

## **Ubicación de sistemas fotovoltaicos en la red de distribución de corriente continua en medio voltaje considerando edificaciones inteligentes y estaciones de carga de vehículos eléctricos**

## **Localização de sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição de corrente contínua em média tensão considerando edifícios inteligentes e estações de carregamento de veículos elétricos**

DOI:10.34115/basrv6n3-016

Recebimento dos originais: 18/02/2022

Aceitação para publicação: 14/03/2022

### **Edgar Pilatasig**

MSc in Electrical Engineering

Institución: Universidad Politécnica Salesiana

Dirección: Postgraduate Department, Universidad Politécnica Salesiana, Quito 170525  
Ecuador

Correo electrónico: epilatasigm@est.ups.edu.ec

### **Alex Valenzuela**

PhD in Electrical Engineering

Institución: Universidad Politécnica Salesiana

Dirección: Postgraduate Department, Smart Grid Research Group (GIREI), Universidad Politécnica Salesiana, Quito 170525, Ecuador

Correo electrónico: avalenzuela@ups.edu.ec

### **RESUMEN**

El presente artículo se enfoca en la ubicación óptima de Generación Distribuida (GD) del tipo fotovoltaico, en un sistema de distribución de 33 nodos de la IEEE. El emplazamiento de GD se realizó considerando el estudio del sistema mediante análisis de flujos de potencia, obteniendo como resultados los valores de potencia, pérdidas y voltajes en por unidad de los nodos del sistema, siendo así que se tienen nodos críticos, los cuales se encuentran por debajo de un rango tolerable de operación. En este contexto, se contempla la óptima ubicación de generación basada en Algoritmo Genético (AG), el cual realiza la búsqueda de los nodos donde se colocará GD de tipo fotovoltaico considerando restricciones técnicas. La aplicación del algoritmo genético también determina la potencia óptima de los sistemas fotovoltaicos. Finalmente, se realiza la comparación del funcionamiento del sistema cuando opera con y sin generación distribuida. Como resultados se tiene la mejora de los perfiles de voltaje del sistema y disminución de pérdidas en el sistema.

**Palabras-clave:** algoritmo genético, generación distribuida, mvdc, optimización, red de distribución.

### **ABSTRACT**

This article focuses on the optimal location of photovoltaic type Distributed Generation (DG), in a distribution system of 33 IEEE nodes. The location of DG was carried out considering the study of the system through analysis of power flows, obtaining as results the values of power, losses and voltages in per unit of the nodes of the system, being so that there are critical nodes, which are located below a tolerable operating range. In this

context, the optimal generation location based on Genetic Algorithm (GA) is contemplated, which performs the search for the nodes where photovoltaic type DG will be placed considering technical restrictions. The application of the genetic algorithm also determines the optimal power of photovoltaic systems. Finally, the comparison of the operation of the system is made when it operates with and without distributed generation. The results are the improvement of the system voltage profiles and the reduction of losses in the system.

**Keyword:** genetic algorithm, distributed generation, mvdc, optimization, distribution network.

## 1 INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es un servicio básico que debe ser provisto a todos los usuarios, para garantizar la calidad en el sistema de distribución este debe cumplir los principios de confiabilidad, disponibilidad, seguridad y abierto a nuevas tecnologías [1]. Normalmente en [2], se considera que los alimentadores de distribución están sirviendo a cargas del tipo industrial, comercial, residencial e iluminación, y en la actualidad incluso a vehículos eléctricos. En los diferentes análisis se considera bajo ciertas condiciones de operación que las cargas comerciales e industriales son “equilibradas” por el consumo de energía equitativo en las tres fases. Por el contrario, las cargas residenciales suelen ser monofásicas, lo que ocasiona un desbalance de corriente en el sistema. Por lo general las empresas distribuidoras de electricidad deben batallar con el comportamiento de las cargas conectadas ya que al no ser equilibradas originan un desequilibrio en las redes eléctricas [3]. En la actualidad, las cargas de corriente continua como vehículos eléctricos y edificaciones inteligentes están ganando mayor protagonismo, lo que provocaría grandes cambios al sistema eléctrico [4]. Zhang y Cui [5], en su investigación proponen un bus de corriente continua con generación fotovoltaica la cual contribuye al balance de la red cumpliendo así con estándares de confiabilidad y calidad.

En [6], los autores proponen la ubicación de energías renovables a la red de distribución de Corriente Continua de Medio Voltaje (MVDC), por lo que, es necesario un amplio estudio para su correcta ubicación en el sistema eléctrico. La ubicación de esta energía renovable trae grandes ventajas al sistema. Por ejemplo, reducción de pérdidas de todo el sistema, mejoramiento del perfil de voltaje en los nodos, mayor confiabilidad del sistema ya que se tiene doble generación la primera del sistema fotovoltaico y la segunda de la empresa distribuidora de electricidad [6]. Qi y Long [7], mencionan que el enlace MVDC puede aumentar considerablemente la capacidad de ubicación de generación renovable hasta un 15% en redes de distribución y una reducción del 50% de las pérdidas

de energía en comparación con un sistema convencional, favoreciendo enormemente al sistema eléctrico. Adicional, es necesario el estudio y análisis de la generación de energía solar fotovoltaica, debido al crecimiento en los últimos años a pasos acelerados en el sector de la energía eléctrica mundial [8]. Cabe mencionar, que el gran auge de los sistemas fotovoltaicos se debe a la reducción en el costo de fabricación de los paneles solares y el avance de la tecnología en la electrónica de potencia, ocasionando en los usuarios un gran interés por la implementación de una micro generación fotovoltaica en las azoteas de las viviendas y edificios, debido a los grandes beneficios y ganancias que se puede obtener [8], la ubicación de generación fotovoltaica a la red de distribución requiere de una planificación y un análisis minucioso, debido a la necesidad de espacio, acceso, mantenimiento y sobretodo una gran exposición de los paneles solares a la radiación solar [9]. En [10], se menciona que el costo de generación de energía solar es menor en comparación con las fuentes de generación convencionales, en caso de que se busque una mayor disminución en los costos de generación solar Zafoschnig y Nold recalcan que se necesita de un correcto estudio y planificación en la instalación de los MÓDULOS para lograr una optimización significativa en los recursos.

Así se propone al sistema MVDC cuyo funcionamiento después de una amplia investigación se asumirá como ideal. Inicialmente la modelación base del sistema será objeto de estudio y posteriormente se utilizará el modelo de prueba de 33 nodos de la IEEE, en donde se realizará el respectivo análisis para la ubicación óptima de generación de sistemas fotovoltaicos, cuya función objetivo se busca minimizar las pérdidas en todo el sistema, para mejorar la confiabilidad y calidad de la energía. El software utilizado para la realización de las simulaciones será MATLAB empleando el uso del algoritmo genético y del barrido hacia atrás/delante para flujos de potencia DC.

