

**EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN CON INTEGRACIÓN DE TECNOLOGÍA VEHÍCULO A RED
USANDO EL MÉTODO MONTECARLO**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

TEMA:

**EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN CON INTEGRACIÓN DE TECNOLOGÍA VEHÍCULO A RED
USANDO EL MÉTODO MONTECARLO**

**AUTOR:
EDWIN PATRICIO CUASPUD BAÑO**

**TUTOR:
CARLOS ANDRÉS BARRERA SINGAÑA**

Quito D.M., febrero 2022

Edwin Patricio Cuaspuñ Baño

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN CON INTEGRACIÓN DE TECNOLOGÍA VEHÍCULO A RED USANDO EL MÉTODO MONTECARLO

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2022

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Edwin Patricio Cuaspuñ Baño (Y'1996). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio Técnico “San José” de la ciudad de Quito, donde obtuve el título de Bachiller Técnico Industrial en Instalaciones, Equipos y Máquinas Eléctricas. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la evaluación de la confiabilidad de un sistema de distribución con integración de tecnología vehículo a red usando el método Montecarlo. ecuaspudb@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Carlos Andrés Barrera Singaña (Y'1989). Realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional de Quito, donde se graduó de Ingeniero Eléctrico en 2013. Además, cursó estudios de posgrado en la Universidad de Zaragoza, España, donde obtuvo el título en Máster en Energías Renovables y Eficiencia Energética con Especialidad en Sistemas Eléctricos. Actualmente es profesor ocasional a tiempo completo de la Universidad Politécnica Salesiana. cbarrera@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS
©2022 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Carlos Andrés Barrera Singaña declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN CON INTEGRACIÓN DE TECNOLOGÍA VEHÍCULO A RED USANDO EL MÉTODO MONTECARLO* realizado por Edwin Patricio Cuaspu Baño, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito D.M., febrero de 2022



.....
Carlos Andrés Barrera Singaña

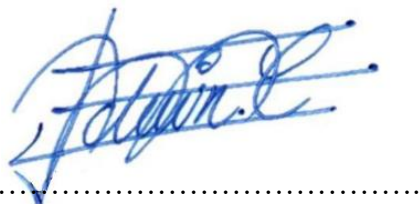
C.C.: 0503503336

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Edwin Patricio Cuaspu Baño, con documento de identificación N° 1719277525, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: *EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN CON INTEGRACIÓN DE TECNOLOGÍA VEHÍCULO A RED USANDO EL MÉTODO MONTECARLO*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, D.M., febrero de 2022



Edwin Patricio Cuaspu Baño

C.C.: 1719277525

1. ÍNDICE GENERAL

1	INTRODUCCIÓN	2
2	MARCO TEÓRICO	3
1.1	Confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia	3
1.1.1	Confiabilidad en sistemas de distribución.....	4
1.2	Índices de confiabilidad.....	5
1.2.1	SAIFI.....	6
1.2.2	SAIDI	6
1.2.3	CAIFI	6
1.2.4	CAIDI.....	7
1.2.5	ASAI.....	7
1.2.6	ASUI.....	7
1.2.7	ENS	7
1.2.8	AENS	7
2	TECNOLOGÍA VEHÍCULO A RED.....	7
2.1	Clasificación de vehículos eléctricos	8
2.1.1	EV de batería.....	8
2.1.2	EV híbrido no enchufables	9
2.1.3	EV híbrido enchufables	9
2.1.4	EV de celdas de combustibles	10
2.2	Tecnología de baterías.....	10
2.2.1	Baterías de plomo ácido	11
2.2.2	Baterías de níquel metal hidruro	11
2.2.3	Baterías de ion de litio.....	12
2.3	Definición de la tecnología vehículo a red.....	12
2.4	Características de la tecnología vehículo a red	13
2.4.1	Regulación de frecuencia	13
2.4.2	Regulación de voltaje y asistencia de potencia reactiva.....	13
2.5	Estándares de comunicación de la tecnología vehículo a Red	14
2.5.1	Estándares para los conectores o enchufes.....	14
2.5.2	Estándares para la comunicación	14
2.5.3	Estándares para las topologías de carga	14
2.5.4	Estándares enfocados a la seguridad e interoperabilidad	15
2.6	Electrónica de potencia empleada en el cargador bidireccional.....	15

3	MÉTODO MONTECARLO	15
3.1	Método Montecarlo secuencial	16
3.2	Modelación matemática	16
4	IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO DE SIMULACIÓN	17
4.1	Sistema de prueba IEEE 33 bus	19
5	ANÁLISIS Y RESULTADOS	20
5.1.1	Primer caso de estudio.....	21
5.1.2	Segundo caso de estudio	21
5.1.3	Alternativa para mejorar la confiabilidad del sistema.....	22
6	CONCLUSIONES	23
7	TRABAJOS FUTUROS	24
8	REFERENCIAS	24
8.1	Matriz de Estado del Arte.....	28
8.2	Resumen de Indicadores.....	32
9	ANEXOS.....	34

2. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Niveles de confiabilidad en el sistema eléctrico de potencia.	4
Figura 2. Esquema ilustrativo de la tecnología V2.	8
Figura 3. Sistema de propulsión del EV.....	8
Figura 4. Sistema de propulsión de HEV.....	9
Figura 5. Sistema de propulsión de PHEV.....	10
Figura 6. Sistema de propulsión de FCV.	10
Figura 7. Estructura de la batería de plomo ácido.....	11
Figura 8. Estructura de la batería de ion litio.	12
Figura 9. Cargador bidireccional de dos cuadrantes no aislado.....	15
Figura 10. Modelo de dos estados de un componente.	16
Figura 11. Esquema de transición de dos estados.....	17
Figura 12. Sistema de distribución IEEE 33.	19
Figura 13. Índice SAIFI con 50%, 75% y 90% de inserción de EV.....	21
Figura 14. Índice SAIDI con 50%, 75% y 90% de inserción de EV.	22
Figura 15. Índice CAIDI con 50%, 75% y 90% de inserción de EV.....	22
Figura 16. Índice SAIDI con inserción de RA.....	23
Figura 17. Índice SAIFI con inserción de RA.....	23
Figura 18. Índice CAIDI con inserción de RA.	23
Figura 19. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	32
Figura 20. Resumen e indicador de la temática- Estado del arte	32
Figura 21. Indicador de solución - Estado del arte.....	33

3. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Definición de variables.	18
Tabla 2. Pseudocódigo de la función del algoritmo MCS.	18
Tabla 3. Datos de las líneas de transmisión.	19
Tabla 4. Datos de las barras de transferencia.	19
Tabla 5. Equivalencia del consumo de potencia en personas por cada EV.	20
Tabla 6. Índices de confiabilidad con 0% de inserción de EVs.	21
Tabla 7. Índices de confiabilidad con el 50% de inserción de EVs.	21
Tabla 8. Índices de confiabilidad con el 75% de inserción de EVs.	21
Tabla 9. Índices de confiabilidad con el 90% de inserción de EVs.	21
Tabla 10. Índices de confiabilidad mejorados con el 90% de inserción de EVs.	23
Tabla 11. Matriz del estado del arte.	28
Tabla 12. Valores de tasa de falla y reparación.	34
Tabla 13. Tiempo de falla y reparación para cada barra.	34
Tabla 14. Tiempo de falla y reparación para cada línea de distribución.	35

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN CON INTEGRACIÓN DE TECNOLOGÍA VEHÍCULO A RED USANDO EL MÉTODO MONTECARLO

Resumen

El presente trabajo se plantea la evaluación de confiabilidad en sistemas de distribución eléctrica cuando se integra vehículos eléctricos; así también, se plantea la inserción reconectadores automáticos para mejorar la confiabilidad del sistema. La metodología empleada para la evaluación de la confiabilidad es a través de la simulación Montecarlo bajo el modelo de dos estados para un componente reparable, mismo que se emplea en el software Matlab, bajo la simulación Montecarlo se obtiene los tiempos de falla y de reparación que son necesario para calcular mediante el software PowerFactory los índices de confiabilidad. Para la evaluación y análisis se emplea el IEEE 33 barras modificado, donde se plantea dos casos de estudio: sin inserción de vehículos eléctricos y otro con diversos escenarios de 50%, 75% y 90% de inserción de vehículos eléctricos, posteriormente se plantea una medida alternativa para mejorar la confiabilidad del sistema la cual se apoya en la colocación de reconectadores automáticos. Por medio de, la evaluación y el análisis del sistema los índices de SAIFI, SAIDI aumentan su valor conforme el porcentaje de inserción de vehículos eléctricos se incrementa progresivamente, esto recae en un déficit de confiabilidad, para sustentar dicho déficit se incorpora reconectadores automáticos.

Palabras Clave: Vehículo eléctrico, Método Montecarlo, Índices, Confiabilidad, Sistemas de distribución.

Abstract

The present work proposes the evaluation of reliability in electrical distribution systems when electric vehicles are integrated; also, the insertion of automatic reclosers is proposed to improve the reliability of the system. The methodology used for the reliability evaluation is through the Monte Carlo simulation under the two-state model for a repairable component, which is used in the Matlab software. Under the Monte Carlo simulation, the failure and repair times are obtained, which are necessary to calculate the reliability indexes by means of the PowerFactory software. For the evaluation and analysis, the modified IEEE 33 bars are used, where two study cases are proposed: without insertion of electric vehicles and another with different scenarios of 50%, 75% and 90% of electric vehicles insertion, then an alternative measure is proposed to improve the reliability of the system which is supported by the placement of automatic reclosers. By means of the evaluation and analysis of the system, the SAIFI and SAIDI indexes increase their value as the percentage of electric vehicle insertion increases progressively, this results in a reliability shortfall, and automatic reclosers are incorporated to support this shortfall.

Keywords: Electric vehicle, Montecarlo method, Reliability, Index, Distribution systems.

1 INTRODUCCIÓN

El calentamiento global y el aumento gradual de gases de efecto invernadero ha llevado a que varios países tomen decisiones que impliquen reducir la huella de carbono, combustibles fósiles y sus derivados. Una de las medidas que se está apostando a futuro es el cambio de la movilidad convencional; vehículos de combustión interna por vehículos eléctricos.

La tecnología ha tenido gran avance con respecto a la movilidad eléctrica, hoy en día se dispone de una gran variedad de movilidad eléctrica como son: EVs, motos eléctricas, buses eléctricos, entre otros. Los vehículos eléctricos se clasifican en: totalmente eléctricos, híbridos y de pila de combustible [1].

Varios países están tomando medidas para incentivar a la población a cambiarse a la movilidad eléctrica, una de ellas es la reducción de impuestos cuando se adquiere un EV, así como la reducción de la tarifa eléctrica cuando se recarga [2]. Además de los beneficios expuestos anteriormente también ofrece beneficios que favorece al sistema de distribución eléctrica como son: confiabilidad cuando el EV se encuentra en modo reserva de energía, regulación de voltaje, respuesta a la demanda en horas pico.

La tecnología vehículo a la red (V2G) posee de dos modos de funcionamiento: cuando opera como carga (G2V) y cuando opera como fuente de energía. Para el presente trabajo se consideró a los EVs como cargas. Existen varios estudios realizados con respecto a la inserción de EVs al SD. En [3] propone la evaluación del impacto del EV en los SD, el estudio propone una gestión inteligente del despacho de energía, estableciendo tres estrategias de recarga: evitar recargar el EV en horas donde la

demanda es máxima, otra es recargar el EV en horas valle; es decir, en horas donde la demanda es relativamente baja y por último propone una recarga controlada, la misma que demanda un control coordinado con respecto a la curva de demanda. De igual forma en [4] propone un estudio de optima respuesta a la demanda de EV, haciendo el uso heurística para la optimización y mejor gestión del despacho de energía a los EVs, esto con el objetivo de no afectar los perfiles de carga y voltaje del SD.

Para mejorar la demanda de energía requerida por EV se propone diversos métodos de optimización como por ejemplo: optimización entera mixta dispuesta por [5], donde se realiza la asignación de recursos provenientes de la red eléctrica y generación distribuida, la optimización empleada asegura el 100% de aprovechamiento de los recursos.

La referencia [6] examino el efecto que tiene la inserción de vehículos eléctricos híbridos enchufables (PHEV) en la red de distribución, [6] adopta el modelo de carga no controlada para el PHEV y posteriormente calcula la probabilidad de pérdida de carga, expectativas de pérdida de carga y expectativas de energía no suministrada, es con un porcentaje de inserción de 0 a 100% de inserción, llegando a la conclusión que cuando hay un 30% de inserción de EVs no es necesario reducir la carga del sistema; sin embargo y si es mayor que 30% el sistema debe adoptar medidas para mejorar la confiabilidad.

Ahora bien, la confiabilidad juega un papel importante en el SD por lo que se han desarrollado diversas investigaciones enfocadas a su estudio, esto con el objetivo de afrontar diversas contingencias que se presentan y afectan el suministro de energía a los consumidores.

Existen técnicas que permiten evaluar la confiabilidad ya sea a nivel de: generación, transmisión y distribución. Entre las técnicas más utilizadas para evaluar la confiabilidad de SD están: los modelos de falla dependientes para elementos no reparables, análisis de árbol de fallas y simulación Montecarlo[7].

El método más empleado para la evaluación de confiabilidad es la simulación Montecarlo, el cual se clasifica en: Montecarlo secuencial y no secuencial. El Montecarlo no secuencial se emplea para sistemas donde no se requiera de un orden cronológico respecto a las fallas. Mientras que, el Montecarlo secuencial se emplea en sistemas donde se requiera un orden cronológico [7]–[9]. Cabe mencionar que ambos se caracterizan por ser de alta aleatoriedad y de la cual dependerá la exactitud de simulación.

