

**EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN Y
TRANSMISIÓN CONSIDERANDO FALLAS DE CAUSA COMÚN EN LÍNEAS
Y EL MÉTODO MONTE CARLO**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERA ELÉCTRICA**

**TEMA:
EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN Y
TRANSMISIÓN CONSIDERANDO FALLAS DE CAUSA COMÚN EN LÍNEAS
Y EL MÉTODO MONTE CARLO**

**AUTOR:
NATHALY SILVANA SANGUANO YAPO**

**TUTOR:
CARLOS ANDRÉS BARRERA SINGAÑA**

Quito D.M., febrero 2021

Nathaly Silvana Sanguano Yapo

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN CONSIDERANDO FALLAS DE CAUSA COMÚN EN LÍNEAS Y EL MÉTODO MONTE CARLO

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2021

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Nathaly Silvana Sanguano Yapo (Y'1995). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio Militar N°10 “Abdón Calderón” de la ciudad de Quito. Egresada de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en el estudio de la evaluación de la confiabilidad del sistema de generación y transmisión considerando fallas de causa común en líneas y el método Monte Carlo. nsanguanoy@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

©2021 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 DEL SISTEMA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN CONSIDERANDO FALLAS DE CAUSA COMÚN EN LÍNEAS Y EL MÉTODO MONTE CARLO* realizado por Nathaly Silvana Sanguano Yapó, 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 2021



.....
Carlos Andrés Barrera Singaña
C.C.: 0503503336

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Nathaly Silvana Sanguano Yapo, con documento de identificación N° 1718592890, 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 DEL SISTEMA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN CONSIDERANDO FALLAS DE CAUSA COMÚN EN LÍNEAS Y EL MÉTODO MONTE CARLO*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniera Eléctrica, 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 2021



.....
Nathaly Silvana Sanguano Yapo

C.C.: 1718592890

1. ÍNDICE GENERAL

1	INTRODUCCIÓN	2
2	MARCO TEÓRICO	4
2.1	Confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia	4
2.1.1	Confiabilidad de generación.....	4
2.1.2	Confiabilidad de transmisión	6
2.1.3	Confiabilidad de distribución	7
2.2	Nivel jerárquico II de confiabilidad	10
2.2.1	Configuración radial del sistema.....	11
2.2.2	Probabilidad y frecuencia de estados del sistema	11
2.2.3	Técnicas de evaluación del sistema.....	12
2.3	Índices de confiabilidad.....	12
2.3.1	LOLP	13
2.3.2	LOLE.....	13
2.3.3	EENS	13
2.3.4	EIR	13
2.3.5	FOI	14
2.3.6	EDOI	14
2.3.7	EENSI.....	14
2.3.8	ELCI	14
3	FALLAS DE CAUSA COMÚN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	14
3.1	Dos Líneas	15
3.2	Tres Líneas	15
4	MÉTODO MONTE CARLO PARA ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD.....	16
4.1	Método de Monte Carlo Secuencial	16
4.2	Modelación matemática	17
5	IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO DE SIMULACIÓN.....	19
5.1	Sistemas de prueba	20
5.1.1	Sistema 1	20
5.1.2	Sistema 2	20
6	ANÁLISIS DE RESULTADOS	21
6.1	Sistema 1	21
6.2	Sistema 2	26
7	DISCUSIÓN.....	29

8	CONCLUSIONES	30
8.1	Trabajos futuros.....	31
9	REFERENCIAS	31
9.1	Matriz de Estado del Arte.....	35
9.2	Resumen de Indicadores.....	43

2. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Zonas funcionales de un sistema eléctrico de potencia.	4
Figura 2: Atributos de los sistemas eléctricos vinculados a la confiabilidad.	4
Figura 3: Modelo frecuente para la evaluación de confiabilidad en generación.	5
Figura 4: Sistema compuesto (Generación y Transmisión).	10
Figura 5: Sistema de transmisión de generación radial simple	11
Figura 6: Diagrama modelo de estados para dos líneas.	15
Figura 7: Diagrama de estados para tres líneas.	16
Figura 8: Diagrama del sistema 1 de 3 Barras.	20
Figura 9: Diagrama del sistema 2 de 3 Barras.	21
Figura 10: DOI generadas dentro del sistema 1 (3 años).	21
Figura 11: DOI generadas dentro del sistema 1 (5 años).	21
Figura 12: DOI generadas dentro del sistema 1 (10 años).	22
Figura 13: ENS del sistema 1 (3 años).	22
Figura 14: ENS del sistema 1 (5 años).	22
Figura 15: ENS del sistema 1 (10 años).	22
Figura 16: Evolución del índice LOLP del sistema 1 (3 años).	23
Figura 17: Evolución del índice LOLP del sistema 1 (5 años).	23
Figura 18: Evolución del índice LOLP del sistema 1 (10 años).	23
Figura 19: Evolución del índice LOLP del sistema 1 (3 años) y expansión.	25
Figura 20: Evolución del índice LOLP del sistema 1 (5 años) y expansión.	25
Figura 21: Evolución del índice LOLP del sistema 1 (10 años) y expansión.	25
Figura 22: DOI generadas dentro del sistema 2 (3 años).	26
Figura 23: DOI generadas dentro del sistema 2 (5 años).	27
Figura 24: DOI generadas dentro del sistema 2 (10 años).	27
Figura 25: ENS del sistema 2 (3 años).	27
Figura 26: ENS del sistema 2 (5 años).	27
Figura 27: ENS del sistema 2 (10 años).	27
Figura 28: Evolución del índice LOLP del sistema 2 (3 años).	28
Figura 29: Evolución del índice LOLP del sistema 2 (5 años).	28
Figura 30: Evolución del índice LOLP del sistema 2 (10 años).	28
Figura 31: Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.	43
Figura 32: Indicador de formulación del problema - Estado del arte.	44
Figura 33: Indicador de solución - Estado del arte.	44

3. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Método de evaluación de probabilidades.....	11
Tabla 2: Conjunto de índices de puntos de carga.....	12
Tabla 3: Índices del sistema anualizados	12
Tabla 4: Descripción de la generación de las fallas	14
Tabla 5: Definición de Variables	19
Tabla 6: Pseudocódigo del algoritmo del Modelo de Monte Carlo.	19
Tabla 7: Datos de las barras del sistema 1	20
Tabla 8: Datos de las líneas del sistema 1	20
Tabla 9: Datos de las barras del sistema 2	21
Tabla 10: Datos de las líneas del sistema 2.....	21
Tabla 11: Unidades de medida de los diferentes índices de confiabilidad	23
Tabla 12: Índices de confiabilidad de las barras del sistema 1 para 3 años.	23
Tabla 13: Índices de confiabilidad de las barras del sistema 1 para 5 años.	23
Tabla 14: Índices de confiabilidad de las barras del sistema 1 para 10 años.	24
Tabla 15: Índices de confiabilidad de todo el sistema 1 para 3 años.	24
Tabla 16: Índices de confiabilidad de todo el sistema 1 para 5 años.	24
Tabla 17: Índices de confiabilidad de todo el sistema 1 para 10 años.	24
Tabla 18: Determinación del rango de índice LOLP	25
Tabla 19: Índices de confiabilidad del sistema 1 con expansión para 3 años.	26
Tabla 20: Índices de confiabilidad del sistema 1 con expansión para 5 años.	26
Tabla 21: Índices de confiabilidad del sistema 1 con expansión para 10 años.	26
Tabla 22: Índices de confiabilidad de las barras del sistema 2 para 3 años.	28
Tabla 23: Índices de confiabilidad de las barras del sistema 2 para 5 años.	28
Tabla 24: Índices de confiabilidad de las barras del sistema 2 para 10 años.	28
Tabla 25: Índices de confiabilidad de todo el sistema 2 para 3 años.	29
Tabla 26: Índices de confiabilidad de todo el sistema 2 para 5 años.	29
Tabla 27: Índices de confiabilidad de todo el sistema 2 para 10 años.	29
Tabla 28: Matriz de estado del arte.....	35

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN CONSIDERANDO FALLAS DE CAUSA COMÚN EN LÍNEAS Y EL MÉTODO MONTE CARLO

Resumen

Los sistemas eléctricos de potencia tienen como principal función el suministro de energía eléctrica hacia los consumidores finales, por lo que estos sistemas deben ser diseñados o implementados de una manera correcta, esto se lo realiza dentro de los parámetros estándares que afectan directamente la capacidad para poder cumplir con su función como tal. Con esto, sería posible cumplir con las exigencias de los requisitos de confiabilidad los cuales son: calidad y seguridad. Por lo expuesto, el presente trabajo se enfoca en realizar una evaluación de la confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia, específicamente en el nivel jerárquico II, a fin de determinar un plan de expansión de líneas de transmisión a largo plazo. El análisis se realiza en períodos de 3, 5 y 10 años. Para el efecto de cálculo de índices de confiabilidad, se elabora el modelo matemático del método de Monte Carlo Secuencial, el cual es implementado en Matlab. El modelo se aplicó en dos sistemas de prueba, encontrando para cada uno diferentes índices de confiabilidad que permiten decidir sobre la necesidad de una expansión en las líneas de transmisión.

Palabras Clave: Confiabilidad, Método de Monte Carlo, Expansión del sistema, Fallas de causa común.

Abstract

Electrical power systems are developed to the supply of electricity to final consumers, so these systems must be designed or implemented in a correct way, this is done within the standard parameters which directly affect the ability to fulfill its function as such. With this, it would be possible to meet the demands of the reliability requirements which are: quality and safety. Therefore, this work focuses on conducting an evaluation of the reliability of electrical power systems, specifically at the hierarchical level II, in order to determine a of long-term transmission lines expansion plan. The analysis is carried out in periods of 3, 5 and 10 years. For the effect of calculating reliability indexes, the mathematical model of the Monte Carlo Sequential method is elaborated, which is implemented in Matlab. The model is applied in two test systems, finding for each one different reliability indexes that allow deciding on the need for an expansion in transmission lines.