## **2 METODOLOGÍA**

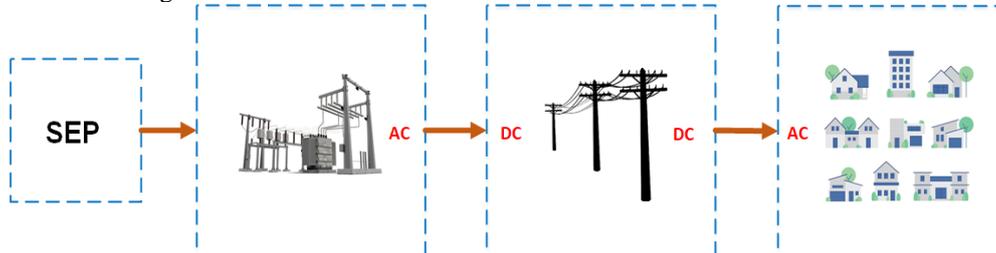
### **2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

En la actualidad, el crecimiento de cargas en corriente continua en las redes eléctricas es evidente, por lo que será necesario un estudio del avance de la tecnología en cuanto a redes MVDC en los sistemas de distribución. En esta sección se analiza los sistemas MVDC, sus ventajas, aplicaciones futuras, topologías y posibles problemas.

### 2.1.1 Red de Distribución de Corriente Continua de Medio Voltaje

La utilización de redes en corriente continua en sistemas de distribución proporciona grandes ventajas, por ejemplo, reducción del cableado, utilización de tecnología innovadora, versatilidad, solución al desequilibrio de corriente, reutilización de las líneas existentes en AC y la reducción de pérdidas de potencia en comparación con una red AC [11]. El uso de una red MVDC permite la acogida de generación distribuida en las redes de media tensión y las pérdidas que se originen dependen únicamente de las condiciones de carga, sus estrategias de control y de generación [12]. Una vez analizado las ventajas de una red de corriente continua, Li y Zhu [13], describen que el mayor inconveniente de una red MVDC consiste en la vida útil de los equipos MVDC, que varían aproximadamente entre los 15 a 25 años, lo que difiere mucho con los equipos para corriente alterna que su vida útil varía entre los 30 a 40 años. Adicional, las redes DC no solo reducen la corriente, sino también las pérdidas de todo el sistema y las caídas de voltaje, en comparación con los métodos convencionales [5]. En la Figura 1, se representa la rectificación de la corriente alterna a corriente continua el cual permite mitigar los efectos de desbalance de la corriente en la red eléctrica [17].

Figura 1. Modelo de un sistema MVDC en un sistema de distribución



En [14], se menciona que en los sistemas AC la mayor parte de los armónicos, específicamente el tercer armónico se encuentra en el neutro; dando como resultado de que la corriente en el neutro sea mayor a la de fase, aunque las cargas se encuentren correctamente balanceadas. Con el avance de la tecnología, hoy en día una red MVDC está conformada con equipos de electrónica de potencia que se encuentran operando a medio voltaje y disponen de filtros para prevenir la generación de armónicos que se producen por los múltiples procesos de rectificación y maniobras de control [15].

### 2.1.2 Ventajas de redes DC en sistemas de distribución

En [16], se menciona que la transición MVAC a MVDC se ha venido estudiando por algunos años llegando a la conclusión que una red MVDC me permitirá aumentar el flujo de carga hasta en un 185%, cuando se consideran ciertos aspectos, tales como:

- En DC no se considera el efecto piel, por lo que existe mayor capacidad de corriente, logrando así una disminución considerable de las caídas de tensión.
- Una red en corriente continua se puede almacenar energía en baterías siendo una gran ventaja sobre la corriente alterna.
- Las redes DC son mucho más seguras que las redes en AC ya que repele al cuerpo humano.

### 2.1.3 Posibles aplicaciones futuras

En [5], los autores mencionan las principales aplicaciones futuras de sistemas MVDC, ya sean en algunas embarcaciones marítimas, ferrocarriles de tracción eléctrica, generación eólica offshore con interconexión submarinas. No obstante, las aplicaciones pueden expandirse a:

- Interconexión con todo tipo de generación eléctrica offshore
- Micro redes con integración de energía a pequeña y gran escala
- Distribución eléctrica
- Transporte
- Electrificación en plataformas petroleras, mineras y gas

La utilización de sistemas MVDC en las redes de distribución contribuyen enormemente a la inserción de energías renovables y generación distribuida, facilitando la entrada de “micro grids” que aportan considerablemente a la robustez del sistema de distribución logrando así una mejora en la eficiencia operativa y de control que es a donde apuntan las distintas empresas distribuidoras de electricidad [17].

### 2.1.4 Topologías

Bathurst y Hwang [16], analizan las topologías tradicionales (es decir topologías de bus único y bus múltiple) y topologías modernas (es decir la reconfigurable). Los principales criterios a tener en cuenta antes de decidir la topología más adecuada son la flexibilidad, la robustez y la fiabilidad. Adicional, se presenta las topologías de red para sistemas en DC, que se detallan a continuación.

- Tipo anillo: consiste básicamente en conectar las cargas en estrella a una fuente alimentadora. Esta conexión tiene baja confiabilidad y es muy económica.
- Tipo rejilla de malla: consiste en la conexión de múltiples cables a los nodos de la conexión tipo anillo, lo que nos lleva a una conexión tipo mallada la cual nos brinda alta confiabilidad y flexibilidad en el sistema, pero evidentemente incurre en costos elevados.

### 2.1.5 Problemáticas asociadas a redes MVDC

En [18], se menciona la necesidad del análisis y estudio de las fallas en corriente continua para operar sistemas MVDC, por lo que fomentan la utilización de un Convertidor Modular Multinivel (MMC) híbrido. Cabe mencionar que, cuando se origina una falla en el sistema eléctrico DC, las corrientes de falla pueden ser originadas por fuentes de corriente alterna, fuentes de corriente continua y elementos de almacenamiento [19]. Los disyuntores de AC son dispositivos que únicamente pueden interrumpir las contribuciones de falla de las fuentes de AC, pero las contribuciones de falla de las fuentes de corriente continua no pueden ser interrumpidas por los disyuntores AC. Cabe señalar que, los disyuntores de AC tienen un tiempo de respuesta muy lento, tardando varios milisegundos para interrumpir las fallas [8]. Por consiguiente, si la apertura de los disyuntores de corriente alterna es demasiado lento, las corrientes de falla DC pueden llegar a niveles muy altos, causando daños a los dispositivos electrónicos, para solucionar este problema en los últimos años se han realizado varias investigaciones las cuales proponen la inserción de disyuntores de corriente continua que actúan de inmediato para la protección de la red de distribución de corriente continua y de sus equipos [19].

## 3 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En la actualidad la ubicación de sistemas fotovoltaicos en la red de distribución de corriente continua en medio voltaje ya es una realidad, gracias al avance de la tecnología. En esta sección se menciona los avances de la generación fotovoltaica y la correcta ubicación en las redes de distribución DC.