Mediante la aplicación del método Montecarlo se puede trabajar en distribuciones de probabilidad lo que permite calcular índices de confiabilidad. Los índices de confiabilidad pueden estar orientados a nivel de usuario como a nivel de sistema. En la presente investigación se pretende evaluar y analizar los índices de confiabilidad orientados al usuario, y para lograr el cumplimiento de este se dispone de un sistema de distribución IEEE de 33 barras, para el cálculo de los tiempos de falla y reparación se emplea el método Montecarlo secuencial.

El presente trabajo está distribuido de la siguiente manera: Sección 1: introducción, Sección 2: Marco teórico que aborda la confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia, Sección 3: Tecnología vehículo a red, Sección 4: modelo Montecarlo, Sección 5: Modelación matemática, sección 6: Implementación de la simulación,

Sección 7: análisis y resultados y Sección 8: Conclusiones.

2 MARCO TEÓRICO

1.1 Confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia

La confiabilidad juega un rol importante en el desempeño de un equipo, aparato o sistema en distintas áreas de la ingeniería, sin embargo, el presente trabajo está orientado a la ingeniería eléctrica [10].

Para garantizar la confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia hay que tener en cuenta que: entre más sencillo sean el diseño más confiable se vuelve el sistema, vale decir que, entre más elementos tenga un sistema menos confiable se vuelve. Del mismo modo, que a confiabilidad está estrechamente relacionado con los gastos que se le pueda hacer, es decir, cuanto más inversión le demos ya sea a un equipo, aparato o sistema el mismo aumentara su nivel de confiabilidad [8].

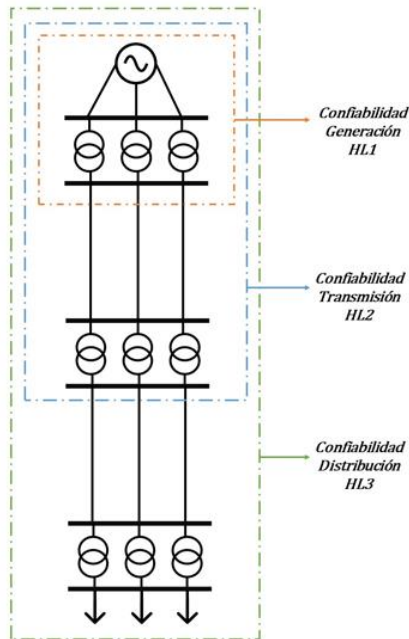
Como concepto general se puede plantear que la confiabilidad es la capacidad que tiene un sistema de suministrar energía de forma continua a los usuarios en un determinado tiempo, la misma que debe regirse a estándares de exportación y condiciones de trabajo [8].

Otro concepto de confiabilidad es; la probabilidad de que un equipo, aparato desempeñe correcto funcionamiento de manera óptima en un determinado tiempo bajo parámetros de operación usuales [11].

La confiabilidad está presente en cada etapa del SEP ya sea: generación, transmisión y distribución, como se puede apreciar en la Figura 1.

La confiabilidad está relacionada con cuatro conceptos: probabilidad, funcionamiento adecuado, periodo de

tiempo previsto y condiciones de operación.



La probabilidad es la característica de

Figura 1. Niveles de confiabilidad en el sistema eléctrico de potencia.

los sistemas no determinísticos; esto es, que no se puede prever el comportamiento de equipos aparatos o sistemas, esto hace que sea necesario el uso de probabilidad y la estadística, con el objetivo de una mejor evaluación del funcionamiento del sistema. El funcionamiento adecuado hace referencia a la continuidad de servicio, óptima regulación de voltaje y control de frecuencia. El periodo de tiempo previsto; indica la operación continua o eventual de un componente del sistema en un intervalo de tiempo.

Las condiciones de operación pueden ser constantes o variables las mismas que dependen del lugar donde se localice el sistema, por lo tanto factores climatológicos, ambientales son

determinantes en el aumento o disminución del número de fallas de los componentes del sistema [12].

1.1.1 Confiabilidad en sistemas de distribución

Los sistemas de distribución representan el 90% de fallas en el sistema eléctrico de potencia, por lo tanto, es de suma importancia por parte de las instituciones encargadas del suministro de energía el mejoramiento de la calidad de servicio. Para garantizar el servicio hay que tener en cuenta los factores que están relacionados con la calidad de servicio eléctrico como son: voltaje, frecuencia, forma de onda, balanceo de fases. De tal manera se requiere de técnicas cuantitativas para el análisis, las mismas que dependen de la topología de la red; así como también, del alcance que se le quiera dar al análisis [7].

Para el análisis de confiabilidad mediante índices se realiza a nivel de carga o a nivel de circuito primario de distribución, con dicha subdivisión del sistema se logra identificar en qué nivel se produce el mayor número de fallas o como se producen las mismas [13], [14].

Los estudios de confiabilidad tienen como objetivos; la evaluación a largo plazo, la cual que se emplea para el planeamiento del sistema; de igual forma la evaluación a corto plazo hace referencia a la toma medidas de operación, en las que están inmersas las evaluaciones de seguridad donde se considera los problemas que se puedan presentar.

Como la referencia indica la mayoría de las interrupciones en el sistema son producto de distintos factores; como son: descargas atmosféricas 17%, por contacto con vegetación ya sea; árboles 17%, por nieve y hielo 2%, por contacto con especies animales que en su mayoría pueden aves en redes aéreas

4.5%, por destrucción intencionada 2%, por actividades de obra 2%, por eventualidades de vehiculares 3%, por tormentas 4%, por mal funcionamiento de componentes 10.2%, por hundimiento o derrumbe 3.5% y otros 24.7%. Como se puede apreciar una gran proporción de las fallas no se pueden ser determinadas; sin embargo, la mayoría se atribuye a descargas atmosféricas [7].

Los índices de confiabilidad están orientados tanto a nivel de consumidor; es decir, su análisis está encaminado al número de clientes afectados por cada falla y duración; del mismo modo, existen índices de confiabilidad orientados a la cantidad de carga perdida.

En esta sección se describe índices orientados a la operación, los cuales que hacen referencia al total de potencia puesta en funcionamiento y el número de usuarios en cada punto de carga [7].

DREQ (Índice equivalente de interrupción)

Hace referencia al periodo total de fuera de servicio de demanda máxima verificada. Da permiso a identificar sistemas que garantice el suministro de servicio hacia los usuarios. La unidad de medida es adimensional.

$$DREQ = \frac{\sum_{i=1}^n (\text{Potencia interrumpida al consumidor final})_i \times \text{Duración}_i}{\text{Demanda máxima verificada en el periodo estadístico}} \quad (1)$$

DEC (Duración equivalente de interrupción por consumidor)

Se refiere hace referencia a la división entre el número de usuarios sin servicio eléctrico por periodo que dura la interrupción sobre el número total de usuarios conectados al sistema [13].

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n C a_{(i)} \times t_i}{C_s} \quad (2)$$

Donde:

$C a_{(i)}$ Número de usuarios que esta sin suministro de energía (i).
 t_i Tiempo total sin suministro de energía (i).
 C_s Número total de usuarios en el sistema.
 i Número de fallas variando de 1 a n.

D_k (Duración total sin suministro por potencia en funcionamiento)

Hace referencia a la sumatoria de potencias sin suministro y la potencia total en funcionamiento del sistema, en el tiempo estimado [13].

$$D_k = \frac{\sum_{i=1}^n P_{(i)} \times t_{(i)}}{\text{Potencia}_{Total}} \quad (3)$$

Donde:

D_k Duración total sin suministro por potencia en funcionamiento.
 $P_{(i)}$ Cantidad de potencia sin suministro (i), expresada en kVA o MVA.
 $t_{(i)}$ Tiempo de duración de la interrupción (i).
 P_{Total} Potencia total en funcionamiento del sistema en kVA o MVA.

D_{km} (Duración media de interrupción por potencia instalada)

Hace referencia al valor que resulta de la división entre la sumatoria total de fallas y la sumatoria de las potencias puestas en el sistema que se hallan sin suministro, en un tiempo considerado [13].

$$D_{km} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{(i)} \times t_{(i)}}{\sum_{i=1}^n P_{(i)}} \quad (4)$$

1.2 Índices de confiabilidad

Para caracterizar la confiabilidad de los sistemas de distribución se valora como un sistema en serie; es decir se caracteriza mediante tres índices básicos: tasa de fallas (tiempo de fallas), tiempo

medio de reparación e indisponibilidad [7].

λ (Tasa de falla)

Se refiere a la relación entre el número total de fallas que también puede ser un conjunto de componentes con respecto a un tiempo total acumulado.

$$\lambda = \frac{r}{T_a} \quad (5)$$

Donde:

- r Número de averías observadas en un intervalo de tiempo.
- T_a Tiempo total acumulado.

T_m (Tiempo medio de reparación)

Se refiere al tiempo de vida útil de un elemento, y se calcula con la medición entre dos periodos de reparación consecutivos; por lo tanto, representa la correlación entre el periodo total y las reparaciones observadas [13].

$$T_m = \frac{T_{ar}}{r'} \quad (6)$$

Donde:

- r' Número de reparaciones observados en un intervalo de tiempo.
- T_{ar} Tiempo almacenado total de reparación.

U (Indisponibilidad)

Hace referencia a un sistema o equipamiento que se encuentra fuera de funcionamiento, esto a puede ser causado por un elemento o equipamiento relacionado al sistema. Cabe mencionar que la indisponibilidad se divide en; indisponibilidad forzada y programada, se conoce como indisponibilidad forzada a toda salida de servicio que no haya sido programada, dentro de la misma puede encontrarse la salida de servicio por parte de la empresa de transporte de energía.

La indisponibilidad programada hace referencia la salida de servicio que en la mayoría d ellos casos se le atribuye a mantenimientos programados [13].

1.2.1 SAIFI

El índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI); hace referencia a la frecuencia con la que se produce una interrupción a causa de fallas, las mismas que pueden ser propias del sistema como: fallas en el sistema de protección, un diseño deficiente de las redes o mal estado de las instalaciones; también pueden ser externas como: fallas por descarga eléctrica, desprendimiento de árboles sobre el tendido eléctrico [7].

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (7)$$

Donde:

- λ_i Es la tasa de fallas.
- N_i Número de usuarios en el punto de carga i .

1.2.2 SAIDI

El índice de duración promedio de interrupción del sistema (SAIDI); hace referencia, al tiempo transcurrido de una interrupción desde su inicio hasta su puesta en marcha. También se le asocia con la ubicación de la falla, intensidad de esta y los recursos disponibles para su reposición [7].

$$SAIDI = \frac{\sum U_i \times N_i}{\sum N_i} \quad (8)$$

Donde:

- U_i Es el tiempo de interrupción anual.

1.2.3 CAIFI

El índice de frecuencia de interrupción promedio al consumidor (CAIFI), hace

referencia a la tendencia cronológica de la confiabilidad; dicho en otras palabras, se emplea cuando se requiere comparar un año de servicio con respecto a otros bajo la premisa que no todos los consumidores se verán afectados por interrupciones y varios de ellos se abastecerán del suministro completo sin interrupción alguna [7].

$$CAIFI = \frac{\text{Número total de interrupciones al cliente}}{\text{Número total de clientes afectados}} \quad (9)$$

1.2.4 CAIDI

El índice de duración promedio de interrupción promedio del consumidor (CAIDI); hace referencia al tiempo promedio que dura una interrupción, por cada usuario. Su análisis hace referencia al número de usuarios que no han sido abastecidos por el servicio eléctrico [15].

$$CAIDI = \frac{\sum U_i \times N_i}{\sum \lambda_i \times N_i} \quad (10)$$

1.2.5 ASAI

El índice de disponibilidad promedio de servicio (ASAI); hace referencia a la accesibilidad de servicio eléctrico durante un periodo anual; la cual se calcula sumando el número de usuarios por el número de periodos disponibles en un año [15].

$$ASAI = \frac{\sum N_i \times 8760 - \sum U_i N_i}{\sum N_i \times 8760} \quad (11)$$

Donde

8760 Es el número de horas equivalentes a un año.

1.2.6 ASUI

El índice de indisponibilidad promedio del servicio (ASUI):

$$ASUI = \frac{\sum U_i \times N_i}{\sum N_i \times 8760} \quad (12)$$

1.2.7 ENS

El índice de energía no suministrada (ENS):

$$ENS = \sum La_i \times U_i \quad (13)$$

Donde

La_i Es el promedio de los puntos cargas conectada a la barra i .

1.2.8 AENS

Energía promedio no suministrada (AENS)

$$AENS = \frac{\sum La_i \times U_i}{\sum N_i} \quad (14)$$

2 TECNOLOGÍA VEHÍCULO A RED

El siguiente punto trata de la tecnología vehículo a red (V2G), en la actualidad los EVs están en constante avance en cuanto a lo que es movilidad sostenible y sustentable. Las emanaciones de gases que ocasiona el efecto invernadero (GEI) causa preocupación; ya que, es la una de las principales causas que provoca el cambio climático; por lo tanto, redireccionar la movilidad es una medida que se está adoptando para disminuir GEI.

El aumento de la población mundial acrecienta proporcionalmente el número de vehículos que en mayor parte son vehículos de combustión interna (ICE); de modo que, este sector representa el 14% en emisiones de CO2 [16].

La inserción del EV como una medida para disminuir las emisiones de CO2 dispuesta por los ICE hace que su utilización sea prometedora para la

descarbonación; a pesar de todo, es una tecnología que está en constante desarrollo; por esta razón, no se cuenta con una infraestructura definida que facilite su uso, y esto depende de diversos aspectos los cuales que pueden tecnológicos, políticos, sociales o a su vez económicos [16], [17].

El uso de EV va en aumento con el paso de tiempo, por ello se debe considerar la inversión por partes de las empresas distribuidoras en la repotenciación del SD. Tomando a consideración el concepto de EV como una gran fuente de energía en movimiento, esto se puede aprovechar para proporcionar al SD de reserva de energía, en la Figura 2 se aprecia un esquema que define la tecnología V2G [16], [18].