Keywords: Reliability, Monte Carlo Method, System expansion, Common cause failures.

1 Introducción

En los últimos años se ha dado la existencia de una creciente necesidad en cuanto a los servicios eléctricos; esto debido a que la electricidad es un portador de energía de una gran relevancia y sobre todo de una trascendencia fundamental para las comunidades industrializadas. Dado que la energía eléctrica tiene un sin número de aplicaciones hacia todos los aspectos de la vida diaria en la sociedad [1]–[3]. Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) son considerados de vital importancia, ya que se encargan de la distribución de la energía hacia toda la población, además que sirven para el progreso de cualquier país; pero a su vez son de una gran complejidad [4], [5], del mismo modo que está expuesto a las diferentes contingencias o fallas, algunas de ellas puede incluir la suspensión del abastecimiento de energía eléctrica a un cierto grupo de consumidores finales [6].

La confiabilidad en la actualidad es una de las disciplinas más estudiadas [2], [7], esto por consecuencia; que actualmente, se ha registrado un aumento en cuanto a fallas o interrupciones de suministro hacia los consumidores [8], por concepto la confiabilidad de un sistema o de un componente, no es más que la probabilidad de que el elemento o sistema ejecute las diferentes funciones para las cuales fueron diseñados o fabricados [9], mientras tanto, por otro lado la confiabilidad en los sistemas de energía, se hace referencia a la actividad técnica principal la cual es suministrar energía eléctrica a los consumidores [8].

El sistema de potencia, está dividido en tres zonas funcionales las cuales son: generación, transmisión y distribución [10], también se puede realizar un agrupamiento de las zonas funcionales ya mencionadas anteriormente, dando como

resultado los famosos niveles jerárquicos los cuales son: I, II, III [11].

El nivel jerárquico (HLII) también es conocido como un compuesto de la generación y transmisión o como el sistema de potencia a granel, además que; en este nivel se toma en cuenta la capacidad del sistema de transmisión, esto se lo realiza para saber si se cumple con el objetivo, el cual se enfoca en la entrega de la capacidad producida por los generadores hacia los puntos de carga del sistema eléctrico de potencia [8], [10].

Dentro del HLII se debe tomar en cuenta las fallas producidas en las líneas de transmisión; al momento de realizar una evaluación enfocada a la confiabilidad del sistema, una de estas fallas son las interrupciones del modo común, las cuales pueden ser permanentes o transitorias. Como resultado se puede llegar a tener una probabilidad de falla del sistema mucho más alta en comparación de otros sistemas [12].

La evaluación de la confiabilidad tiene una gran relevancia cuando se habla de la planificación o expansión de los sistemas eléctricos de potencia [13], por esta razón el análisis de confiabilidad, cuando los sistemas de generación y transmisión se los hace trabajar de manera conjunta, se considera un problema complicado y computacionalmente arduo, por lo tanto se provee un suministro confiable en los puntos de carga, dentro de los rangos adecuado [14]–[17].

En donde las técnicas utilizadas para la evaluación de confiabilidad del sistema eléctrico se pueden clasificar en dos categorías básicas de métodos analíticos como de simulación [15]. En cuanto a la simulación, el método de Monte Carlo evalúa los índices que se toman en cuenta al momento que se realiza una evaluación de confiabilidad, se realiza mediante la simulación del comportamiento real de las respectivas fallas aleatoria del sistema

[15], [16] en donde el método de simulación de Monte Carlo se clasifica según sea el caso de estudio que se desea realizar, los cuales son: Método de Simulación de Monte Carlo Secuencial y Simulación de Monte Carlo No Secuencial [3]. Dentro del método de Monte Carlo existe una principal limitación la que está relacionada abiertamente con el esfuerzo computacional, esto a causa de que aumenta cuadráticamente, debido a la precisión requerida de las estimaciones [18].

Generalmente el modelo de Monte Carlo es mucho más tolerante únicamente cuando es imprescindible ingresar las condiciones de operaciones complicadas del sistema, además de los respectivos parámetros que se deben tomar dentro del mismo, uno de ellos es la cronología de la carga [11].

La confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia es declarada mediante índices, los mismos que expresan la capacidad del sistema para proporcionar energía eléctrica a todos los usuarios, en donde estos índices se encargan de la cuantificación de la calidad del servicio que se está entregando [4], [19]. Además que los diversos índices de confiabilidad utilizados generalmente pueden ser agrupados en índices determinísticos o probabilísticos [20].

Para poder realizar una evaluación de confiabilidad en un sistema eléctrico de potencia se deben fijar, preliminarmente, dos aspectos importantes los cuales son: como primero se debe identificar el método el cual se va a utilizar para el respectivo desarrollo de la evaluación, y por segundo, se debe puntualizar el nivel jerárquico en el que se desea trabajar dentro del sistema eléctrico de potencia [21].