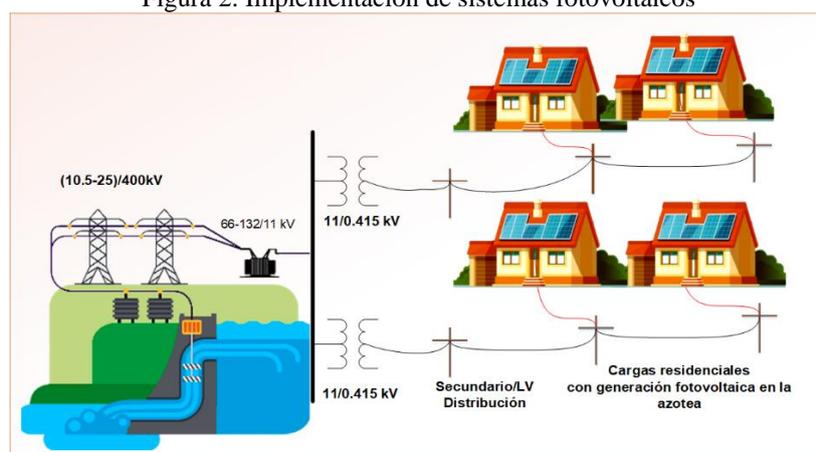
### 3.1 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Hoy en día la generación de Energía Solar Fotovoltaica (FV) está ganando protagonismo a pasos acelerados en el sector de la energía eléctrica a nivel mundial [20]. Esto es posible gracias a la disminución en el costo de los paneles solares, mejora de la

eficiencia y el avance de la tecnología en la electrónica de potencia. La instalación de paneles solares a pequeña escala en las azoteas de las viviendas está en auge, este crecimiento se debe a los beneficios económicos que brinda al usuario y a la pronta recuperación del costo de inversión [21]. Cabe señalar que, el haber realizado un estudio el cual nos garantice la ubicación óptima de los generadores fotovoltaicos dentro de un sistema eléctrico no asegura que dicha ubicación sea la de mayor producción de energía eléctrica de tipo fotovoltaica, debido a que la radiación solar no va ser la misma todos los días por la existencia de nubosidades. Ben Mansour [22], menciona la forma correcta de orientación de los módulos solares para captar la mayor radiación solar a determinadas horas del día, para ello es necesario de conocer el comportamiento del sol mediante el estudio de energía primaria en una zona determinada.

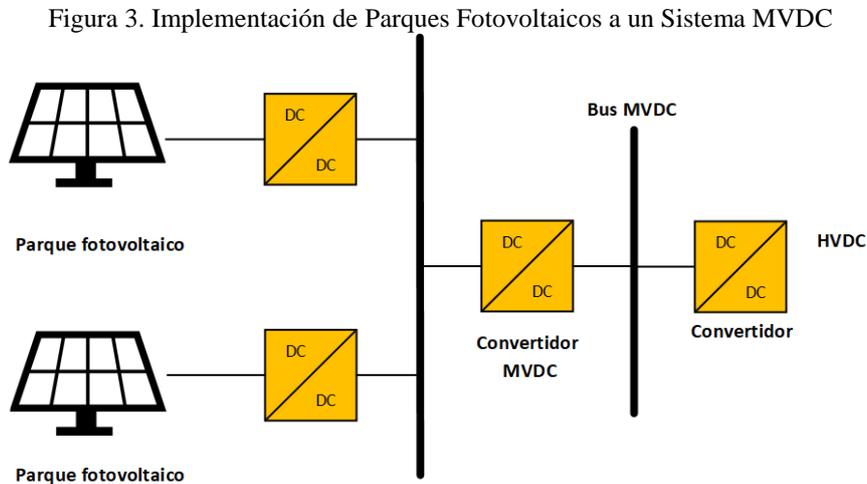
Es importante destacar que, si estos estudios no son realizados de manera adecuada se tendrá como resultado una generación oscilante de energía, lo que conlleva a un aporte de energía fluctuante para el sistema, ocasionando contingencias eléctricas como, por ejemplo, variaciones de tensión y frecuencia [23]. Por otra parte, al existir generación renovable en el sistema eléctrico se obtiene beneficios ya que al incrementar unidades de generación las pérdidas e interrupciones eléctricas debido a fallas se ven disminuidas y el costo de la energía tiende a reducirse [24]. En la Figura 2, se representa la generación fotovoltaica a pequeña escala en las azoteas de los hogares con conexión a la red de distribución.

Figura 2. Implementación de sistemas fotovoltaicos



Seme y Lukač [25], destacan que el fortalecimiento del sistema eléctrico es necesario por medio del incremento de fuente de generación al sistema, las contingencias que pueden presentarse en el sistema serán mínimas debido a que el sistema eléctrico es

más robusto, ya que el sistema eléctrico puede sobreponerse a estos eventos utilizando un porcentaje de su reserva de generación. En la Figura 3, se representa la conexión parques fotovoltaicos a una red MVDC.



En [26], los autores mencionan que cada uno de los estudios que se realicen respecto a la ubicación de generación fotovoltaica en las distintas barras del sistema tendrán como objetivo determinar todas las combinaciones posibles para la ubicación óptima de los generadores en las barras del sistema. Cabe destacar que, al compensar en la barra que contenga los peores valores de voltaje luego de correr el flujo de potencia no asegura que el sistema obtenga los mejores resultados, se necesita de un análisis más detallado

El sitio donde MVDC puede proporcionar beneficios para la implementación son:

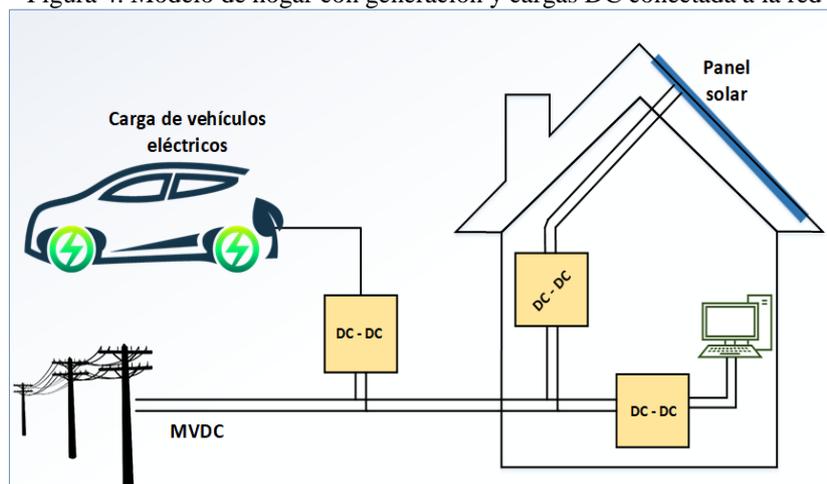
- Tramos de red de gran longitud
- Áreas sensibles o con restricción de capacidad
- Sistemas de media tensión con desafíos de voltaje y flujo de energía
- Circuitos de cables urbanos
- Estaciones de carga para vehículos eléctricos
- Edificaciones inteligentes
- Sistemas de distribución