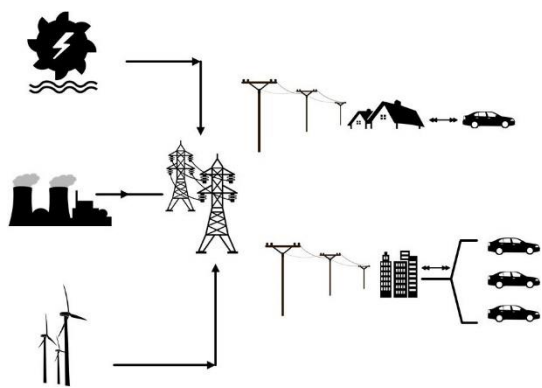


Figura 2. Esquema ilustrativo de la tecnología V2.

Los EV que operan como fuente de energía por lo general se cargan en horas de baja demanda mientras que su aporte como fuente de energía es en alta demanda, conjuntamente puede fijar una estructura de red dinámica que asegure la continuidad del servicio, con esto se aumenta la confiabilidad y eficiencia del SD [18].

2.1 Clasificación de vehículos eléctricos

El desarrollo de la población ha intensificado los estudios en cuanto a la movilidad; por ende, se han tomado

medidas alternativas en lo que se refiere movilidad eléctrica. Hoy por hoy la fabricación de EV han presentado distintos tipos con prestaciones enfocadas al uso diario.

Cabe mencionar que existen tipos de EV que hoy por hoy están en etapa de pruebas; por ende, no se tiene un modelo ya definido. A continuación, se presenta la clasificación de EV más representativos, los cuales son: los EV de baterías (BEV, por sus siglas en inglés), los EV híbridos enchufables (PHEV), los EV híbridos no enchufables (HEV), los EV de celdas de combustible (FCV).

2.1.1 EV de batería

El funcionamiento del BEV hace uso de la acumulación de la energía que hace uso del sistema de almacenamiento para reservar la energía, las mismas que se recargan de una fuente de alimentación externa. La energía se transfiere al sistema de propulsión eléctrica. La configuración de los EV es más versátil con respecto a los vehículos de combustión interna (ICV) ya que la energía de un EV se transmite por medio de conductores que son más manejables con respecto a los sistemas tradicionales que son rígidos y mecánicos [19].

La propulsión de los BEV se debe al funcionamiento de un conjunto de sistemas y subsistemas como se puede observar en la Figura 3.

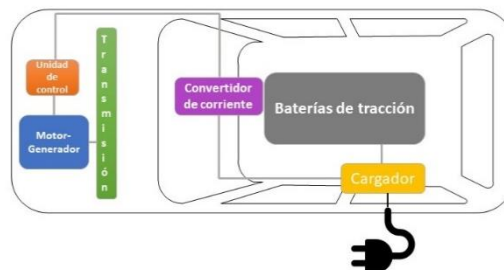


Figura 3. Sistema de propulsión del EV.

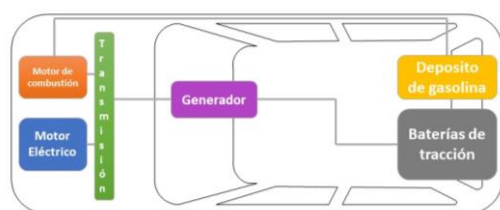
El sistema de propulsión eléctrica consiste en subsistemas que se componen

de: de la electrónica necesaria para controlar el abastecimiento de energía, así como de la conducción, electrónica de potencia, maquina motriz eléctrica y por último la transmisión mecánica entre los subsistemas más representativos.

El sistema de energía se constituye de: una fuente de alimentación energética, un subsistema de control de energía y el elemento de abastecimiento de energía. El subsistema auxiliar consta del elemento control de potencia, control de temperatura, control de señal de freno y aceleración y por último las señales y circuitos encargados de notificar y regular el paso de energía entre la fuente de energía y el sistema de propulsión eléctrica [19].

2.1.2 EV híbrido no enchufables

El vehículo híbrido no enchufable (HEV) como se puede observar en la Figura 4 consta del sistema de combustión interna juntamente con el sistema de propulsión eléctrica; el mismo que emplea de generador-motor, y un paquete de baterías; en definitiva, se hace uso de carburantes como: gasolina, diésel, entre otros; los cuales actúan como fuente de energía para impulsar el HEV y este a su vez abastece de energía al conjunto eléctrico.



El funcionamiento del HEV comienza

Figura 4. Sistema de propulsión de HEV.

con el arranque; ya que en ese punto el sistema de almacenamiento de energía suministra energía lo que pone en funcionamiento el sistema de propulsión eléctrica; así mismo, cuando el HEV

detecta velocidades bajas, se emplea el sistema de propulsión eléctrica; no obstante, cuando se requiere más velocidad, se utiliza el sistema a combustión tradicional [19].

El sistema de combustión funciona en condición óptima al entregar potencia a altas velocidades y para recargar el sistema de almacenamiento de energía, al reducir la velocidad, el conjunto de baterías se abastece de energía gracias al sistema de recuperación de energía cinética; dicho de otro modo, recolecta la energía y la suministra cuando el conductor requiere de bajas velocidades. El sistema eléctrico está en constante ciclos carga y descarga y esto dependerá de la modalidad de conducción; ya sea en zonas urbanas o de autopista [19]–[21].

Existen dos configuraciones que se emplean para el funcionamiento de los HEV; híbrido-paralelo e híbrido-serie. La configuración híbrido-paralelo se caracteriza porque a través del sistema eléctrico se mejora la eficiencia del motor de combustión interna. El sistema de propulsión eléctrico se utiliza en el momento en el que se inicia el movimiento, así como también almacenar energía en cuesta abajo y cuando se produce el frenado o desaceleración [20].

La configuración híbrido-serie se caracteriza por hacer el uso del sistema de combustión interna tradicional para cargar el conjunto de baterías, la misma que proporciona de energía al sistema de propulsión eléctrica. En esta configuración el motor eléctrico es el único responsable de darle la propulsión al vehículo [19], [20].

2.1.3 EV híbrido enchufables

Los vehículos eléctricos enchufables (PHEV) son una alternativa entre el ICV y los BEV, ya que los BEV dependen en

su totalidad de la electricidad almacenada en el conjunto de baterías para su propulsión, los PHEV aprovecha el sistema de combustión interna cuando el conjunto de baterías se agota [18]. Al igual que los HEV el conjunto de baterías puede ser cargada a través del frenado regenerativo, que no es más que utilizar la energía cinética en las ruedas.

Así el funcionamiento para los PHEV es similar a la de los HEV como se puede observar en la Figura 5; es decir, emplea un sistema híbrido paralelo juntamente con un sistema híbrido serie. Hoy por hoy, se han mejorado dichas configuraciones haciendo que haya mejor interacción entre las mismas.

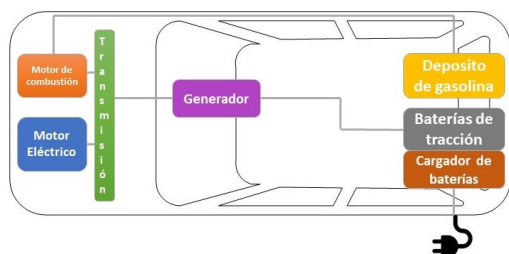


Figura 5. Sistema de propulsión de PHEV.

Ahora bien, los PHEV su funcionamiento es más eléctrico; por ende, su capacidad de almacenamiento de energía eléctrica a través de conjunto de baterías es mayor que en los HEV, no obstante los HEV poseen mayor autonomía con respecto a los PHEV, esto se debe a que su fuente de energía es un combustible fósil el cual posee mayor densidad energética con respecto al conjunto de baterías [19]. A continuación, se presenta los componentes de un PHEV.

2.1.4 EV de celdas de combustibles

El funcionamiento del vehículo de celdas de combustible (FCV) es a partir de reacción química REDOX similar al de una batería, usualmente se emplea el hidrogeno y el oxígeno donde el hidrogeno cumple la función de elemento

comburente y a su vez el oxígeno se obtiene del aire. La reacción química produce electricidad, calor y agua [21].

La electricidad producida es utilizada para suministrar a un conjunto de baterías, las cuales le dan propulsión al EV mediante el sistema de propulsión eléctrico como se muestra en la Figura 6.

Esta tecnología está en pleno desarrollo; por lo tanto, no se tiene un prototipo de vehículo definido. En la actualidad Hyundai cuenta con un FVC llamado Nexo el cual es completamente eléctrico y su principal fuente de energía es el hidrógeno cual trabaja conjuntamente con la pila de combustible y esta a su vez suministra de energía a los motores eléctricos con los que el auto cuenta; es necesario destacar que EV cuenta con sistema de almacenamiento de energía que funciona como respaldo

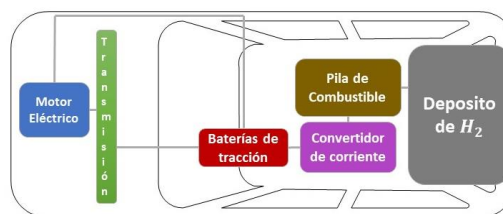


Figura 6. Sistema de propulsión de FCV.

en caso de que el EV se quede sin hidrogeno [21].

2.2 Tecnología de baterías

La tecnología de baterías tiene un rol relevante en cuanto al almacenamiento de energía, las cuales se emplean para diferentes aplicaciones como es; generación distribuida, micro-redes, en la industria del automovilismo entre diversas aplicaciones que le puede dar [22]–[24].

En referencia a las baterías utilizadas en los vehículos eléctricos su utilización depende del uso que se le dé, por lo que se clasifica en tres tipos. La clase uno se emplea en ICV ya que su función es de

arranque, iluminación e ignición. La clase dos se emplea en HEV; ya que al contar con sistema de propulsión eléctrico las baterías deben garantizar su funcionamiento; de igual forma, tiene que tolerar la recarga dispuesta por el sistema de recuperación de energía cinética, estas baterías poseen un voltaje entre 48 V y en conjunto 400 V. Por último, la clase tres se emplean para PHEV y BEV, los mismos que están en la obligación de contar con sistemas de almacenamiento de energía que resistan la fatiga de la carga y descarga, esta clase de baterías manejan un voltaje en conjunto de entre 250 V y 600 V [22]–[24].

También se clasifican por tipo de material de construcción, capacidad de almacenamiento y densidad de energética. A continuación, se describe las baterías más representativas respecto a los materiales que lo componen: plomo ácido, níquel metal hidruro y de ion de litio [23].

2.2.1 Baterías de plomo ácido

Las baterías de plomo ácido se clasifican según su uso; entre las más destacadas tenemos: baterías destinadas para el arranque de IVC; ya que suministran alta intensidad de energía en cortos periodos, trabaja a bajas temperaturas y resisten profundidades de descarga entre 10%-20% [22]–[24].

Las baterías de plomo ácido como lo muestra en la Figura 7, por lo general están compuestas por: un medio electrolítico de ácido sulfúrico más agua (dilución), electrodo negativo de plomo y por último electrodo positivo de dióxido de plomo, como se muestra en su estructura.

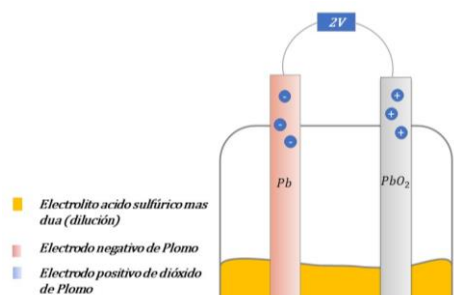


Figura 7. Estructura de la batería de plomo ácido.

Así también, las baterías de periodo intenso de carga y descarga están presentes en medios de transporte marítimos y sistemas de iluminación. Este tipo de batería se caracteriza por entregar una menor intensidad de energía en prolongados periodos; así mismo soportan de numerosos periodos de alta intensidad de carga y descarga [22]–[24].

Por último, las baterías estacionales o de respaldo, están destinadas para aplicaciones en las cuales se requiere de compensar la pérdida de capacidad ya que eventualmente resisten descargas profundas [24].

2.2.2 Baterías de níquel metal hidruro

Las baterías de níquel metal hidruro son destinadas al almacenamiento de energía, para HEV y EV, y en aplicaciones de vehículos pesados y trenes.

Las baterías de Ni/MH disponen de una capacidad de almacenamiento de energía que va entre 140 y 300 Wh/l; no obstante, cuenta con energía específica muy baja con respecto a sus antecesoras, con respecto a las baterías de iones de litio; así mismo, conservan potencias entre 2kW y 2 MW, cuando se refiere a módulos de celdas [23], [24].

Estas baterías poseen un valor relativo de 8°C cuando se produce la descarga y un valor relativo de entre 1°C-2°C cuando se produce la carga. Su valor de carga esta entre 0.6-1.2V por cada celda, lo cual hace que sea relativamente baja con respecto a otras baterías. Otro factor que es relevante en los vehículos eléctricos es la eficiencia energética el cual es del 66%, lo que se traduce en velocidades de carga y descarga rápidas [23], [24].

El ciclo de vida para este tipo de baterías, está en torno a los 2000 ciclos, hoy en día se ha visto un incremento con respecto a la capacidad de

almacenamiento de energía y consecuentemente a los periodos de descarga que está en torno a los 3000 periodos [23], [24].

2.2.3 Baterías de ion de litio

Las baterías de ion de litio han contribuido el avance de la tecnología respecto al EV, por ello las baterías de ion litio juegan un papel importante en lo que respecta a: mayor densidad energética y lo que se traduce a mayor capacidad de almacenaje de energía con respecto a sus antecesoras [22], [23].

Por lo general el uso de estas baterías está enfocado en EV, las baterías es uno de los componentes más importantes por ende es necesario de un método de control de despacho de energía, lo que hace necesario de sensores como son; amperímetros y voltímetros [23].