El presente artículo se enfoca en la evaluación de confiabilidad en los

sistemas eléctricos de potencia, específicamente en el Nivel jerárquico II, tomando en consideración las fallas de causa común en líneas, para lo cual se realiza el cálculo de los diferentes tipos de índices de confiabilidad para así poder realizar la evaluación del mismo y por ende determinar la existencia de una posible expansión o no de las líneas de transmisión, mediante la aplicación de la técnica de evaluación la cual es el método de Monte Carlo. Por esta razón el inicio de este trabajo se basa en la recopilación bibliográfica de confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia, todo acerca de las fallas de causa común, además sobre el modelo del método de Monte Carlo y finalmente sobre los índices de confiabilidad los cuales permiten realizar la evaluación de los sistemas.

La investigación incluye el desarrollo del algoritmo de la técnica de evaluación, correspondiente al modelo de Monte Carlo, cual emite los resultados de los índices de confiabilidad, este algoritmo se desarrolla íntegramente sobre el software de Matlab.

El trabajo de investigación es aplicado en dos sistemas eléctricos de prueba de tres barras, los cuales están sujetos a distintas condiciones operativas, para así poder lograr la evaluación de la efectividad y establecer los aspectos concluyentes que correspondan.

La distribución del presente artículo es de la siguiente manera: Sección 1: introducción y antecedentes a la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia (SEP). Sección 2: se realiza una revisión teórica relacionada a la confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia, además se hace un enfoque en cuanto al nivel jerárquico II, y a los diferentes índices para la evaluación de confiabilidad. Sección 3: se detalla sobre las fallas de causa común en líneas de

transmisión. Sección 4: se presenta el método de Monte Carlo para el respectivo análisis de confiabilidad. Sección 5: la implementación del método de simulación. Sección 6: se realiza el análisis de los resultados obtenidos en los sistemas de prueba propuestos. Sección 7: se detalla las conclusiones y trabajos futuros. Sección 7: la discusión y finalmente en la Sección 9: referencias.

2 Marco teórico

2.1 Confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia

Los sistemas de energía en la actualidad han ido evolucionado durante varios períodos. En donde la función primordial del SEP es suministrar la energía eléctrica a los consumidores finales de forma mucho más económica y con un nivel tolerable de confiabilidad [22], [23].

Por la gran cantidad de componentes que conforman los sistemas eléctricos de potencia y sobre todo por su gran dificultad, lo más recomendado es dividirlos en subsistemas tales como: Generación, Transmisión y Distribución para así poder facilitar los diferentes casos de estudios que se puedan realizar posteriormente [24].

Las técnicas básicas para la evaluación de la adecuación se clasifican generalmente acorde a los términos de su aplicación, es decir para a cada una de estas zonas funcionales [23]. Las zonas funcionales se pueden combinar como que se muestra en la Figura 1.

Al referirse a la confiabilidad en un SEP, se trata de la cuantificación de los indicadores, los mismos que están fundamentados en la duración, frecuencia y magnitud de los eventos que ocasionen un déficit en el suministro de energía [25].

Los sistemas de potencia tienen tres atributos los cuales son muy importantes

mostrado en la Figura 2. Su principal diferencia está basada en el horizonte temporal, y también para la naturaleza de los elementos, los cuales están considerados para la medición [5].

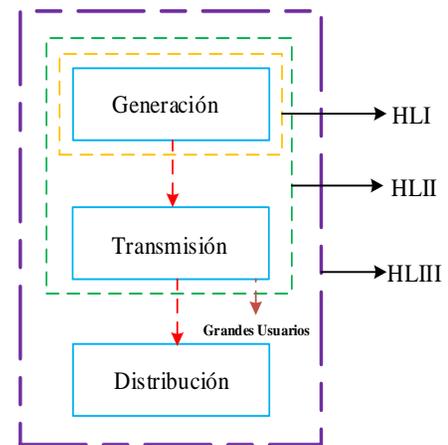


Figura 1: Zonas funcionales de un sistema eléctrico de potencia.

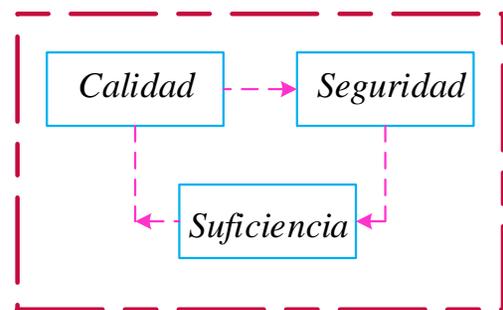


Figura 2: Atributos de los sistemas eléctricos vinculados a la confiabilidad.

Es por ello que la evaluación de confiabilidad es algo muy esencial para el planeamiento y sobre todo para la operación de todo el sistema eléctrico de potencia [4].

2.1.1 Confiabilidad de generación

El sistema de generación (SG) está conformado por equipos e instalaciones, donde su principal actividad es la

producción de la energía eléctrica, esto a partir de las fuentes de energía primaria [26].