### 3.2 HOGARES Y EDIFICACIONES INTELIGENTES

Hoy en día la mayoría de cargas en hogares y edificaciones son de tipo DC, por lo que se justifica la necesidad de implementar redes de corriente continua debido a sus beneficios mencionados en secciones anteriores. En [27], se menciona que al momento

de cargar un vehículo eléctrico es semejante a agregar dos casas a la red de distribución. Por lo tanto, es necesario analizar lo que podría ocurrir con la red de distribución cuando todos los propietarios de vehículos eléctricos decidan recargarlos después de regresar del trabajo y a esa misma hora exista un pico de demanda ya que en la mayoría de los hogares se encienden diferentes electrodomésticos que requieren de un gran consumo de energía, el riesgo de sobrecargar los transformadores de distribución o alimentadores es inminente en horas específicas. La generación fotovoltaica habitualmente alcanza su punto máximo de generación al mediodía, cuando los propietarios de vehículos eléctricos se encuentran en sus oficinas o en sus labores, lo que conlleva que la carga de vehículos eléctricos sea relativamente baja, ocasionando un desequilibrio energético dinámico entre la generación fotovoltaica y la demanda en la carga de los vehículos eléctricos [28]. La Figura 4, muestra un ejemplo de hogar conectada a la red MVDC con carga para vehículos eléctricos, módulos fotovoltaicos y cargas DC.

Figura 4. Modelo de hogar con generación y cargas DC conectada a la red



#### 4 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

En la actualidad con el desarrollo de la tecnología, se ha visto la necesidad de generar sostenibilidad energética para el cuidado del medio ambiente. Se ve la necesidad de tener redes de corriente continua ya que en la actualidad la mayor parte de las cargas son del tipo DC. Además, gracias al avance de la tecnología y de la electrónica de potencia ya es posible la conexión de generación de sistemas fotovoltaicos a la red de distribución de medio voltaje aprovechando sus grandes ventajas las cuales aportan al mejoramiento del sistema.

Para el presente trabajo de estudio se utilizará el sistema de 33 nodos de la IEEE, para el efecto se implementará el algoritmo genético para la determinación de la óptima

ubicación del sistema de generación fotovoltaico considerando el análisis de flujos de potencia de barrido hacia atrás/delante aplicado a redes del tipo DC. El modelo de optimización busca la ubicación óptima de generación de sistemas fotovoltaicos en el sistema. Este modelo se ajusta a una función objetivo que consiste en la minimización de pérdidas totales del sistema y restricciones de límites mínimos y máximos de voltaje, cargabilidad de conductores, cantidad y potencia de los sistemas fotovoltaicos.

#### 4.1 ALGORITMO GENÉTICO Y BARRIDO HACIA ATRÁS/DELANTE

El Algoritmo Genético es el más antiguo en el entorno de la optimización metaheurística, fue inspirados en la teoría evolutiva de Darwin para la resolución de problemas [29]. Para ello, es necesario partir de una población inicial donde se seleccionarán los individuos más aptos para luego reproducirlos y mutarlos para obtener individuos más adaptados que la anterior generación. Los algoritmos genéticos se destacan de los demás algoritmos debido a que operan de forma simultánea con varias soluciones. Esto significa que, la solución que se halle resulta ser no óptima, no queda más que abandonar todo el trabajo realizado y empezar de nuevo en busca de otra solución. No obstante, los algoritmos genéticos simplemente desechan esta solución no óptima y sigue por otro camino, hasta hallar la mejor solución [30].

Los operadores más comunes en los AG y que permiten llegar a una solución factible son:

- Mutación
- Selección
- Cruza

En AG, cada solución se llama cromosoma. Para implementar AG, se deben emplear los siguientes pasos:

**Paso 1: Inicialización-** El espacio de búsqueda necesariamente debe ser para una población de  $N$  cromosomas, cada cromosoma tiene  $d$  genes donde  $d$  es el número de variables de decisión.

**Paso 2: Evaluación de la función objetivo-** Los genes relacionados a las variables de decisión para cada cromosoma se colocan en la función objetivo y se cuantifica su valor.

**Paso 3: Selección-** Es necesario seleccionar  $N$  cromosomas mediante un enfoque basado en la supervivencia del más apto los cuales son transferidos al grupo de apareamiento.

**Paso 4: Cruce-** Al aplicar el operador de cruce, se debe seleccionar aleatoriamente dos cromosomas que serán los padres del grupo de apareamiento del mismo modo se generarán dos descendientes. Si  $a$  y  $b$  son los padres y  $ab$  y  $ba$  son los descendientes generados, los descendientes serán los siguientes:

$$ab = \lambda_1 * a + \lambda_2 * b \quad (1)$$

$$ba = \lambda_2 * a + \lambda_1 * b \quad (2)$$

**Paso 5: Mutación-** En este artículo, el valor de los generadores se reemplaza por un valor de rango de potencias

**Paso 6: Evaluación de la generación de descendientes-** El valor de la función objetivo se calcula para cada cromosoma de la generación de descendientes.

**Paso 7: Reemplazo-** Los cromosomas deben ser seleccionados entre los cromosomas progenitores y descendientes como la población de la siguiente generación.

**Paso 8: Criterio de terminación-** Los pasos del 4 al 7 se repiten varias veces hasta alcanzar el valor de potencia de los generadores. Finalmente, el mejor cromosoma se devuelve como la solución más óptima del problema.

En cuanto al barrido hacia atrás/delante Noreña y Rivera [31], analizan los diferentes métodos para resolver el problema de flujos de potencia en redes DC de diferentes nodos, se utilizó los métodos Gauss-Jacobian (GJ) y Gauss-Seidel (GS), donde ambos métodos proporcionan resultados muy similares, pero el método de GS fue el más rápido. De manera similar se utilizó el método de Newton-Raphson (NR) el teorema de Kantorovich para demostrar la convergencia y el método de Taylor como método de solución el cual requirió tiempos de procesamiento más cortos en comparación con los métodos de GS, GJ y NR. Para aplicar el método Barrido Atrás/Delante (BF) en redes DC es necesario hacer la siguiente suposición que la red eléctrica DC debe tener estructura radial, este método es fácil de implementar calculando las corrientes en la etapa de retroceso y recuperando los voltajes en la etapa de avance mediante un proceso iterativo. Finalmente, para demostrar la robustez y efectividad del método BF se utilizan sistemas de prueba de 10, 21, 33 y 69 nodos, realizando simulaciones comparativas con los métodos GJ, GS y NR, donde el tiempo computacional aumenta debido al tamaño de la red DC, pero el método BF proporciona el mejor rendimiento y el menor tiempo de máquina siendo la mejor opción para solucionar problemas de FP en DC con estructura radial.