El rendimiento de este tipo de baterías en dependen de la composición de los materiales que se emplean como se puede apreciar en la Figura 8. Estructura de la batería de ion litio. en la construcción del cátodo y ánodo, y de las mismas dependen parámetros como: voltaje nominal, la cantidad de periodos

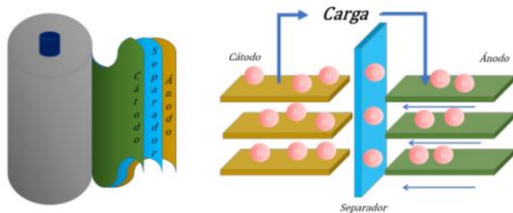


Figura 8. Estructura de la batería de ion litio. de carga y la vida útil.

Para la construcción del cátodo emplean diferentes componentes químicos como son; litio ferrofosfato (LFP), litio de óxido de manganeso (LMO), óxido de litio, níquel, cobalto y manganeso (NCM), óxido de litio, níquel, cobalto y aluminio (NCA); ahora bien, para la construcción del ánodo se emplean: titanio de litio (LTO) [22]–

[24]. La temperatura de carga y descarga son procesos críticos que al no ser controlados ocasiona el abultamiento de la batería causado desvanecimiento del electrolito.

El proceso de descarga con altas corrientes de forma continua produce valores de 20-45°C, mientras que en el proceso de carga a altas corrientes producen valores de 1-4°C; de modo que, es necesario emplear un sistema que controle la temperatura de las baterías, con objetivo de garantizar una temperatura óptima de funcionamiento [22]–[24]. Los fabricantes garantizan un aproximado de 10 años de vida útil; por lo que, los periodos de carga y descarga llega a los 3000 ciclos.

2.3 Definición de la tecnología vehículo a red

La tecnología vehículo a red o también llamada Vehicle to Grid (V2G) en sus siglas en inglés, trata del suministro de energía que puede aportar los EV a la red de distribución eléctrica, los mismo que pueden ser: BEV, PEV, HPEV y FCV.

Por lo general los EV se cargan en periodos de baja demanda, en esta modalidad los EV se comportan como carga; ahora bien, cuando la red de distribución se encuentra en periodos de alta demanda los EV se comportan como una fuente de alimentación, a esta modalidad se le conoce como V2G [25]–[27].

Administrar la cantidad de energía hace necesario contar con una estructura para su operación, en primera instancia se debe contar con varias estaciones de recarga que empleen inversores bidireccionales para la conversión de AC/DC o DC/AC. También se debe contar con unidades de control y monitoreo que proporcionan señales de referencia tanto para la modalidad de carga del EV como en la de V2G. Por

último, se debe contar con los EV que depende de la autorización del dueño y la disponibilidad de energía en la batería del EV [25]–[27].

Para la implementación de V2G es necesario de tres requisitos:

- Conector que permita el intercambio bidireccional de energía vehículo a la red.
- Monitoreo y conexión, por parte del operador de la red para determinar la capacidad disponible y solicitar servicios de energía a los EV.
- Certificación acerca de medición incorporada en el EV que indique la cantidad de energía ha proporcionado a la red.

2.4 Características de la tecnología vehículo a red

Tomando a consideración que por lo general los EV solo el 4% del tiempo se los emplea para transporte y el 96% permanecen estacionados, esto hace que, se pueda utilizar la capacidad del conjunto de baterías de los EV para proveer de servicios a la red en determinados periodos de tiempo [28].

Los servicios auxiliares hacen referencia a funciones que ayudan al sistema de distribución a un correcto funcionamiento de la red; es decir, le atribuye: eficiencia, seguridad, fiabilidad y equilibrio. Esto les otorga beneficios a los propietarios de los EV, así como a la empresa distribuidora del servicio eléctrico [28].

Entre os servicios auxiliares que puede prestar V2G se encuentra: regulación de frecuencia, regulación de voltaje y soporte de potencia reactiva.

2.4.1 Regulación de frecuencia

Hace referencia al equilibrio entre la generación y la demanda, ya que si existe

una contingencia e incrementa la carga; de manera que, aumenta el par electromagnético de los generadores, por consiguiente, se frenan, y la frecuencia disminuye progresivamente.

En un sistema de distribución el servicio de regulación de frecuencia está a cargo por sistemas de generación de respaldo, mismo que, emplean combustibles fósiles para su funcionamiento que es algo contraproducente con el medio ambiente, pero a su vez ofrece rápida respuesta al sistema de distribución. Esto hace que tecnologías como la V2G cobren protagonismo; dado que, manejan gran potencial para actuar en la regulación de frecuencia, puesto que estos pueden reaccionar rápidamente ante una solicitud de regulación.

Esto resulta ser rentable económicamente y según [29], [30] los cuales realizaron estudios con respecto a la degradación del conjunto baterías como consecuencia de prestar servicio de regulación de frecuencia se demostró que es factible económicamente.

En regulación primaria la implementación V2G reduce el tiempo de respuesta de 15 segundos a 5 y 6 segundos; por esta razón, el servicio de regulación de frecuencia es una de las principales características a considerar en la inserción de V2G [31].

2.4.2 Regulación de voltaje y asistencia de potencia reactiva

Para realizar compensación de voltaje y potencia reactiva de forma tradicional se lleva a cabo mediante bancos de capacitores, suficiente para estabilizar los niveles de voltaje en los puntos de carga requeridos; no obstante, deben estar ubicados en puntos estratégicamente estudiados; ya que, caso contrario

pueden verse afectada por caídas de voltaje.

Desde la perspectiva de la red eléctrica y los puntos V2G, el hecho de tener potencia reactiva cerca de los puntos críticos disminuye el transporte de potencia y caída de voltaje a través de las redes eléctricas, lo que implica una reducción de las pérdidas y mayor confiabilidad del sistema.

Este tipo de servicio se lo llevaría a cabo con la implementación de cargadores bidireccionales de cuatro cuadrantes, esto le da la funcionalidad de absorber y proveer de energía reactiva y activa a la red. Mediante un estudio realizado por [32], se evidencio que el EV era capaz de entregar potencia reactiva mientras se cargaba, dando como resultado una mejora en los perfiles de voltaje.

2.5 Estándares de comunicación de la tecnología vehículo a Red

La comunicación entre cargadores y la red eléctrica hoy en día son numerosos, para dicho efecto se han propuesto diferentes conceptos de comunicación relacionados con la Web, esto con el objetivo de evitar inconvenientes de concordancia entre los estándares de comunicaciones y los puntos de carga de EVs. Para esto, se establece protocolos que permitan la interacción entre la estación de carga y el EV. Es de carácter obligatorio para las compañías fabricantes de EV disponer de protocolos de comunicación. A continuación, se presenta los estándares de comunicación utilizados en V2G [33].

2.5.1 Estándares para los conectores o enchufes

IEC 62196-1: Hace referencia a los accesorios como son: tomas, enchufes y acoples. Pueden tolerar cargas de hasta 250A CA y 400 A CC.

IEC 62196-2: Describe y especifica la modalidad de recarga (lenta, rápida y ultra rápida) que puede tolerar el conjunto de accesorios como son: tomas, enchufes y acoples.

IEC 62196-3: Hace referencia y describe los accesorios como son: tomas, enchufes y acoples, los mismos que deben tolerar una recarga a 1000V CC y una corriente de 400A para carga de CC. Este tipo de accesorios están dedicados a una recarga ultra rápida.

2.5.2 Estándares para la comunicación

IEC 61850-X: Esta dedicada a las redes y sistemas de comunicación en subestaciones.

ISO-IEC15118: Esta dedicada a la interfaz de comunicación vehículo a red.

2.5.3 Estándares para las topologías de carga

IEC 61439-5: Hace referencia al conjunto de equipos de maniobra y de control respecto a baja voltaje, así como a nivel de red de distribución.

IEC 61851-1: Requisitos generales para la recarga de VE.

IEC 61851-21: Requisitos específicos para la recarga de EV tanto a CA como a CC.

IEC 61851-22: Requisitos que hacen referencia a las estaciones de recarga EV a CA.

IEC 61851-23: Requisitos que hacen referencia a las estaciones de recarga EV a CC.

IEC 61851-24: Requisitos que hace referencia a los protocolos de comunicación y de control entre el cargador de CC y los vehículos eléctricos. Esta dedicado para cargadores que toleran una recarga ultra rápida.

2.5.4 Estándares enfocados a la seguridad e interoperabilidad

IEC 61140: Describe las protecciones contra descargas atmosféricas que debe tener toda estación de recarga.

IEC 62040: Describe los sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS).

IEC 60529: Describe el grado de protección que debe tener los gabinetes contra sólidos como polvo y líquidos como agua.

IEC 60364-7-722: Requisitos que deben cumplir las instalaciones a bajo voltaje.

ISO 6469-3: Describe medidas de seguridad y protección que las personas deben tener en cuenta cuando hacen uso de una estación de recarga.

2.6 Electrónica de potencia empleada en el cargador bidireccional

En la tecnología V2G, la electrónica de potencia es vista desde dos perspectivas; por una parte está, la electrónica que se encargada de controlar el flujo de energía entre el motor eléctrico y el conjunto de baterías, y la otra parte está en la infraestructura que recarga los EV, hoy en día existen cuatro modos según la norma IEC 61851-1, las tres primeras modalidades describen la recarga a CA; es decir el EV recibe CA y la convierte en CC para su funcionamiento, la última modalidad describe la recarga a CC; es decir, hace referencia a que las estaciones de recarga que suministra CC a los EV, este tipo de modalidad está destinada al tipo de recarga rápida y ultra rápida [18], [34].

Ahora bien, un cargador bidireccional hace referencia a un convertidor ó inversor bidireccional, el cual hace uso de dispositivos semiconductores de potencia que trabajan conmutadores biestables; esto es, que pasan por un estado no conductor a un estado

conductor, esta característica es propia de tiristores e IGBT.

El cargador bidireccional se compone de dos etapas, una de ellas es un inversor AC-CC el cual está conectado a la red eléctrica, por siguiente se compone de un inversor CC-CC el cual controla la corriente que se suministra al conjunto de batería del EV. En la Figura 9 se muestra un cargador bidireccional de dos cuadrantes no aislados, el cual, consta de dos conmutadores, lo que hace que el circuito de control no sea muy extenso con respecto al número de componentes empleados. Así también, consta de dos inductores de alta corriente. Este tipo de cargadores cuando se encuentre en modo de recarga al EV se comporte como convertidor Buck (reductor) y en modo V2G se comporta como Boost (elevador) [34].

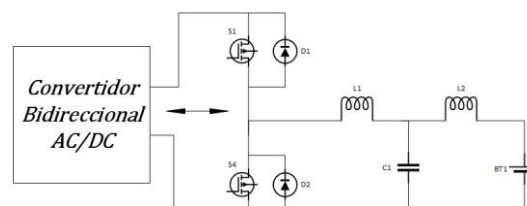


Figura 9. Cargador bidireccional de dos cuadrantes no aislado.

3 MÉTODO MONTECARLO

El método Montecarlo o también llamado simulación Montecarlo es un procedimiento numérico de carácter estocástico; dicho de otra manera, consiste en una progresión de estados cuya variación está determinada por eventos aleatorios. Ahora bien, un evento aleatorio o también conocido como una fuente de sucesos aleatorios es una serie de acontecimientos con alta probabilidad de ocurrencia [35].

El método Montecarlo se aplica para diversas aplicaciones, por ejemplo, la

biología computacional, infografía, telecomunicaciones, finanzas y negocio, entre otros. Por ello, su aplicación dependerá del objetivo a analizar y el tipo de resultados que se pretenda evaluar. La influencia en la cronología de la implementación del procedimiento determinara si se aplica MC secuencial o MC no secuencial [36], [37].

El MC no secuencial depende de la relación entre componentes donde no se considera el orden cronológico; por lo que, el orden cronológico de los comportamientos del sistema no se toma a consideración. En cambio, en el MC secuencial depende del orden cronológico de los acontecimientos.

3.1 Método Montecarlo secuencial



Figura 10. Modelo de dos estados de un componente.

En la presente investigación se implementará el MC secuencial o también conocido como muestreo de duración de eventos; puesto que, en los SD los tiempos de falla y restauración generados se van acumulando para obtener el tiempo total de operación[37].

El MC secuencial toma en cuenta un orden cronológico de los acontecimientos respecto al periodo a evaluar, la credibilidad de los resultados del MC secuencial dependerá de la duración del periodo de evaluación y de la generación de números aleatorios.

La generación de estados aleatorios muestra la transición de un estado actual a un estado siguiente, esto ve representado por una tasa de transiciones [37]. La generación de estados aleatorios genera un historial secuencial de comportamiento del sistema o componente analizado.

3.2 Modelación matemática

La metodología que se considera para la evaluación del SD a nivel de circuito primario es el método MC.

La metodología que se implementa consiste en evaluar mediante índices la confiabilidad de un SD. Para su desarrollo se describe las siguientes características:

- El SD consta de 33 barras.
- Para los datos de la tasa falla y reparación de cada uno de los componentes del SD se tomó de la investigación [38].

Para la modelación se debe tomar en cuenta los componentes más representativos a nivel de circuito primero del SD; de tal forma que para el análisis se considera la Figura 10, la cual representa el modelo de Markov de dos estados. La disponibilidad y no disponibilidad de dichos estados pasan por tiempos de transición: tiempo de falla (TTF) y tiempo de restauración (TTR).

Ahora bien, el método Montecarlo utiliza el esquema de Markov de dos estados, específicamente la cadena de Markov de tiempo continuo, el cual describe el comportamiento de componentes reparables que se ajusta para el presente caso de estudio. La cadena de Markov de tiempo continuo es un proceso estocástico donde $X(t)$ es la función de distribución y el tiempo t , cumple que $t \geq 0$, esto se asemeja a una cadena de Markov de tiempo discreto; sin embargo, la diferencia con su antecesor radica en la distribución condicional del futuro $X(t + s)$, donde $X(s)$ representa el estado actual y $X(u)$ representa el estado pasado; de tal forma que una cadena de Markov de tiempo continuo depende del estado actual $X(s)$ y del estado futuro $X(t + s)$, por lo tanto $P\{X(t + s) = j | X(s) = i\}$.