La confiabilidad de este sistema se basa específicamente en el funcionamiento de los generadores, debido a que el sistema de generación es una parte de gran relevancia para el suministro de electricidad y sobre todo para la suficiente generación de energía eléctrica; esto debe ser en todo momento para así poder satisfacer toda la demanda. Además que se logra fijar una gran responsabilidad para mantener el balance entre la generación y la demanda [24], [27].

En este SG, la confiabilidad se divide en dos parámetros, los cuales son: seguridad y adecuación. La seguridad del sistema es la capacidad que se tiene, para responder a los diferentes fallos o perturbaciones que surgen dentro del mismo. Además, la seguridad está ligada con la respuesta que emite el sistema ante cualquier perturbación o falla a la que sea haya expuesto. La adecuación del sistema es la existencia de los generadores suficientes para así satisfacer la demanda de energía o también las limitaciones operativas. Además que la adecuación está coligado con las limitaciones estáticas, pero estas no incluyen las perturbaciones producidas; en la Figura 3 se puede observar un claro modelo [28].

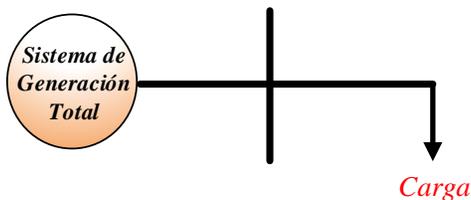


Figura 3: Modelo frecuente para la evaluación de confiabilidad en generación.

Dentro del sistema de generación, para la respectiva evaluación de confiabilidad

los índices de operación son los siguientes [29]:

FOR (Proporción de salida forzada): Es aquella que describe la unidad no disponible.

$$FOR = \frac{HF}{HF + HS} \quad (1)$$

Donde:

HF Horas de salida forzada.
HS Horas de servicio.

EFOR (Proporción de salida forzada equivalente): Es en donde las horas de servicio están incorporadas, además de los períodos de salidas parciales.

$$EFOR = \frac{HF + HES}{HF + HS} \quad (2)$$

Donde:

HF Horas de salida forzada.
HES Horas equivalentes de salida forzada.
HS Horas de servicio.

DISPG (Disponibilidad para generadores): Es aquella que indica la probabilidad de la correcta operación de la unidad generadora.

$$DISPG = \frac{HD_i}{HP} * 100 \quad (3)$$

Donde:

HD_i Horas disponibles del período estadístico.
HP Horas del período estadístico.

DISPU (Disponibilidad para unidades generadoras): Es en donde las horas de servicio están incluidas, además la potencia del equipo.

$$DISPU = \frac{\sum_{i=1}^n (HD_i * Pe_i)}{\sum_{i=1}^n (Pe_i * HP)} * 100 \quad (4)$$

Donde:

Pe_i Potencia efectiva del equipamiento (i) en MW.
 i Contador del número de equipamiento (n).

TFG (Tasa de fallas para generadores): Es aquella que muestra la probabilidad de la existencia de alguna falla en los generadores.

$$TFG = \frac{\text{Número de fallas}}{HS} * 8760 \quad (5)$$

Donde:

HS Horas de servicio.

TFU (Tasa de fallas para unidades generadoras): Es aquella que nos muestra la probabilidad de falla de la unidad generadora en algún período.

$$TFU = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Número de fallas}_i}{\sum_{i=1}^n HS_i} * 8760 \quad (6)$$

Donde:

HS_i Número de horas de servicio de la unidad 'i'.

T_{mrg} (Tiempo medio de reparación de generadores): Es aquella que se expresa como un valor equitativo, que se da entre dos períodos de tiempo de una reparación consecutiva de los generadores.

$$T_{mrg} = \frac{\sum_{i=1}^n HIR_i}{\text{Número de fallas}} \quad (7)$$

Donde:

HIR_i Número de horas de la indisponibilidad del componente.

T_{mrU} (Tiempo medio de reparación para unidades generadoras):

$$T_{mrU} = \frac{\sum_{i=1}^n HIR_i}{\sum_{i=1}^n \text{Número de fallas}_i} \quad (8)$$

Para este tipo de modelo se estudia la generación total del sistema, donde se considera las líneas de transmisión y distribución 100% confiables, debido a que son ignoradas para este caso de estudio [27].

2.1.2 Confiabilidad de transmisión

El sistema de transmisión (ST), es aquel que está constituido por los equipos e instalaciones necesarias, donde su función primordial es la transportación de energía eléctrica generada en los distintos centros de producción, hacia las principales barras de consumo. En este sistema se incluyen las líneas de transmisión, los transformadores de potencia, equipos de compensación reactiva, etc. [26].

Al ser un sistema que está compuesto por un sin número de componentes, el transmisor es el responsable directo al cumplimiento con los diferentes criterios de calidad, seguridad y confiabilidad. Es por ello que la evaluación de confiabilidad en la transmisión, resulta pertinente un respectivo estudio; el cual se acorta a el cálculo de la disponibilidad del sistema, esto se lo realiza a partir de índices de desempeño [4], [29].