A continuación, se describe los pasos para el método de cálculo del barrido atrás/delante. Primer paso: analizar las corrientes inyectadas en cada fase mediante la

ecuación 3. Segundo paso (barrido hacia atrás): las corrientes de rama totales inician en las capas inferiores y finalizan en las capas superiores. Las corrientes que circulan por las líneas se puede analizar mediante la ecuación 4. Paso tres (barrido hacia delante): actualizar los voltajes en los distintos nodos desde la primera hasta la última capa. Para la obtención de los voltajes nodales se debe utilizar la ecuación 5, el paso tres se repite hasta alcanzar la convergencia del flujo de carga.

$$I_i^s = \left( \frac{S_i^s}{V_i^s} \right) \quad (3)$$

$$J_l^s = -I_j^s + \sum_{m \in M} J_m^s \quad (4)$$

$$V_j^s = V_i^s - Z_{ij}^s * J_l^s \quad (5)$$

Para la ubicación de GD es necesario la formulación de una función objetivo, la cual consiste en la minimización de pérdidas del sistema representada en la ecuación 6, para ello es necesario la utilización de restricciones tanto de voltaje, número de generadores y potencias mínima y máxima representada en la ecuación 7, ecuación 8 y ecuación 9 respectivamente.

$$FO = \min(P_{loss}) \quad (6)$$

$$V_{min} < V_{nodo} < V_{max} \quad (7)$$

$$NumGen = X \quad (8)$$

$$P_{min} < P_{Gen} < P_{max} \quad (9)$$

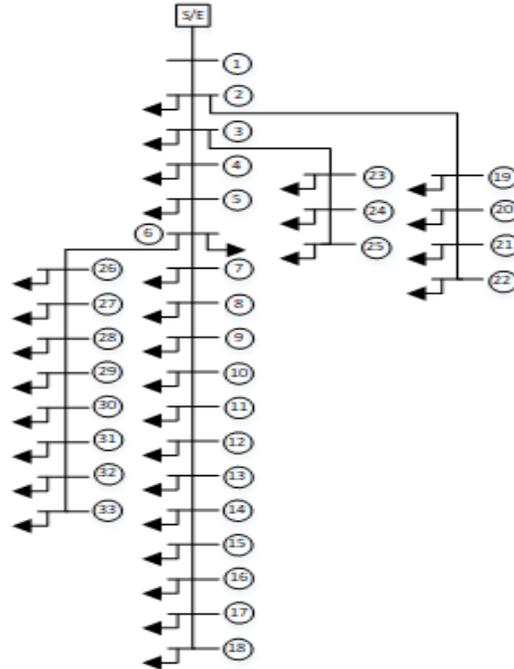
Donde:

$FO$  representa la función objetivo, la cual es la reducción de pérdidas del sistema  $P_{loss}$ . En cuanto a las restricciones de voltaje tenemos un  $V_{min}$  y un  $V_{max}$  siendo el nivel tolerable de operación del sistema. En cuanto al rango de potencias de los generadores se representa con  $P_{min}$  y  $P_{max}$ . El número de generadores  $NumGen$  dependerá de los resultados más óptimos que me brinde el algoritmo genético para la ubicación de GD.

#### *Sistema de distribución de la IEEE 33 nodos modificado*

El sistema eléctrico está conformado por 1 generador, 37 líneas de distribución, 32 cargas que representan la conexión de edificaciones inteligentes, vehículos eléctricos y demás cargas del tipo DC. Para el nivel de voltaje nominal en todos los nodos sea considerado un voltaje 12,66 kV. En la Figura 5, se representa el diagrama unifilar del sistema de distribución radial de 33 nodos modificado de la IEEE.

Figura 5. Sistema de Distribución radial de la IEEE 33 nodos



Los datos de los nodos respecto a los tipos de carga se muestran en la Tabla 1, mientras que los datos de las secciones de red de distribución están mostrados en la Tabla 2 y finalmente los datos del punto de interconexión con la red principal, equivalente de red, se muestran en la Tabla 3.

Tabla 1. Datos de los nodos del Sistema de 33 barras de la IEEE

Nodo	Pd	Nodo	Pd	Nodo	Pd
	[kW]		[kW]		[kW]
1	0	12	60	23	90
2	100	13	60	24	420
3	90	14	120	25	420
4	120	15	60	26	60
5	60	16	60	27	60
6	60	17	60	28	60
7	200	18	90	29	120
8	200	19	90	30	200
9	60	20	90	31	150
10	60	21	90	32	210
11	45	22	90	33	60

Cabe mencionar, que los datos de la Tabla 1, Tabla 2 y Tabla 3 serán analizados mediante un Flujo de Potencia DC en MATLAB un software especializado y los resultados obtenidos serán estudiados detenidamente para lograr una correcta ubicación de sistemas fotovoltaicos al sistema.

Tabla 2. Datos generales de la red del Sistema de 33 nodos de la IEEE

L	Rpu			L	Rpu	
	Nini	Nfin			Nini	Nfin
L1	1	2	0.0922		21	0.4095
				L20	20	
L2	2	3	0.4930	L21	22	0.7089
				21		
L3	3	4	0.3660	L22	23	0.4512
				3		
L4	4	5	0.3811	L23	24	0.8980
				23		
L5	5	6	0.8190	L24	25	0.8960
				24		
L6	6	7	0.1872	L25	26	0.2030
				6		
L7	7	8	0.7114	L26	27	0.2842
				26		
L8	8	9	1.0300	L27	28	1.0590
				27		
L9	9		1.0440	L28	29	0.8042
		10		28		
L10	11		0.1966	L29	30	0.5075
		11		29		
L11	11		0.3744	L30	31	0.9744
		12		30		
L12	12		1.4680	L31	32	0.3105
		13		31		
L13	13		0.5416	L32	33	0.3410
		14		32		

L14	14	0.5910	L33	8	2
	15		21		
L 15	15	0.7463	L34	15	2
	16		9		
L16	16	1.2890	L35	22	2
	17		12		
L17	17	0.7320	L36	33	0.5
	18		18		
L18	2	0.1640	L37	29	0.5
	19		25		
L19	19	1.5042	—	—	—
	20		--		

Tabla 3. Datos del generador del Sistema de 33 nodos de la IEEE

Nodo	Scc	
	Pg	Qg
1	—	300 MVA
		--

## 5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

La finalidad de este capítulo es analizar el desempeño del algoritmo genético para la ubicación de sistemas de generación fotovoltaica en sistemas de medio voltaje de corriente continua. El desempeño del algoritmo es analizado en el sistema de 33 nodos de prueba de la IEEE para obtener la ubicación óptima de generación distribuida dentro del sistema eléctrico. Por ello se presenta lo siguiente.