Las cadenas de Markov de tiempo continuo posee de ciertas propiedades de cambio de un estado i a un estado j , a esto se conoce como razón de cambio homogénea o estacionaria como se puede apreciar en la Figura 11 y denota la probabilidad de mantenerse en un estado i en un intervalo de tiempo hasta cambiar al estado j . Esta razón de cambio de un estado a otro se representa a través de una variable aleatoria T_i la misma que debe ser exponencialmente distribuida

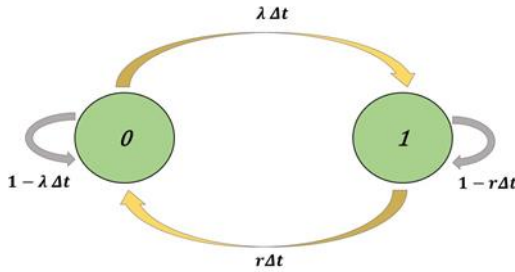


Figura 11. Esquema de transición de dos estados.

Para explicar de mejor manera el modelo de Markov de dos estados se considera un componente reparable, el mismo puede tomar uno de los dos estados, siendo $X = 0$ estado operativo, $X = 1$ estado de falla. Después del estado de falla el componente entra en estado de reparación.

Por consiguiente, asumiendo que T_0 hace referencia a el tiempo de servicio y T_1 al tiempo de reparación se obtiene las siguientes funciones de distribución acumulativas.

$$F_{T_0} = 1 - e^{(-\lambda t)} \quad (15)$$

Donde

$\frac{1}{\lambda}$ Es el tiempo de trabajo.

y

$$F_{T_1} = 1 - e^{(-ut)} \quad (16)$$

Donde

$\frac{1}{u}$ Es el tiempo de reparación.

Dado que para un SD la tasa de falla es constante. Ahora bien, partiendo de la ecuación (15) para el tiempo de falla y de la ecuación (16) para el tiempo de reparación, se puede expresar TTF y TTR en función de sus variables aleatorias independientes.

$$TTF_i = -\frac{\ln(U_i)}{\lambda_i} \quad (17)$$

$$TTR_i = -\ln U_i \times MTTR_i \quad (18)$$

Donde

U_i Es la variable independiente aleatoria

Un parámetro importante en la simulación MCS es la generación de un historial artificial que depende de la variable aleatoria independiente U_i , misma que para mayor eficiencia requiere de un algoritmo que proporcione números aleatorios en un intervalo entre 0 y 1 para cada elemento del SD.

4 IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO DE SIMULACIÓN

Para el desarrollo de la metodología empleada se presenta el siguiente algoritmo que fue extraído de [38], el mismo que es desarrollado en el software Matlab R2020b. En la siguiente Tabla 1, la nomenclatura utilizada para el desarrollo del algoritmo.

El proceso es de característica aleatoria; por lo que, no se puede predecir cuándo fallará algún componente, esto le atribuye al MCS

como método para simular patrones de comportamiento de un componente.

Tabla 1. Definición de variables.

Nomenclatura	
λ	Vector que representa la tasa de fallo para cada componente del sistema.
r	Vector que representa el tiempo de interrupción para cada componente del sistema.
D	Tiempo de simulación.
N	Número de componentes del sistema.
U	Generador de números aleatorios en intervalo 0 a 1.
TTF	Tiempo de falla.
TTR	Tiempo de reparación.
$downT$	Vector acumulado del tiempo de falla.
upT	Vector acumulado del tiempo de reparación.
$nTTF$	Vector resultante del tiempo de fallo.
$nTTR$	Vector resultante del tiempo de reparación.
$maxV$	Variable que representa elementos máximos de un vector.

Para el desarrollo del algoritmo MCS se toma como referencia el modelo de Markov de dos estados $downT, upT$ para los componentes del sistema: barras de transferencia y líneas de distribución (LD).

El objetivo principal del algoritmo MCS empleado en el presente trabajo es obtener TTF y TTR tanto para las barras de transferencia como para LD como se muestran en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** respectivamente, los valores obtenidos son ingresados en el sistema IEEE 33 implementado en software PowerFactory en la sección de confiabilidad, dichos

valores son ingresados para cada componente del sistema.

Tabla 2. Pseudocódigo de la función del algoritmo MCS.

Algoritmo MCS	
Paso 1:	Ingreso de datos λ, r, D .
Paso 2:	Inicializar $i = 1, maxT = 0, curT = 0, D = 1000, intP = 0, out_T = 0, N = 33$
Paso 3:	Inicializar $D = D * 24 * 365$
Paso 4:	Mientras que $curT$ sea menor igual que D, hacer.
Paso 5:	Generar valores aleatorios entre (0,1).
Paso 7:	Calcular tiempo de falla TTF .
Paso 8:	Calcular tiempo de reparación TTR .
Paso 9:	Guardar los valores generados tanto, del tiempo de falla, tiempo de reparación.
Paso 10:	Calcular el tiempo de falla acumulado.
	$downT(i) = curT + TTF$
Paso 11:	Calcular el tiempo de reparación acumulado.
	$upT(i) = downT(i) + TTR$
Paso 12:	Finalizar mientras
Paso 13:	Para i desde 1 hasta N, hacer.
Paso 14:	Calcular los elementos máximos de $upT(i)$.
Paso 15:	Si $maxT < maxV$ entonces
	$maxT = maxV$
Paso 16:	Calcular el valor promedio de los vectores: $downT(i), upT(i)$ para N .
Paso 17:	Imprimir los resultados para cada uno de los elementos en los vectores: $nTTF, nTTR$.

Paso 18: Finalizar Para.

Cabe mencionar que, para las barras de transferencia y las líneas de distribución (LD) los datos de λ , r difieren; por ende, para la LD λ toma valores de $(0.020 \leq \lambda \leq 0.300)$ y para r toma valores de $(2 \leq r \leq 8)$. Para las barras de transferencia λ toma valores de $(0.0014 \leq \lambda \leq 0.14)$ y para r toma valores de $(1.5 \leq r \leq 8)$. Los valores fueron tomados de la referencia [36] y se aprecia en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

4.1 Sistema de prueba IEEE 33 bus

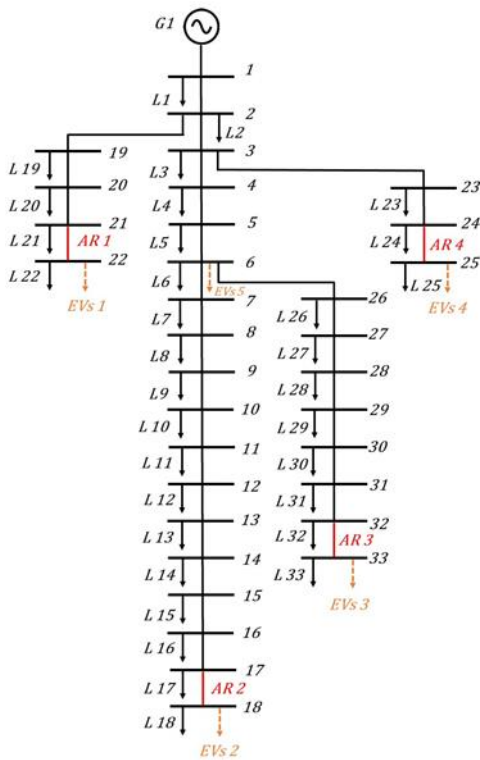


Figura 12. Sistema de distribución IEEE 33.

Para el análisis se tomó a consideración la red de distribución IEEE 33 barras como se observa en la Figura 12. Para la modelación y análisis de confiabilidad se empleó el software

PowerFactory 15.1 que juntamente con los datos obtenidos por el MCS [39]. Los datos del SD se muestran en las Tabla 3, Tabla 4 a continuación:

Tabla 3. Datos de las líneas de transmisión.

Num. Barra	Desde la barra	Hasta la barra	R(Ω)	X(Ω)
1	1	2	0.0922	0.047
2	2	3	0.493	0.2511
3	3	4	0.366	0.1864
4	4	5	0.3811	0.1941
5	5	6	0.819	0.707
6	6	7	0.1872	0.6188
7	7	8	0.7114	0.2351
8	8	9	1.03	0.74
9	9	10	1.044	0.74
10	10	11	0.1966	0.065
11	11	12	0.3744	0.1238
12	12	13	1.468	1.155
13	13	14	0.5416	0.7129
14	14	15	0.591	0.526
15	15	16	0.7463	0.545
16	16	17	1.289	1.721
17	17	18	0.732	0.574
18	2	19	0.164	0.1565
19	19	20	1.5042	1.3554
20	20	21	0.4095	0.4784
21	21	22	0.7089	0.9373
22	3	23	0.4512	0.3083
23	23	24	0.898	0.7091
24	24	25	0.896	0.7011
25	6	26	0.203	0.1034
26	26	27	0.2842	0.1447
27	27	28	1.059	0.9337
28	28	29	0.8042	0.7006
29	29	30	0.5075	0.2585
30	30	31	0.9744	0.963
31	31	32	0.3105	0.3619
32	32	33	0.341	0.5302
33	21	8	2	2

Tabla 4. Datos de las barras de transferencia.

Num Barra	P(M W)	Q(MV AR)	Vmax(kV)	Vmin(p.u)
1	0	0	1.05	0.95
2	0.1	0.06	1.05	0.95
3	0.09	0.04	1.05	0.95

4	0.12	0.08	1.05	0.95
5	0.06	0.03	1.05	0.95
6	0.06	0.02	1.05	0.95
7	0.2	0.1	1.05	0.95
8	0.2	0.1	1.05	0.95
9	0.06	0.02	1.05	0.95
10	0.06	0.02	1.05	0.95
11	0.04	0.03	1.05	0.95
12	0.06	0.035	1.05	0.95
13	0.06	0.035	1.05	0.95
14	0.12	0.08	1.05	0.95
15	0.06	0.01	1.05	0.95
16	0.06	0.02	1.05	0.95
17	0.06	0.02	1.05	0.95
18	0.09	0.04	1.05	0.95
19	0.09	0.04	1.05	0.95
20	0.09	0.04	1.05	0.95
21	0.09	0.04	1.05	0.95
22	0.09	0.04	1.05	0.95
23	0.09	0.05	1.05	0.95
24	0.42	0.2	1.05	0.95
25	0.42	0.2	1.05	0.95
26	0.06	0.025	1.05	0.95
27	0.06	0.025	1.05	0.95
28	0.06	0.02	1.05	0.95
29	0.12	0.07	1.05	0.95
30	0.2	0.6	1.05	0.95
31	0.15	0.07	1.05	0.95
32	0.21	0.1	1.05	0.95
33	0.06	0.04	1.05	0.95

5 ANALISIS Y RESULTADOS

Para la modelación del SD en el software PowerFactory se tomaron a consideración los siguientes aspectos: el número de usuarios conectados a cada barra, la demanda de cada usuario y por último su equivalencia en demanda de los EVs a usuarios.

Para el cálculo de la demanda y el número de usuarios conectados, se toma como referencia el estudio de la demanda eléctrica realizado por [40], el cual propone un consumo de 4500 kWh/año de una familia compuesta por tres personas; por lo tanto, el consumo aproximado de una persona en el día es

0.1736 kW. Por consiguiente, para el número de usuarios que se conectan a cada barra se consigue mediante el cálculo entre el consumo por persona y la cantidad de total potencia en cada barra.

Para el cálculo de la demanda de los EVs que se conectan al SD, se tomó como referencia [41], donde se calcula la demanda que tiene la inserción de 1000 EVs a un SD, el resultado muestra una potencia de 341.73kW. Para la presente investigación se calcula la demanda que posee la inserción de 1 EV, esto con el objetivo de obtener una equivalencia respecto al número de personas que representa la inserción de 1 EV. Dicha equivalencia permite obtener la potencia y el número de personas que representa los EVs para las distintas barras.

Hay que tomar en cuenta que el modelo de EV para este análisis se considera como una carga; por ende, se dispuso de 5 puntos de carga distribuidos aleatoriamente en las barras: 6, 18, 22, 25 y 33.

Para el análisis se propone dos casos de estudio: sin inserción de EVs y otro con varios porcentajes de inserción de EVs, el primer caso de estudio propone un porcentaje de inserción de 0, el segundo caso un porcentaje de 50%, el tercer caso un porcentaje de 75% y por último un porcentaje de 90%.

Para cada caso se calcula un estimado de la cantidad de personas que representa el porcentaje de inserción de EVs. Los datos son mostrados en la Tabla 5.

Tabla 5. Equivalencia del consumo de potencia en personas por cada EV.

% P instada	Num. de EVs	Num. de usuarios	Potencia instalada	
			P (kW)	P(kW)/5
50	500	984	170.86	34.173
75	750	1476	256.29	51.260

90	900	1772	307.55	61.511
100	1000	1968	341.73	68.346

5.1.1 Primer caso de estudio

Para este caso no se considera la inserción de EVs. Los datos obtenidos producto de la simulación son los mostrados en la Tabla 6.

En la Tabla 15, se aprecia para ambos casos de estudio, el sistema se encuentra al 80% de su capacidad nominal; ahora bien, para el siguiente caso se suma el porcentaje de potencia que demandada de los EVs.

Tabla 6. Índices de confiabilidad con 0% de inserción de EVs.

Índices de confiabilidad	Valores	Unidades de medida
SAIFI	26.62914	1/Ca
SAIDI	13.60278	h/Ca
CAIFI	26.62914	1/Ca
CAIDI	51.082	h
ASAI	0.8447	-
ASUI	0.1552	-
ENS	5053.953	MWh/a
AENS	0.295	MWh/Ca

5.1.2 Segundo caso de estudio

Tabla 7. Índices de confiabilidad con el 50% de inserción de EVs.