Dentro del sistema de transmisión (ST), para la respectiva evaluación de confiabilidad, los índices de operación son los siguientes [29]:

DISPL (Disponibilidad para líneas de transmisión): Es aquella que muestra la

probabilidad de la correcta operación de líneas de transmisión. Expresada en la ecuación (9).

$$DISPL = \frac{\sum_{i=1}^n (EXT.LT_i * HD_i)}{\sum_{i=1}^n (EXT.LT_i * HP)} * 100 \quad (9)$$

Donde:

HD Horas disponibles en el período estadístico.

HP Horas del período estadístico.

EXT.LT Longitud de la Línea de transmisión.

n Número de líneas de transmisión.

i Contador de número de línea de transmisión.

DISPT (Disponibilidad para transformadores): Es aquella que cuantifica la probabilidad de la correcta operación de los transformadores. Expresada en la ecuación (10).

$$DISPL = \frac{\sum_{i=1}^n HD_i}{N_{eq} * HP} * 100 \quad (10)$$

Donde:

N_{eq} Número total de Transformadores.

TFL (Tasa de fallas para líneas de transmisión): Es aquella que nos muestra la probabilidad de ocurrencia de alguna falla en las líneas de transmisión, esto dentro de algún período. Expresada en la ecuación (11).

$$TLF = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Número de fallas}_i}{\sum_{i=1}^n \frac{EXT.LT_i}{100}} \quad (11)$$

TFT (Tasa de fallas para transformadores): Es la que muestra la

probabilidad de ocurrencia de alguna falla en los transformadores, esto dentro de algún período. Expresada en la ecuación (12).

$$TFT = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Número de fallas}_i}{\sum_{i=1}^n HS_i} * 8760 \quad (12)$$

Donde:

HS Número de horas de servicio del Transformador 'i'.

T_{mrL} (Tiempo medio de reparación de líneas de transmisión): Expresada en la ecuación (13).

$$T_{mrL} = \frac{\sum_{i=1}^n HIR_i}{\sum_{i=1}^n \text{Número de fallas}_i} \quad (13)$$

En el caso de los transformadores se utiliza la ecuación (13) para el cálculo del tiempo medio de reparación.

2.1.3 Confiabilidad de distribución

El sistema de distribución (SD), es aquel que está conformado por los respectivos elementos e instalaciones, donde su principal función es abastecer de energía eléctrica a todos los consumidores finales. La topología en este tipo de sistemas pueden ser radial o en malla [26].

La confiabilidad en el sistema de distribución es la probabilidad que cualquier elemento o instalación que conforma al sistema ya mencionado cumpla con la única finalidad del óptimo funcionamiento; esto durante un período de tiempo determinado. Para la respectiva evaluación de confiabilidad del SD, se le considera como una zona de una alta investigación [30], [31].

Se le considera de esta manera debido a que según [32], más del 90% del total de los eventos de salida del SEP sucede en el

sistema de distribución. Además se debe tomar muy en cuenta que la comunidad no está acostumbrado a las fallas o interrupción del servicio eléctrico y es algo muy sensato por parte de los usuarios dado a que todas las actividades que los mismo realizan en su vida diaria dependen directamente de este suministro [30].

Para este tipo de sistema, para la respectiva evaluación de confiabilidad debe determinar los índices operativos, que son medidas de confiabilidad ponderada, esto está dado en base a la potencia instalada, los índices de operación son los siguientes [29]:

DREO (Índice equivalente de interrupción): Es aquella que posibilita reconocer si los sistemas son confiables para el suministro de energía hacia los usuarios finales.

$$DREO = \frac{\sum_{i=1}^n PF_i * D_i}{DM} \quad (14)$$

Donde:

PF_i Potencia interrumpida al consumidor final.

D_i Duración.

DM Demanda máxima verificada en el período estadístico.

DEC (Duración equivalente de interrupción por usuario): Esta expresión se la obtiene tal como se muestra en la ecuación (15), durante un período estadístico.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca_i * t_i}{C_s} \quad (15)$$

Donde:

t_i Tiempo de duración de interrupción (i).

Ca_i Número de consumidores que se encuentran con

interrupción del suministro, (i).

C_s Número total de consumidores.

i Número de interrupciones variando de 1 a n.

D_k (Duración equivalente de interrupción por potencia instalada): Como lo expresa la ecuación (16).

$$D_k = \frac{\sum_{i=1}^n P_i * t_i}{P_{total}} \quad (16)$$

Donde:

t_i Tiempo de duración de la interrupción (i).

P_i Potencia instalada interrumpida (i), expresada en kVA o MVA.

P_{total} Potencia total instalada del sistema en kVA o MVA.