### *Sistema de Distribución en Condiciones Iniciales*

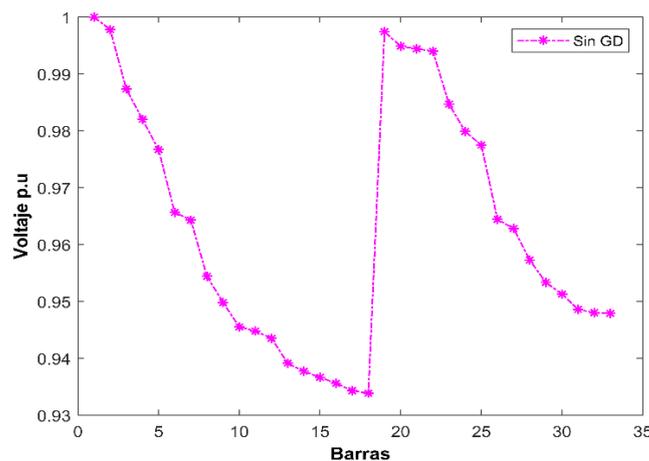
Las condiciones iniciales del sistema de distribución de 33 nodos, se ha obtenido mediante el análisis de un flujo de potencia, donde se puede apreciar los perfiles de voltaje en las distintas barras y por ende sus barras críticas, ya que se tomó como un rango óptimo de voltaje de  $\pm 5\%$ . En la Tabla 4 se puede apreciar los distintos nodos y sus respectivos voltajes en por unidad sin la ubicación de GD.

Tabla 4. Nodos y sus respectivos voltajes p.u del Sistema de 33 nodos de la IEEE

Nodo	Voltaje p.u	Nodo	Voltaje p.u
1	1	18	0.93992
2	0.99779	19	0.99742
3	0.98738	20	0.99487
4	0.98204	21	0.99441
5	0.97676	22	0.99401
6	0.96573	23	0.98471
7	0.96441	24	0.97990
8	0.96032	25	0.97750
9	0.95573	26	0.96451
10	0.95149	27	0.96291
11	0.95077	28	0.95735
12	0.94951	29	0.95344
13	0.94513	30	0.95137
14	0.94373	31	0.94868
15	0.94268	32	0.94813
16	0.94164	33	0.94799
17	0.94035	-	-

Luego de haber corrido un flujo de potencia DC se puede identificar en la Tabla 4 las barras críticas del sistema ya que no se encuentran en un rango de voltaje de  $\pm 5\%$ , siendo los nodos 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 31, 32 y 33 en estos nodos se realizará el respectivo análisis utilizando el Algoritmo Genético para la ubicación óptima de GD. Adicional, en la Figura 6, se representa los perfiles de voltaje de todo el sistema sin Generación Distribuida, siendo el caso base de estudio.

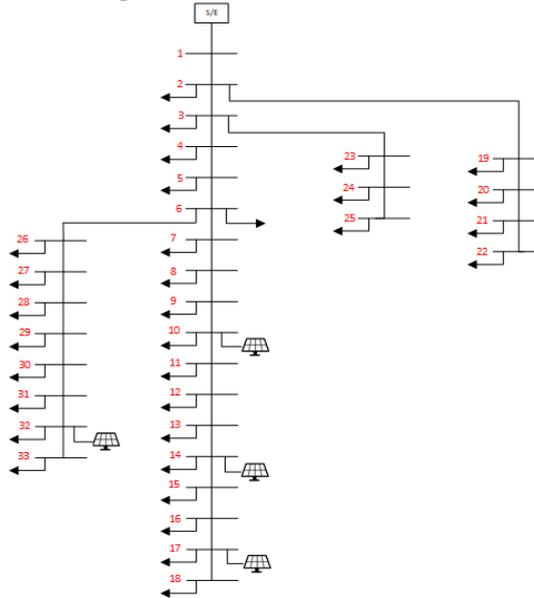
Figura 6. Perfiles de voltaje del Sistema de 33 nodos sin GD



#### *Ubicación de GD en nodos críticos mediante Algoritmo Genético para 200 iteraciones*

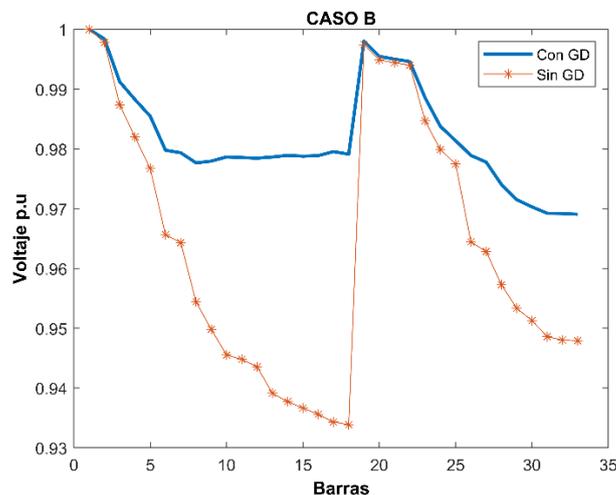
Una vez ejecutado el Algoritmo Genético y analizado el flujo de potencia para el caso de una población de 100 y un rango de potencia de 100 a 250 kW para 4 generadores, el algoritmo utilizado nos da como resultado la ubicación óptima de los generadores en las barras 32, 14, 10 y 17. Adicional, el algoritmo nos da las potencias óptimas de estos 4 generadores siendo de 249 kW, 239 kW, 249 kW y 231 kW respectivamente, dándonos un tiempo de máquina de solución de 1528 segundos. En la Figura 7, se representa la ubicación óptima de los generadores en el sistema de 33 barras de la IEEE.

Figura 7. Ubicación óptima de GD en el Sistema de 33 barras de la IEEE



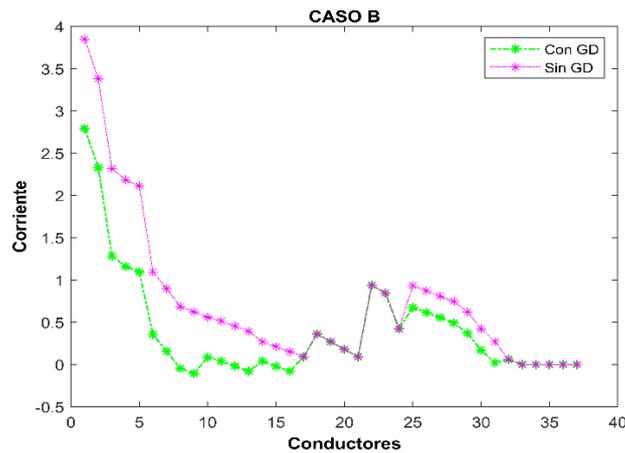
En cuanto a los perfiles de voltaje de todo el sistema podemos evidenciar en la Figura 8, que existe una mejora considerable con un crecimiento del 1.98% de igual forma en las barras críticas podemos observar que los voltajes se encuentran en un rango aceptable de  $\pm 5\%$ , obteniendo una tasa de crecimiento del 3.30% en comparación con el caso base.

Figura 8. Mejora de los perfiles de voltaje mediante la ubicación óptima de GD en nodos críticos.