Índices de confiabilidad	Valores	Unidades de medida
SAIFI	27.64925	1/Ca
SAIDI	14.02233	h/Ca
CAIFI	27.64925	1/Ca
CAIDI	50.715	h
ASAI	0.8399	-
ASUI	0.16	-
ENS	5437.794	MWh/a
AENS	0.3	MWh/Ca

Tabla 8. Índices de confiabilidad con el 75% de inserción de EVs.

Índices de confiabilidad	Valores	Unidades de medida
SAIFI	27.78190	1/Ca
SAIDI	14.09334	h/Ca

CAIFI	27.78190	1/Ca
CAIDI	50.729	h
ASAI	0.8391	-
ASUI	0.1608	-
ENS	5580.593	MWh/a
AENS	0.3	MWh/Ca

Tabla 9. Índices de confiabilidad con el 90% de inserción de EVs.

Índices de confiabilidad	Valores	Unidades de medida
SAIFI	27.85826	1/Ca
SAIDI	14.13431	h/Ca
CAIFI	27.85826	1/Ca
CAIDI	50.736	h
ASAI	0.8386	-
ASUI	0.1613	-
ENS	5666.263	MWh/a
AENS	0.3	MWh/Ca

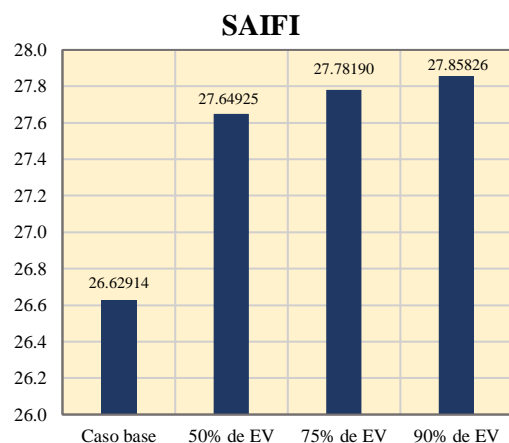


Figura 13. Índice SAIFI con 50%, 75% y 90% de inserción de EV.

Para este caso de estudio se muestra los valores obtenidos del índice SAIFI, como se muestra en la Figura 13, el caso base con 26.62914 aumenta a 27.64925 1/Ca respecto al 50% de inserción de EVs, lo que indica un aumento de 3.83% con respecto al caso base; es decir, existe la reducción de la confiabilidad del sistema en relación con la frecuencia de interrupción.

Por consiguiente, la reducción de la confiabilidad en cuanto a la inserción de EVs es: 4.32% para el caso de 75% de EVs en la red y 4.61% para el caso de 90% de EVs con respecto al caso base. Esto deja saber que mientras haya un aumento paulatino de EVs, la confiabilidad del sistema de distribución disminuye ocasionando falta de suministro de energía.

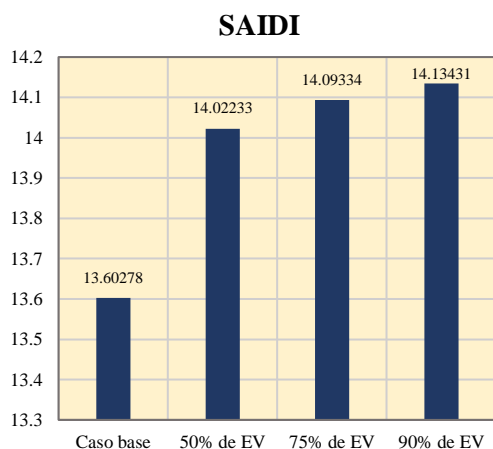


Figura 14. Índice SAIDI con 50%, 75% y 90% de inserción de EV.

Para el índice SAIDI, como se aprecia en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, el caso base con 13.60278 aumenta a 14.02233 h/Ca respecto al 50% de inserción de EVs, lo que indica un aumento de 3.08% con respecto al caso base; es decir, existe la reducción de la confiabilidad del sistema en cuanto a la duración de interrupción.

Por lo cual, el impacto de la inserción de EVs es: 3.6% para el caso de 75% de EVs en la red y 3.9% para el caso de 90% de EVs con respecto al caso base.

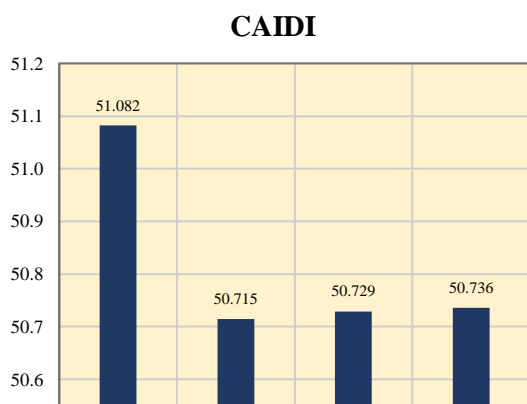


Figura 15. Índice CAIDI con 50%, 75% y 90% de inserción de EV.

El índice CAIDI representa la relación que existe entre el índice SADI y SAIFI; por lo tanto, los valores que toma en comparación al caso base tienden a disminuir; por lo cual, la duración de interrupción es menor que la frecuencia de interrupción. Ahora bien, en la Figura 15, el caso base con 51.082 disminuye a 50.715h respecto al 50% de inserción de EVs, lo que indica una disminución de 0.71% con respecto al caso base. De igual manera, se produce disminución del índice para cada porcentaje de inserción de EVs; con lo cual tenemos que, 0.69% para el caso de 75% de EVs en la red y 0.67% para el caso de 90% con respecto al caso base.

5.1.3 Alternativa para mejorar la confiabilidad del sistema

Un detalle para tomar a consideración es que el SD cuenta con una sola subestación y circuitos primarios extensos, lo que ocasiona sobrecarga en el sistema y un nivel bajo de voltaje.

Existen distintas alternativas para suplir este tipo de problemáticas, para este caso de estudio se propone colocar dispositivos de reconexión automática a nivel de circuito primario, con ello se consigue aislar la zona que está en sobrecarga y se garantiza el suministro de energía al resto de usuarios, otra alternativa para mejorar la confiabilidad es destinar una barra solo para la carga de EVs; esto con el objetivo de distinguir el tipo de carga y a su vez poder aislar cuando exista alta demanda en el SD.

La alternativa que se emplea para mejorar la confiabilidad es la colocación de reconectores automáticos (RA) en los puntos de carga 18, 22, 25, 33 como se ilustra en la Figura 12. A demás que, el sistema es evaluado a un 90% de

inserción de EVs. Los valores obtenidos se encuentran en la Tabla 10.

Cabe mencionar que la mejora en los índices de confiabilidad es notable como se ilustra en las Figura 16, Figura 17, Figura 18.

Tabla 10. Índices de confiabilidad mejorados con el 90% de inserción de EVs.

Índices de confiabilidad	Valores	Unidades de medida
SAIFI	24.11677	1/Ca
SAIDI	12.9512	h/Ca
CAIFI	24.11677	1/Ca
CAIDI	53.702	h
ASAI	0.8521	-
ASUI	0.1478	-
ENS	5194.912	MWh/a
AENS	0.275	MWh/Ca

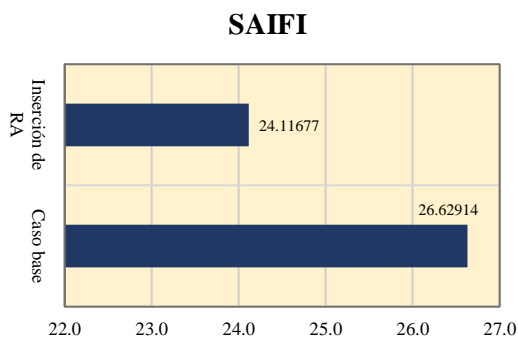


Figura 17. Índice SAIFI con inserción de RA

Al colocar RA se alivia la alta demanda dispuesta por la inserción de los EVs, en referencia al índice de SAIFI con el 90% EVs en la red existe una disminución de 26.62914 a 24.11677 1/Ca lo que representa una reducción de 9.43% en comparación al caso base; por lo que, existe una mejora de la confiabilidad y a su vez una disminución de la frecuencia de interrupción que experimentará el usuario a lo largo de un determinado tiempo.

La interrupción dispuesta por los RAs a los usuarios conectados en los puntos de carga 18, 22, 25 y 33 da razón a mejorar el servicio, una de las medidas a implementar en futuras investigaciones

es la colocación de generación distribuida en cada punto de carga, consiguiendo así garantizar el suministro de energía a los usuarios y abastecer la demanda de energía requerida por los EVs.

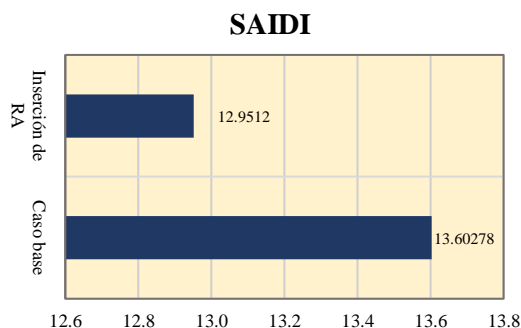


Figura 16. Índice SAIDI con inserción de RA

Para el índice SAIDI, como se aprecia en la Figura 17, el caso base cuenta con 13.60278 y disminuye a 12.9512 h/Ca respecto al 90% de inserción de EVs, lo que indica una reducción de 4.79% con respecto al caso base; es decir, existe la reducción de la confiabilidad del sistema en cuanto a la duración de interrupción.

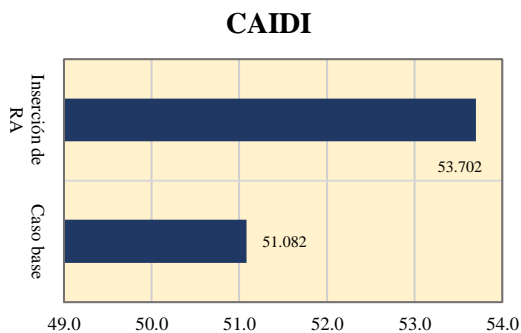


Figura 18. Índice CAIDI con inserción de RA.

El índice CAIDI como se ilustra en la Figura 18, experimenta un aumento de 51.082 a 53.702h con respecto al caso base, lo que indica un aumento de 5.19% en referencia al caso base.

6 CONCLUSIONES

El método Montecarlo es uno de los procedimientos más empleados cuando se quiere evaluar confiabilidad en SD y

el grado de eficacia, depende de varios factores uno de ellos es el tiempo de simulación ya que al tratarse de un proceso iterativo el número de veces que se repita determinara la exactitud de la simulación, otro aspecto importante es la aleatoriedad, dado que, del mismo depende la generación y almacenamiento de datos de la función de distribución acumulada que se emplea. En función de este método se puede utilizar para realizar distribuciones de probabilidad que están relacionadas a los índices de confiabilidad.

De acuerdo con los datos obtenidos de SAIFI, SAIDI, CAIFI, CAIDI, ASAI, ASUI, ENS, AENS, para el análisis se plantearon dos casos de estudios: sin integración de EVs y con integración de EVs. Comparando el primer caso con el segundo caso y sus variantes se muestra un incremento de los índices de confiabilidad lo que ocasiona la disminución de la confiabilidad del SD, a esto también se le atribuye que el SD cuenta con una sola subestación y cuenta con tramos de línea extensos, lo que incurre que cuando se integre tecnología V2G al SD esta se sobrecargue.

Para mejorar la confiabilidad del sistema se opta por la colocación de reconectores automáticos los mismos que tienen la cualidad de detectar una falla y despejarla en un tiempo preprogramado, así mismo se cierra automáticamente restableciendo el servicio, el propósito de insertar reconectores automáticos en la red es separar los distintos puntos de carga donde se presente alta demanda por la inserción de EVs con esto se consigue garantizar el servicio a los usuario aguas arriba del reconector automático y mejorar la confiabilidad del sistema de distribución. Sin embargo, otras alternativas como la generación distribuida aseguran la continuidad del

servicio aguas abajo del reconector automático.

7 TRABAJOS FUTUROS

La presente investigación y sus resultados pueden ser tomados como referencia para futuras investigaciones asociadas a las siguientes temáticas:

- Evaluación de la confiabilidad de un sistema de distribución considerando la modalidad de carga de los vehículos eléctricos aplicando el método Montecarlo.
- Optimización enfocada a la ubicación cargadores de vehículos eléctricos en un sistema de distribución aplicando método Montecarlo.