DEC_m (Duración media de interrupción por usuario): Como lo expresa la ecuación (17).

$$DEC_m = \frac{\sum_{i=1}^n Ca_i * t_i}{\sum_{i=1}^n Ca_i} \quad (17)$$

DK_m (Duración media de interrupción por potencia instalada): Como lo expresa la ecuación (18).

$$DK_m = \frac{\sum_{i=1}^n P_i * t_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (18)$$

Además se consideran los índices de confiabilidad por potencia y por usuarios [29], expresados de la siguiente manera:

C_k (Índice de confiabilidad por potencia): Se la expresa como muestra la ecuación (18).

$$C_k = \frac{P_{total} * T - \sum_{i=1}^n P_i * t_i}{P_{total} * T} \quad (18)$$

Donde se obtiene

$$C_k = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n P_i * t_i}{P_{total} * T} \quad (19)$$

Al realizar la sustitución de la ecuación (16) en (19), se obtiene:

$$C_k = 1 - \frac{D_k}{T} \quad (20)$$

Donde:

C Confiabilidad por cada usuario.
 T Período estadístico considerad.

C (Índice de confiabilidad por usuario): Se la expresa como muestra la ecuación (21).

$$C = \frac{C_S * T - \sum_{i=1}^n C a_i * t_i}{C_S * T} \quad (21)$$

Donde se obtiene

$$C = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n C a_i * t_i}{C_S * T} \quad (22)$$

Al realizar la sustitución de la ecuación (15) en (22), se logra obtener:

$$C = 1 - \frac{D}{T} \quad (23)$$

Donde:

C Confiabilidad por cada usuario.
 T Período estadístico considerad.

Por otro lado, los índices que son enfocados u orientados hacia los consumidores finales son los siguientes: frecuencia de interrupción y duración de la interrupción experimentada en un punto de carga. Son comúnmente llamados índices de punto de carga [33].

Los índices que son orientados a los consumidores son los siguientes [33], [34]:

SAIFI (Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema): Es aquel índice que indica el promedio de los cortes continuos, esto por año y por cliente en un área delimitada.

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i * N_i}{\sum N_i} \quad (24)$$

Donde:

λ_i Tasa de fallas.
 N_i Número de clientes del punto de carga (i).

CAIFI (Índice de frecuencia de interrupción promedio del cliente): Es aquel índice que permite explorar la cronología del sistema de distribución que se está analizando.

$$CAIFI = \frac{NI}{NC} \quad (25)$$

Donde:

NI Número total de interrupciones del cliente.
 NC Número total de clientes perjudicados.

SAIDI (Índice de duración de interrupción promedio del sistema): Es aquel índice que indica la permanecía de una interrupción.

$$SAIDI = \frac{U_i * N_i}{\sum N_i} \quad (26)$$

Donde:

- U_i Tiempo de interrupción anual.
- N_i Número de clientes del punto de carga (i).

CAIDI (Índice de duración media de interrupción del cliente): Es aquel índice que indica las interrupciones que afectan directamente a los usuarios finales.

$$CAIDI = \frac{U_i * N_i}{\sum \lambda_i * N_i} \quad (27)$$

Donde:

- U_i Tiempo de interrupción anual.
- N_i Número de clientes del punto de carga (i).
- λ_i Tasa de fallas.

En las ecuaciones (28) y (29) nos muestra como es el cálculo para los índices de disponibilidad (ASAI) y de indisponibilidad (ASUI) del servicio promedio respectivamente.

$$ASAI = \frac{\sum N_i * 8760 - \sum U_i * N_i}{\sum N_i * 8760} \quad (28)$$

$$ASUI = 1 - ASAI \quad (29)$$

Con la aplicación de estos índices operacionales se puede lograr determinar de manera general la capacidad del SD para poder proveer de energía eléctrica, esto con un índice bajo de interrupciones del servicio, para así lograr la satisfacción de los consumidores finales [31].

2.2 Nivel jerárquico II de confiabilidad

El nivel jerárquico II, es aquel que está constituido por Generación y Transmisión, en donde su respectiva evaluación en cuanto a la confiabilidad de este sistema es muy complicada, ya que se debe tomar en cuenta para este nivel, los resultados obtenidos de confiabilidad tanto de la generación como de transmisión de una manera integrada [35]. También se lo denomina como la evaluación de la adecuación del sistema a granel o compuesto, en el nivel jerárquico II, se realiza la valoración del sistema de transmisión enfocada a la capacidad que tienen estos sistemas para la entrega de la energía eléctrica hacia los usuarios finales que se encuentran conectados a este sistema [10].

Como objetivo de este sistema compuesto, no es más que la investigación enfocada sobre un desarrollo dentro de la transmisión, este sistema debe ser totalmente efectivo y sobre todo el óptimo al momento de transportar la energía producida hacia los puntos de carga primordiales, esto debe realizarse bajo los criterios de confiabilidad, seguridad y calidad. Un ejemplo se presenta en la Figura 4 [26].