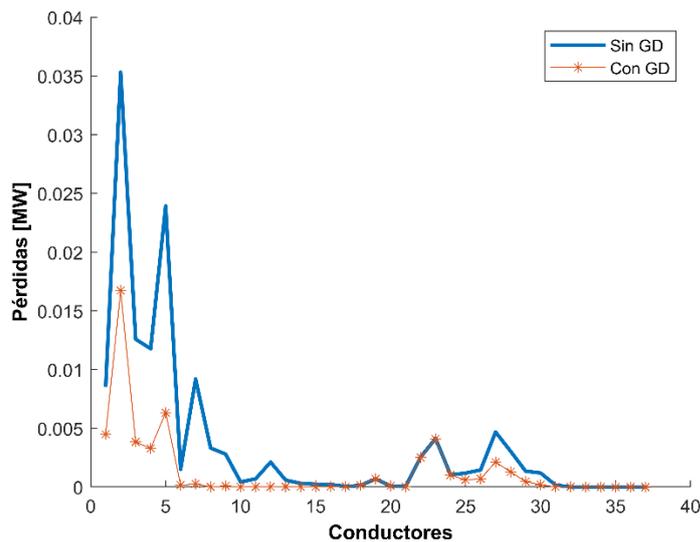
En lo que respecta a la corriente que circula por las líneas del sistema en la Figura 9, se puede evidenciar que la corriente que circula en el sistema se ve disminuida al momento de ubicar generación distribuida, esto se debe a que la potencia hallada de los generadores se ve disminuida en las cargas de las distintas barras donde se ubican estos generadores.

Figura 9. Disminución de la corriente debido a la ubicación óptima de GD en barras críticas



La ubicación óptima de GD en el sistema de 33 nodos no solo ocasiona una mejora en los perfiles de voltaje, si no también contribuye en la minimización de las pérdidas en un 63.56% en comparación al caso base sin GD. En la Figura 10, se representa la reducción de pérdidas del sistema de 33 barras de la IEEE con la ubicación óptima de generación distribuida.

Figura 10. Minimización de pérdidas en el sistema con la ubicación óptima de GD



A continuación se realizó una comparación para 100, 200 y 400 iteraciones siendo Caso A, Caso B y Caso C respectivamente, donde podemos evidenciar que los resultados obtenidos son más verídicos al tener 200 y 400 iteraciones debido a que el tiempo de máquina y el análisis es mayor y los resultados en cuanto a perfiles de voltajes en las distintas barras se nota una mejora considerable en comparación con el caso de 100

iteraciones donde su tiempo de máquina y el análisis es menor. En la Figura 11, podemos visualizar los perfiles de voltaje en las distintas barras. Este mismo análisis fue realizado para el caso de las pérdidas donde se puede evidenciar que para el caso de 100 y 200 iteraciones se tiene una reducción del 63.56 % en pérdidas y para el caso de 400 iteraciones se obtiene una reducción del 64.52 % en comparación con en caso base sin GD. En la Figura 12, se puede observar la minimización en cuanto a pérdidas comparado con el caso base de todo el sistema para las tres iteraciones.

Figura 11. Perfiles de voltaje en las distintas barras con los diferentes casos de estudio

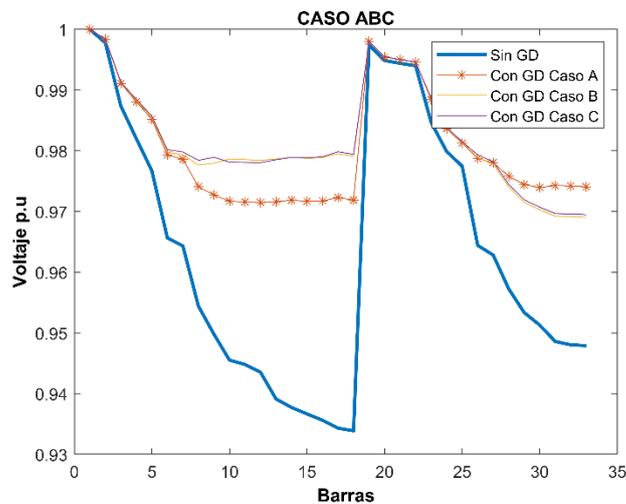
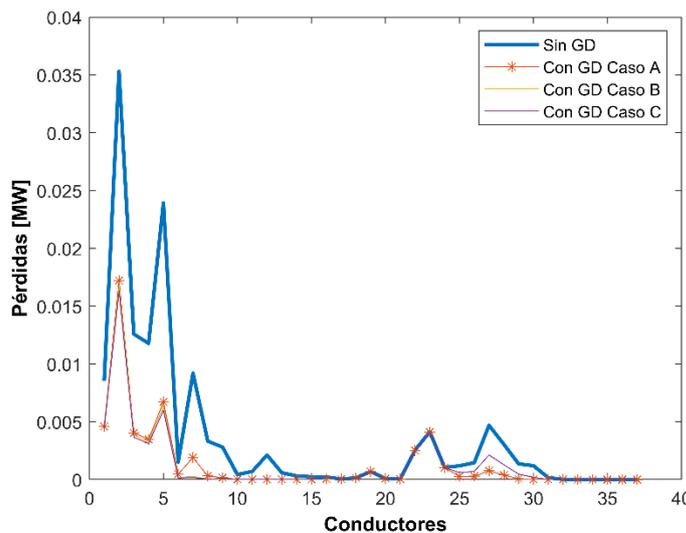


Figura 12. Reducción de pérdidas caso base vs las tres iteraciones de estudio



## 6 CONCLUSIÓN

El algoritmo de optimización utilizado en este artículo satisface y permite cumplir los objetivos planteados, ya que se evalúan las diferentes posibles ubicaciones de los

sistemas de generación, y se determina la ubicación óptima, cumpliendo eficazmente con la función objetivo de reducir las pérdidas del sistema de 33 nodos de la IEEE modificado, considerando las restricciones impuestas en el algoritmo genético los cuales garantizan la operación del sistema en condiciones adecuadas. La ubicación óptima de los sistemas de generación permite la reducción de las pérdidas del sistema debido al re-direccionamiento de los flujos de potencia lo que conlleva una mejora en los perfiles de voltaje.

De los resultados obtenidos se puede observar que, para el caso de 100 y 200 iteraciones la reducción en cuanto a pérdidas es del 63.56% y para el caso de 400 iteraciones se obtiene una reducción del 64.52% en comparación con el caso base sin sistemas de generación fotovoltaica, mientras el número de iteraciones sea alto la reducción de pérdidas será mayor sin embargo el tiempo de máquina utilizado en la simulación también se verá incrementado. En este sentido, los resultados obtenidos para 200 iteraciones con el algoritmo genético son aceptables considerando su tiempo de máquina y la reducción de pérdidas en el sistema, manifestando un incremento en los niveles de seguridad, operatividad y confiabilidad del sistema de distribución.