8 REFERENCIAS

- [1] G. Grea and A. Lehmann, "Fostering electromobility in regions, sustainable policy and business approaches," in *2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, Jun. 2015, pp. 622–625, doi: 10.1109/EEEIC.2015.7165235.
- [2] B. Egardt, N. Murgovski, M. Pourabdollah, and L. Mardh, "Electromobility Studies Based on Convex Optimization: Design and Control Issues Regarding Vehicle Electrification," *IEEE Control Syst.*, vol. 34, no. 2, pp. 32–49, Apr. 2014, doi: 10.1109/MCS.2013.2295709.
- [3] P. Frías Marín, C. Domingo, and J. Pérez, "Evaluación del impacto de la integración del coche eléctrico en las redes de distribución de energía eléctrica," *Lychnos*, vol. 6, no. 6, pp. 56–61, 2011.
- [4] B. Benalcazar and E. M. Garcia Torres, "Óptima respuesta a la demanda para estaciones de carga de vehículos eléctricos con alta incertidumbre considerando el perfil de voltaje en la red de distribución,"

- Universidad Politécnica Salesiana, 2017.
- [5] J. J. Salazar Lopez, "Recarga de vehículos eléctricos mediante una optimización entera mixta con participación de respuesta de la demanda," *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, pp. 0–6, Jul. 2020, doi: 10.33412/idt.v16.2.2837.
- [6] B. Falahati, Y. Fu, Z. Darabi, and L. Wu, "Reliability assessment of power systems considering the large-scale PHEV integration," in *2011 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, Sep. 2011, pp. 1–6, doi: 10.1109/VPPC.2011.6043042.
- [7] S. Ramirez Castaño, "Confiabilidad en sistemas de distribución," Universidad Nacional de Colombia, 1998.
- [8] J. E. Carri *et al.*, *Fiabilidad de redes eléctricas*, Ing. Israe. Loja, Ecuador, 2019.
- [9] C. Zapata, "Confiabilidad De Sistemas Eléctricos De Potencia," *Universidad de Pereira*, p. 85, 2011.
- [10] A. G. Arriagada Mass, "Evaluacion de Confiabilidad en Sistemas Electricos de Distribucion," Pontificia Universiad Catolica de Chile, 1994.
- [11] D. Mess, Y. Ortiz, and M. Pinzon, "La confiabilidad, la disponibilidad y la mantenibilidad, disciplinas modernas aplicadas al mantenimiento," *Sci. Tech. Año XII*, no. 30, pp. 155–160, 2006.
- [12] G. A. Gómez-Ramírez, "Evolución y tendencias de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia," *Rev. Tecnol. en Marcha*, vol. 29, no. 2, pp. 3–13, 2016, [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.18845/tm.v29i2.2687>.
- [13] P. Gutiérrez, "Propuesta de definición de términos de confiabilidad para centrales de generación, líneas de transmisión y redes de distribución," Universidad Politecnica Nacional, 2000.
- [14] C. Zapata, L. Piñeros, and D. Castaño, "The Monte Carlo Simulation Method In Reliability Studies Of Electric Power Distribution Systems," *Redalyc*, vol. 1, p. 7, 2004, doi: <https://doi.org/10.22517/23447214.7297>.
- [15] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, Second., vol. 26, no. 5. New York: Spring Stree, 1994.
- [16] M. Ehsani, K. V. Singh, H. O. Bansal, and R. T. Mehrjardi, "State of the Art and Trends in Electric and Hybrid Electric Vehicles," *Proc. IEEE*, vol. 109, no. 6, pp. 967–984, Jun. 2021, doi: 10.1109/JPROC.2021.3072788.
- [17] H. Barros and L. Ortega, "Análisis y Diseño de la instalación eléctrica de una electrolinera en la ciudad de Cuenca," Universidad Politecnica Salesiana, 2018.
- [18] G. Adrian, "Análisis de riesgos y beneficios en la utilización de la tecnología V2G en generación distribuida," Universidad Politecnica de Cartagena, 2020.
- [19] V. E. R. Ocampo, "Estado del arte de los vehículos eléctricos y su posible implementación en Colombia," Universidad Tecnologica de Pereira, 2017.
- [20] C. M. Flores, L. F. García, R. A. Hernández, E. O. Romero, and J. J. Guzmán, "Caracterización experimental de vehículo eléctrico de laboratorio cero energías netas," *CONIA*, 2019, [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/11674/3802>.
- [21] J. J. Castro Mediavilla, L. X. Orbea Hinojosa, J. A. Toapaxi Csanoba, and C. A. Guano Calvache, "Análisis de incentivos y proyecciones del vehículo 100% eléctrico en el Ecuador," *INNOVA Res. J.*, vol. 2, no. 4, pp. 112–124, Apr. 2017, doi: 10.33890/innova.v2.n4.2017.243.
- [22] C. Iclodean, B. Varga, N. Burnete, D. Cimerdean, and B. Jurchiş,

- “Comparison of different battery types for electric vehicles,” *IOP Conf. Ser. Mater. Sci. Eng.*, vol. 252, no. 1, p. 12058, Oct. 2017, doi: 10.1088/1757-899X/252/1/012058.
- [23] E. J. Cueva Sánchez, J. Lucero, A. Guzman, J. Rocha, and L. Espinoza, “Revisión del estado del arte de baterías para aplicaciones automotrices,” *Enfoque UTE*, vol. 9, no. 1, pp. 166–176, Mar. 2018, doi: 10.29019/enfoqueute.v9n1.202.
- [24] Y. Miao, P. Hynan, A. von Jouanne, and A. Yokochi, “Current Li-Ion battery technologies in electric vehicles and opportunities for advancements,” *Energies*, vol. 12, no. 6, p. 1074, Mar. 2019, doi: 10.3390/en12061074.
- [25] W. Kempton and J. Tomić, “Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue,” *J. Power Sources*, vol. 144, no. 1, pp. 268–279, Jun. 2005, doi: 10.1016/j.jpowsour.2004.12.025.
- [26] W. Kempton and J. Tomić, “Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy,” *J. Power Sources*, vol. 144, no. 1, pp. 280–294, Jun. 2005, doi: 10.1016/j.jpowsour.2004.12.022.
- [27] U. C. Chukwu and S. M. Mahajan, “Economic Justification for a V2G Facility in a Radial Distribution Network,” *Int. J. Emerg. Electr. Power Syst.*, vol. 13, no. 3, Aug. 2012, doi: 10.1515/1553-779X.2990.
- [28] E. G. D. Ávila and J. L. M. Muima, “Análisis del impacto de la implementación de la tecnología V2G en redes de distribución eléctrica,” Universidad de Cuenca, Cuenca, Ecuador, 2021.
- [29] S. Han and S. Han, “Economic Feasibility of V2G Frequency Regulation in Consideration of Battery Wear,” *Energies*, vol. 6, no. 2, pp. 748–765, Feb. 2013, doi: 10.3390/en6020748.
- [30] Sekyung Han, Soohee Han, and K. Sezaki, “Economic assessment on V2G frequency regulation regarding the battery degradation,” in *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, Jan. 2012, pp. 1–6, doi: 10.1109/ISGT.2012.6175717.
- [31] S. Martinenas, M. Marinelli, P. B. Andersen, and C. Traeholt, “Implementation and demonstration of grid frequency support by V2G enabled electric vehicle,” in *2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Sep. 2014, pp. 1–6, doi: 10.1109/UPEC.2014.6934760.
- [32] M. C. Kisacikoglu, B. Ozpineci, and L. M. Tolbert, “Examination of a PHEV bidirectional charger system for V2G reactive power compensation,” in *2010 Twenty-Fifth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, Feb. 2010, pp. 458–465, doi: 10.1109/APEC.2010.5433629.
- [33] Vadi, Bayindir, Colak, and Hossain, “A Review on Communication Standards and Charging Topologies of V2G and V2H Operation Strategies,” *Energies*, vol. 12, no. 19, p. 3748, Sep. 2019, doi: 10.3390/en12193748.
- [34] F. Garcia, *Electrónica de Potencia en España: situación y potencial*, no. Diciembre. España: FUTURED, 2019.
- [35] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, no. July. Boston, MA: Springer US, 1996.
- [36] R. E. Brown, *Electric power distribution reliability*. Boca Raton: CRC Press, 2017.
- [37] R. Romero and M. Espinoza, “Reliability evaluation in the generating units of celep ec Hidropaute using the Montecarlo simulation method,” Universidad Politécnica Salesiana, 2013.
- [38] T. M. Aljohani and M. J. Beshir,

- “Matlab code to assess the reliability of the smart power distribution system using monte carlo simulation,” *J. Power Energy Eng.*, vol. 5, no. 8, pp. 30–44, 2017, doi: 10.4236/jpee.2017.58003.
- [39] M. Baran and F. Wu, “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 4, pp. 1401–1407, 1989, doi: 10.1109/61.25627.
- [40] E. Sugawara and H. Nikaido, “Properties of AdeABC and AdeIJK Efflux Systems of *Acinetobacter baumannii* Compared with Those of the AcrAB-TolC System of *Escherichia coli*,” *Antimicrob. Agents Chemother.*, vol. 58, no. 12, pp. 7250–7257, Dec. 2014, doi: 10.1128/AAC.03728-14.
- [41] U. C. Chukwu and S. M. Mahajan, “V2G electric power capacity estimation and ancillary service market evaluation,” *2011 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–8, Jul. 2011, doi: 10.1109/PES.2011.6039703.

8.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 11. Matriz del estado del arte.

Evaluación de la confiabilidad de un sistema de distribución con integración de tecnología vehículo a red usando el método Montecarlo																				
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETOS			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA				
				Confiabilidad en los sistemas de distribución	Tecnología vehículo a la red	Clasificación del vehículo eléctrico	Evaluación de la confiabilidad del sistema de distribución	Análisis y evaluación de los índices de confiabilidad	Mejorar la confiabilidad en los sistemas de distribución ante la inserción de vehículo eléctrico	Uso de la tasa de falla y de reparación para cada elemento del sistema	Demanda eléctrica requerida para un vehículo eléctrico	Estructura del sistema	Análisis y evaluación de los índices de confiabilidad	Cálculo de los tiempos de falla y de reparación	Métodos de para evaluar la confiabilidad	Método probabilístico para pérdida de carga	Simulación del método Montecarlo	Cadena de Markov de tiempo continuo	Modelo de dos estados para un componente	Modelación del sistema IEEE 33 barras.
1	2011	Evaluación del impacto de la integración del coche eléctrico en las redes de distribución de energía eléctrica	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
2	2017	Óptima respuesta a la demanda para estaciones de carga de vehículos eléctricos con alta incertidumbre considerando el perfil de voltaje en la red de distribución	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>										
3	2020	Recarga de vehículos eléctricos mediante una optimización entera mixta con participación de respuesta de la demanda	0		<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>										
4	1994	Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución	0	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>
5	2019	Fiabilidad de redes eléctricas	0	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>
6	2006	La confiabilidad, la disponibilidad y la mantenibilidad, disciplinas modernas aplicadas al mantenimiento	0	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>						
7	2016	Evolución y tendencias de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia	1	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>								<input checked="" type="checkbox"/>
8	2018	Reliability Evaluation of Energy-Limited Hydro-Electric Generation Systems	0	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>											<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>

Evaluación de la confiabilidad de un sistema de distribución con integración de tecnología vehículo a red usando el método Montecarlo

ITEM	DATOS		TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETOS			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA						
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Confiabilidad en los sistemas de distribución	Tecnología vehículo a la red	Clasificación del vehículo eléctrico	Evaluación de la confiabilidad del sistema de distribución	Análisis y evaluación de los índices de confiabilidad	Mejorar la confiabilidad en los sistemas de distribución ante la inserción de vehículo eléctrico	Uso de la tasa de falla y de reparación para cada elemento del sistema	Demanda eléctrica requerida para un vehículo eléctrico	Estructura del sistema	Análisis y evaluación de los índices de confiabilidad	Cálculo de los tiempos de falla y de reparación	Métodos de para evaluar la confiabilidad	Método probabilístico para pérdida de carga	Simulación del método Montecarlo	Cadena de Markov de tiempo continuo	Modelo de dos estados para un componente	Modelación del sistema IEEE 33 barras.	Evaluar y analizar los índices de confiabilidad
9	2018	Reability Evaluation of Power Systems	4	<input checked="" type="checkbox"/>									<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>
10	2000	Propuesta de definición de términos de confiabilidad para centrales de generación, líneas de transmisión y redes de distribución	0	<input checked="" type="checkbox"/>									<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>
11	2007	Cálculo de índices de confiabilidad del sistema de generación ecuatoriano	358	<input checked="" type="checkbox"/>									<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>
12	1981	Reliability indexes for power systems	0	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>
13	2011	Confiabilidad De Sistemas Eléctricos De Potencia	0	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>						
14	2006	Elaboración de una herramienta computacional para la evaluación de la confiabilidad de sistemas de transmisión eléctricos	0	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>
15	1998	Confiabilidad en sistemas de distribución	0	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>
16	2004	The Montecarlo Simulation Method In Reliability Studies Of Electric Power Distribution Systems	0	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			
17	1996	Reliability Evaluation of Power Systems	1745	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>
18	2021	State of the Art and Trends in Electric and Hybrid Electric Vehicles	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>												
19	2018	Análisis y Diseño de la instalación eléctrica de una electrolinera en la ciudad de Cuenca	0		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>										
20	2020	Análisis de riesgos y beneficios en la utilización de la tecnología V2G en generación distribuida	0		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>										<input checked="" type="checkbox"/>

Evaluación de la confiabilidad de un sistema de distribución con integración de tecnología vehículo a red usando el método Montecarlo

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETOS			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA			
				Confiabilidad en los sistemas de distribución	Tecnología vehículo a la red	Clasificación del vehículo eléctrico	Evaluación de la confiabilidad del sistema de distribución	Análisis y evaluación de los índices de confiabilidad	Mejorar la confiabilidad en los sistemas de distribución ante la inserción de vehículo eléctrico	Uso de la tasa de falla y de reparación para cada elemento del sistema	Demanda eléctrica requerida para un vehículo eléctrico	Estructura del sistema	Análisis y evaluación de los índices de confiabilidad	Cálculo de los tiempos de falla y de reparación	Métodos de para evaluar la confiabilidad	Método probabilístico para pérdida de carga	Simulación del método Montecarlo	Cadena de Markov de tiempo continuo	Modelo de dos estados para un componente	Modelación del sistema IEEE 33 barras.
21	2017	Estado del Arte de los Vehículos Eléctricos y su Posible Implementación en Colombia	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>													<input checked="" type="checkbox"/>		
22	2019	Caracterización experimental de vehículo eléctrico de laboratorio cero energías netas	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>										
23	2017	Análisis de incentivos y proyecciones del vehículo 100% eléctrico en el Ecuador	5	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>										
24	2017	Comparison of Different Battery Types for Electric Vehicles	66		<input checked="" type="checkbox"/>															
25	2018	Review of the state of the art of batteries in automotive applications	2		<input checked="" type="checkbox"/>															
26	2019	Current li-ion battery technologies in electric vehicles and opportunities for advancements	162		<input checked="" type="checkbox"/>															
27	2005	Vehicle to grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue	1658		<input checked="" type="checkbox"/>															
28	2005	Vehicle to grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large scale renewable energy	1539	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>		
29	2012	Economic justification for a V2G facility in a radial distribution network	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>										
30	2021	Análisis del impacto de la implementación de la tecnología V2G en redes de distribución eléctrica	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>												
31	2013	Economic feasibility of V2G frequency regulation in consideration of battery wear	53	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>															

