Scientia et technica*, vol. 2, no. 45, pp. 227-232, Ago, 2010, DOI. 10.22517/23447214.289
- [7] S. Papathanassiou, N. Hatzargyriou, and K. Strunz "A benchmark low voltage microgrid network," *Proc. CIGRE Symp. Power Syst. with Dispersed Gener.*, Athens, Greece, 2005, pp. 1-8.
- [8] W. Kersting, "Distribution system line models," in *Distribution System Modeling and Analysis*, 1st ed, Las Cruces, (New Mexico), USA: CRC, 2001, pp. 125-141.
- [9] A. H. M. Nordin and A. M. Omar, "Modeling and simulation of Photovoltaic (PV) array and maximum power point tracker (MPPT) for grid-connected PV system," *2011 3rd Int. Symp. Exhib. Sustain. Energy Environ.*, Melaka, Malaysia, 2011, pp. 114-119.
- [10] S. Said, M. Benammar, and S. Ahmed, "A Matlab/Simulink-Based Photovoltaic Array Model Employing SimPowerSystems Toolbox," *J. Energy Power Eng.*, vol. 6, pp. 1965-1975, Dec, 2012.
- [11] B. M. Hasaneen and A. A. E. Mohammed, "Design and simulation of DC/DC boost converter," *2008 12th Int. Middle-East Power Syst. Conf.*, Aswan, Egypt, 2008, pp. 335-340.
- [12] T. Esmar and P. L. Chapman, "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques," *IEEE T Energy Conver*, vol. 22, no. 2, pp. 439-449, May, 2007, DOI. 10.1109/TEC.2006.874230
- [13] D. Sanz-Morales, "Maximum Power Point Tracking Algorithms for Photovoltaic Applications," M.S. Thesis, Dept. Elec. Eng., Aalto Univ., Espoo, Finland, 2010.
- [14] M. Rashid, "Inversores de modulación de ancho de pulso," *Electrónica de Potencia, Circuitos, Dispositivos y Aplicaciones*, 3rd ed., México: Prentice Hall, 1993, pp. 356-413.
- [15] *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*, IEEE Std 1159-2019 (Revision of IEEE Std 1159-2009), IEEE, Aug, 2019.
- [16] M. A. Eltawil and Z. Zhao, "Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems—A review," *Renew Sust Energ Rev.*, vol. 14, no. 1, pp. 112-129, Jan, 2010, DOI. 10.1016/j.rser.2009.07.015



Juan C. Toro-Cadavid nació en Medellín, Colombia. He received the electronic engineer degree from Universidad de San Buenaventura, Medellín, Colombia in 2010, and a master degree in electrical engineering from Universidad Nacional de Colombia in 2017. He is with Mitsubishi Electric de Colombia Ltda from 2007 in vertical transport division.

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0526-0197>.



Andrés J. Saavedra-Montes was born in Palmira, Colombia, in 1974. He received a degree in electrical engineering from Universidad del Valle, Colombia in 1998, a master degree on generation systems of electric energy in 2002, and a Ph.D. degree on electrical engineering in 2011 from the same university. He has been with Universidad Nacional de Colombia since 2003, where He is Associate Professor. His main research interests are in renewable energy systems, distribution and power systems, electric machines, power quality and engineering education.

ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-2529-5082>



Carlos A. Ramos-Paja was born in Cali, Colombia, in 1978. He received the engineer degree in electronics from the Universidad del Valle-Colombia in 2003, a master degree on automatic control from the same university in 2005, and the Ph.D. degree in power electronics from the Universitat Rovira i Virgili-Spain in 2009. Since 2009 he has been Professor in the Universidad Nacional de Colombia, where since 2018 he is Full Professor. His main research interests are in the design and control of renewable energy systems, switching converters, distributed power systems, and power quality solutions.

ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-2231-4177>.