Conviene destacar que, luego de la ubicación de generación distribuida el sistema opera en condiciones estables, pero es necesario analizar que la implementación de sistemas fotovoltaicos implica un análisis adicional de disponibilidad del recurso primario, ya que la energía solar es variable e intermitente y por lo tanto la producción de energía eléctrica no será constante.

## REFERENCIAS

- [1] W.-M. Lin and H.-C. Chin, “A current index based load balance technique for distribution systems,” pp. 1–5, 1998.
- [2] M. A. Kashem and V. Ganapathy, “Three-phase load balancing in distribution systems using index measurement technique,” pp. 1–10, 2001. [Online]. Available: [www.elsevier.com/locate/ijepes](http://www.elsevier.com/locate/ijepes)
- [3] A. Aguila, D. Carrion, and L. Ortiz, “Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems,” pp. 1–5, 2015.
- [4] T. Klayklueng, S. Dechanupaprittha, and P. Kongthong, Analysis of Unbalance Plug-in Electric Vehicle Home Charging in PEA Distribution Network by Stochastic Load Model. IEEE, 2015.
- [5] J. Zhang, M. Cui, H. Fang, and Y. He, “Two novel load-balancing platforms using common dc buses,” IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 9, pp. 1099–1107, 7 2018.
- [6] M. Ahmadi, O. Bode, M. Sayed, S. Danish, and P. Mandal, “Electrical power and energy systems optimum coordination of centralized and distributed renewable power generation incorporating battery storage system into the electric distribution network,” Electrical Power and Energy Systems, vol. 125, pp. 1–16, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106458>
- [7] Q. Qi, C. Long, J. Wu, and J. Yu, “Impacts of a medium voltage direct current link on the performance of electrical distribution networks,” Applied Energy, vol. 230, pp. 175–188, 2018.
- [8] J. Hu, P. Joebges, G. C. Pasupuleti, N. R. Averous, and R. W. D. Doncker, “A maximum-output-power-point-tracking-controlled dual-active bridge converter for photovoltaic energy integration into mvdc grids,” IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 34, pp. 170–180, 2019.
- [9] M. Islam, A. Omole, A. Islam, and A. Domijan, “Asynchronous interconnection of large-scale photovoltaic plants: Site selection considerations,” International Journal of Sustainable Energy, vol. 33, pp. 273–283, 2014.
- [10] L. A. Zafoschnig, S. Nold, and J. C. Goldschmidt, “The race for lowest costs of electricity production: Techno-economic analysis of silicon, perovskite and tandem solar cells,” IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 10, pp. 1632–1641, 11 2020.
- [11] S. Xiong and S. C. Tan, “Cascaded high-voltage-gain bidirectional switched-capacitor dc-dc converters for distributed energy resources applications,” IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 32, pp. 1220–1231, 2017.
- [12] Y. Che, W. Li, X. Li, J. Zhou, S. Li, and X. Xi, “An improved coordinated control strategy for pv system integration with vsc-mvdc technology,” Energies, vol. 10, 2017.
- [13] X. Li, M. Zhu, M. Su, J. Ma, Y. Li, and X. Cai, “Input-independent and output-series connected modular dc-dc converter with intermodule power balancing units for mvdc

integration of distributed pv,” IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 35, pp. 1622–1636, 2020.

[14] R. Li, W. Wang, and M. Xia, “Cooperative planning of active distribution system with renewable energy sources and energy storage systems,” IEEE Access, vol. 6, pp. 5916–5926, 2017.

[15] S. Lopez, J. Josue, G. Torres, E. Marcelo, C. Galarza, and D. Francisco, “Recarga de veh´ıculos electricos mediante una optimizaci ´ on entera mixta ´ con participacion de respuesta de la demanda,” 2020. ´

[16] G. Bathurst, G. Hwang, and L. Tejwani, “Mvdc-the new technology for distribution networks,” IET Seminar Digest, vol. 2015, pp. 1–5, 2015.

[17] N. R. Butler, R. C. Myer, J. E. Petry, S. S. Normand, D. M. Robinson, P. J. Marcel, and W. J. Beckman, “Undersea mvdc power distribution,” pp. 298–301, 2010.

[18] X. Huang, L. Qi, and J. Pan, “A new protection scheme for mmc-based mvdc distribution systems with complete converter fault current handling capability,” IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 55, pp. 4515–4523, 2019.

[19] L. L. Qi, A. Antoniazzi, L. Raciti, and D. Leoni, “Design of solid-state circuit breaker-based protection for dc shipboard power systems,” IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 5, pp. 260–268, 2017.

[20] Z. Zhang, K. Long, A. V. Vasilakos, and L. Hanzo, “Full-duplex wireless communications: Challenges, solutions, and future research directions,” Proceedings of the IEEE, vol. 104, pp. 1369–1409, 7 2016.

[21] Y. Zhuang, F. Liu, Y. Huang, Z. Liu, S. Pan, X. Zha, and J. Jiang, “A multiport modular dc-dc converter with low-loss series lc power balancing unit for mvdc interface of distributed photovoltaics,” IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 36, pp. 7736–7749, 7 2021.

[22] R. B. Mansour, M. A. M. Khan, F. A. Alsulaiman, and R. B. Mansour, “Optimizing the solar pv tilt angle to maximize the power output: A case study for saudi arabia,” IEEE Access, vol. 9, pp. 15 914–15 928, 2021.

[23] J. Driesen and R. Belmans, “Distributed generation : Challenges and possible solutions,” pp. 1–8, 2006.

[24] A. T. Davda and B. R. Parekh, “System impact analysis of renewable distributed generation on an existing radial distribution network,” pp. 128–132, 2012.

[25] S. Seme, N. Lukac, B. ˇ Stumberger, and M. Had ˇ ziselimovi ˇ c, “Power ´ quality experimental analysis of grid-connected photovoltaic systems in urban distribution networks,” Energy, vol. 139, pp. 1261–1266, 11 2017.

[26] Z. Li and L. Ren, “Current-limiting performance of three types of sfcl in shipboard mvdc ips.” Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 10 2020.

[27] J. Su, T. T. Lie, and R. Zamora, “Integration of electric vehicles in distribution

network considering dynamic power imbalance issue,” IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 56, pp. 5913–5923, 2020.

[28] R. Madhusudhan and M. Lalit, Load Balancing of Electrical Power Distribution System: An Overview, 2018.

[29] A. Sanchez and D. Carrion, “Modeling of the behavior power flow on transmission lines based on voltage and current synchronopasors,” pp. 1–8, 2018.

[30] A. J. Mills and R. W. Ashton, “Genetic algorithm design of an adaptive, multirate lqr controller for a multi-machine mvdc shipboard electric distribution system with constant power loads,” 2018.

[31] L. F. Grisales-Norena, O. D. Garzon-Rivera, C. A. Ramirez-Vanegas, O. D. Montoya, and C. A. Ramos-Paja, “Application of the backward/forward sweep method for solving the power flow problem in dc networks with radial structure,” vol. 1448. Institute of Physics Publishing, 3 2020.