Evaluación de la confiabilidad de un sistema de distribución con integración de tecnología vehículo a red usando el método Montecarlo

ITEM	DATOS		TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETOS			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA						
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Confiabilidad en los sistemas de distribución	Tecnología vehículo a la red	Clasificación del vehículo eléctrico	Evaluación de la confiabilidad del sistema de distribución	Análisis y evaluación de los índices de confiabilidad	Mejorar la confiabilidad en los sistemas de distribución ante la inserción de vehículo eléctrico	Uso de la tasa de falla y de reparación para cada elemento del sistema	Demanda eléctrica requerida para un vehículo eléctrico	Estructura del sistema	Análisis y evaluación de los índices de confiabilidad	Cálculo de los tiempos de falla y de reparación	Métodos de para evaluar la confiabilidad	Método probabilístico para pérdida de carga	Simulación del método Montecarlo	Cadena de Markov de tiempo continuo	Motodo de dos estados para un componente	Modelación del sistema IEEE 33 barras.	Evaluar y analizar los índices de confiabilidad
32	2012	Economic assessment on V2G frequency regulation regarding the battery degradation	18	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>																
33	2014	Implementation and demonstration of grid frequency support by V2G enabled electric vehicle	10	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>							
34	2010	Examination of a PHEV bidirectional charger system for V2G reactive power compensation	174	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>										
35	2019	A review on communication standards and charging topologies of V2G and V2H operation strategies	10	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>																
36	2019	Electrónica de Potencia en España: situación y potencial	7	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>										
37	2017	Electric Power Distribution Reliability	17	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>								<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
38	2013	Reliability evaluation in the generating units of CELEC EP - Hidropaute (Mazar & Molino) using the Montecarlo simulation method	0	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>				
39	2017	Matlab Code to Assess the Reliability of the Smart Power Distribution System Using Montecarlo Simulation	5	<input checked="" type="checkbox"/>												<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
40	1989	Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing	2880	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>										
41	2019	Estudio de la Demanda Eléctrica	0							<input checked="" type="checkbox"/>											
				23	19	20	11	10	10	1	9	5	10	8	11	3	5	10	9	1	17

8.2 Resumen de Indicadores

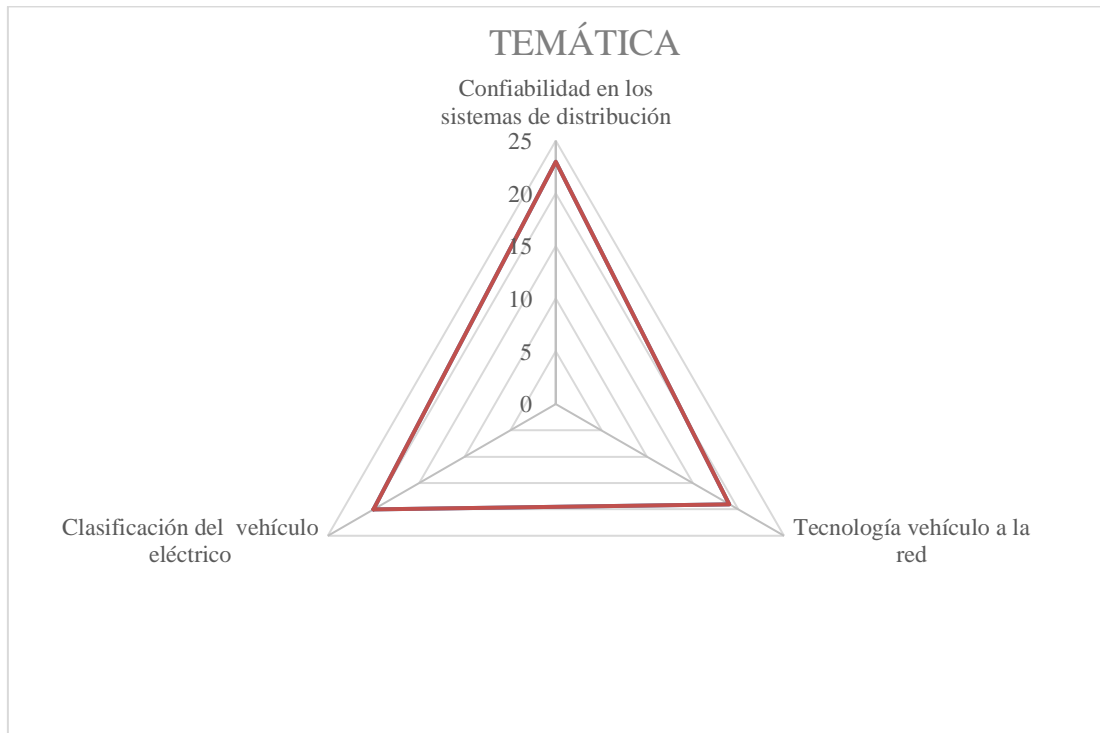


Figura 19. Resumen e indicador de la temática- Estado del arte

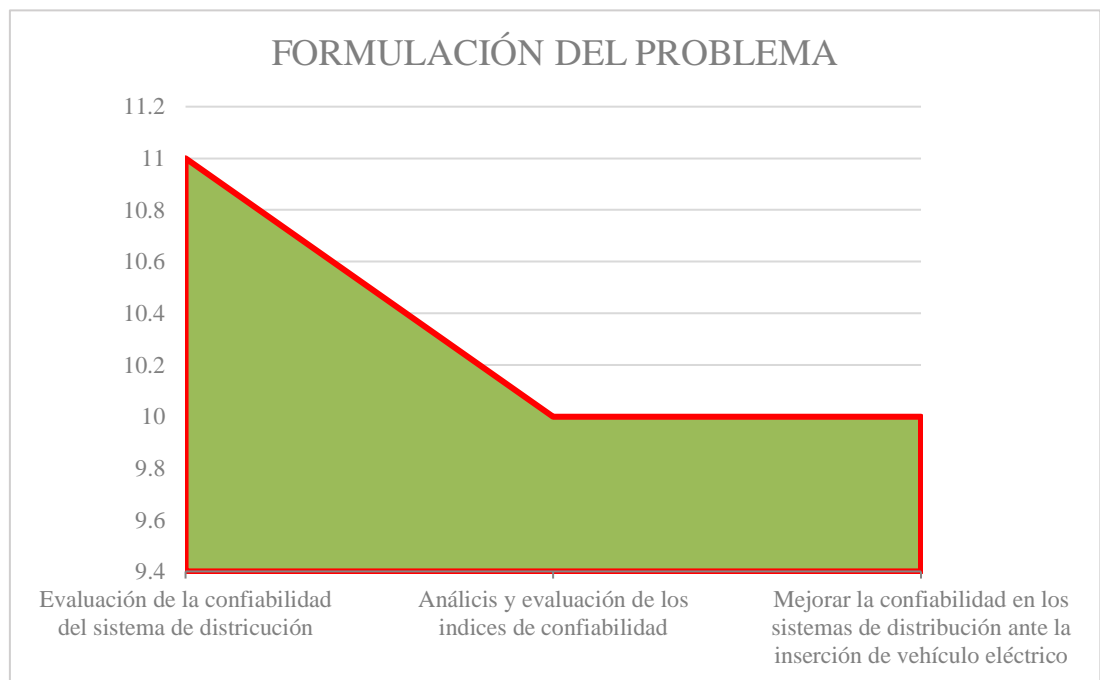


Figura 20. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

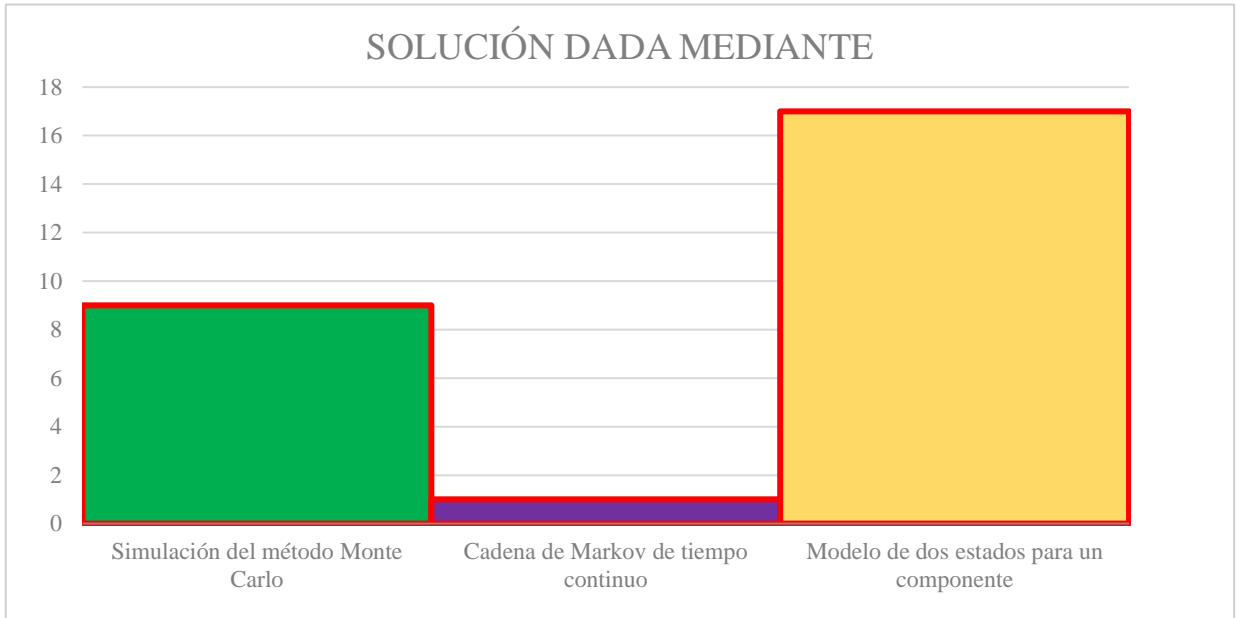


Figura 21. Indicador de solución - Estado del arte.

9 ANEXOS

Tabla 12. Valores de tasa de falla y reparación.

Descripción	λ (1/año)			r (horas)		
	Valor Bajo	Valor típico	Valor alto	Valor Bajo	Valor típico	Valor alto
Línea de distribución	0.02	0.1	0.3	2	4	8
Barra	0.004	0.014	0.14	1.5	2.5	8

Tabla 13. Tiempo de falla y reparación para cada barra.

Número de barra	TTR (h)	TTF(1/a)
1	3.5427	0.0251
2	6.9329	0.0122
3	8.4634	0.0130
4	8.7265	0.0829
5	0.4108	0.1167
6	2.0963	0.0387
7	7.4119	0.0142
8	7.3627	0.0412
9	1.9776	0.0284
10	4.5278	0.1233
11	2.2994	0.0540
12	0.7042	0.0195
13	3.9740	0.0255
14	8.5658	0.0139
15	6.7890	0.1482
16	2.9592	0.0486
17	8.5260	0.0312
18	7.1761	0.0310
19	3.4064	0.0117
20	0.4952	0.2988
21	0.1740	0.0112
22	7.8064	0.0113
23	2.5588	0.0156
24	6.6150	0.2417
25	8.5069	1.9360
26	2.9640	0.0106
27	2.2366	0.0443
28	0.0660	0.0137
29	0.6840	0.0457
30	4.2810	9.9820
31	7.9351	0.0139
32	7.7823	0.0777
33	9.6466	0.0754

Tabla 14. Tiempo de falla y reparación para cada línea de distribución.

Número de barra	Desde	Hasta	TTR(h)	TTF(1/a)
1	1	2	4.9992	0.0243
2	2	3	7.7517	0.0098
3	3	4	8.1807	0.0821
4	4	5	9.0823	0.0259
5	5	6	4.9628	0.0207
6	6	7	6.3353	0.0323
7	7	8	0.7039	0.0118
8	8	9	8.8997	0.0149
9	9	10	2.7150	0.0244
10	10	11	5.5603	0.0105
11	11	12	1.2681	0.0097
12	12	13	0.3209	0.0147
13	13	14	6.0831	0.0105
14	14	15	5.3782	0.0825
15	15	16	9.5289	0.0216
16	16	17	1.7980	0.0098
17	17	18	0.9247	0.0395
18	2	19	9.3998	0.0279
19	19	20	3.1539	0.0101
20	20	21	3.6108	0.0092
21	21	22	0.3131	0.0090
22	3	23	6.5781	0.0178
23	23	24	0.8880	0.0093
24	24	25	1.5977	0.0094
25	6	26	7.5852	0.0113
26	26	27	1.1033	0.0152
27	27	28	5.3242	0.0875
28	28	29	5.3659	0.0312
29	29	30	1.9466	0.0375
30	30	31	7.7378	0.0149
31	31	32	9.8882	0.0508
32	32	33	0.8229	0.0164
33	21	8	9.7311	0.0019

Tabla 15. Potencia y su equivalente en número de personas para cada barra.

Número de barra	Potencia carga al 80% (kW)	Número de personas
2	80	461
3	72	415
4	96	553
5	48	276
6	48	276
7	160	922
8	160	922

9	48	276
10	48	276
11	36	207
12	48	276
13	48	276
14	96	553
15	48	276
16	48	276
17	48	276
18	72	415
19	72	415
20	72	415
21	72	415
22	72	415
23	72	415
24	336	1935
25	336	1935
26	48	276
27	48	276
28	48	276
29	96	553
30	160	922
31	120	691
32	168	968
33	48	276