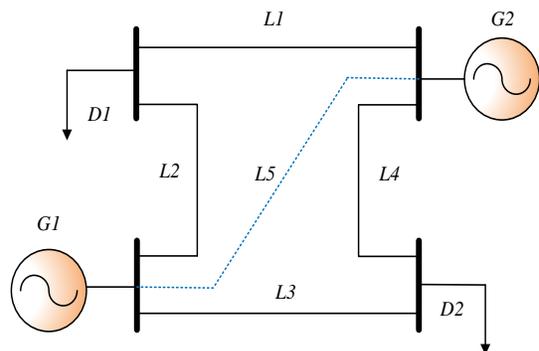


Figura 4: Sistema compuesto (Generación y Transmisión).

2.2.1 Configuración radial del sistema

Cuando se tiene una configuración radial, las diversas aplicaciones para la evaluación de estos sistemas compuestos o de granel, se considera la aplicación de tomar en cuenta a todos los elementos que conforman la transmisión dentro de la evaluación que se realiza a las capacidades emitidas por la generación del sistema. Por lo tanto, el progreso de este modelo de transmisión es en sí complejo, pero como una posible solución dada, es la combinación con el modelo de generación para así poder generar un modelo combinado para el punto de carga. Se considera que el modelo equivalente antes mencionado es prácticamente sencillo para una configuración radial [34], así como se la muestra en la Figura 5.

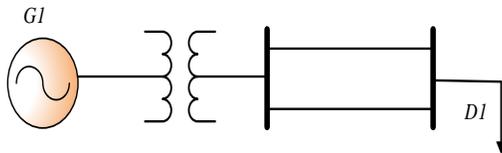


Figura 5: Sistema de transmisión de generación radial simple

Por otro lado también es de suma importancia tomar en cuenta el gran impacto que causa la transmisión dentro del mercado, esto debido a que es una zona muy compleja, es por ello que este sector tiene una atención muy especial y es altamente regularizado [8].

2.2.2 Probabilidad y frecuencia de estados del sistema

Para un sistema determinado, en el estudio se debe conocer su disponibilidad e indisponibilidad, esto debe ser de cada uno de los componentes que integran al sistema. Además se debe admitir que tanto la disponibilidad como

indisponibilidad de todos los elementos deben ser independientes entre sí, en la ecuación (30) se determina la probabilidad de ocurrencia para cualquier estado operativo [26].

$$P(E_1 \cap E_2 \cap \dots \cap E_n) = \prod_i^n P(E_i) \quad (30)$$

Mientras tanto las probabilidades individuales de los distintos elementos del sistema, tanto su disponibilidad o indisponibilidad pueden ser calculados mediante los métodos detallado y mostrado en la Tabla 1.

Tabla 1. Método de evaluación de probabilidades.

Método	Descripción
Forma Estadística	Poniendo en práctica la definición de frecuencia relativa para la probabilidad.
Markov homogéneo	Cuando las tasas de salidas y restauración son constantes.
Simulación de Montecarlo	Para las tasas de salidas y restauración constantes y variables, las cuales deben ser variables con el tiempo

Además, se puede poner en práctica la aplicación de las ecuaciones (31) y (32) en donde se logra determinar la frecuencia y la duración respectivamente.

Únicamente si son constantes en las tasas de salida y restauración del conjunto de los elementos del sistema [26].

$$f_i = P_i(\infty) * \sum h_{ij} \quad (31)$$

Donde:

- f_i Frecuencia de ocurrencia de un estado i del sistema.
- P_i Probabilidad de que exista una interrupción i .

$$D_i = \frac{1}{\sum h_{ij}} \quad (32)$$

Donde:

D_i Duración media de cada estado i del sistema.

2.2.3 Técnicas de evaluación del sistema

Existen dos tipos de evaluaciones para la confiabilidad del nivel jerárquico II, los cuales son: analítico y de simulación [8].

Para el nivel jerárquico II existe varios puntos de carga, es por ello que existe un sin número de índices de confiabilidad para cada punto [34].

En la Tabla 2, se muestra los índices, de punto de carga individuales, mientras tanto que en la Tabla 3, exhibe los índices que facilita la evaluación general de la capacidad del sistema.

Tabla 2: Conjunto de índices de puntos de carga

Índices
Valores básicos
<ul style="list-style-type: none"> • Probabilidad de falla • Frecuencia esperada de fallas • Número esperado de violaciones de voltaje • Número esperado de reducciones de carga • Carga esperada reducida • Energía esperada no suministrada • Duración prevista de la reducción de la carga
Valores máximos
<ul style="list-style-type: none"> • Carga máxima reducida • Energía máxima reducida • Duración máxima de la reducción de carga
Valores promedio
<ul style="list-style-type: none"> • Carga media reducida • Energía media no suministrada • Duración media de la reducción
Valores de aislamiento de la barra
<ul style="list-style-type: none"> • Número esperado de reducciones

- Carga esperada reducida
- Energía esperada no suministrada
- Duración prevista de la reducción de carga

Tabla 3: Índices del sistema anualizados

Índices
Valores básicos
<ul style="list-style-type: none"> • Índice de interrupción de energía a granel • Reducción / perturbación de MW promedio de suministro de energía a granel • Índice de reducción de energía de potencia a granel • Índice de reducción de energía de potencia a granel modificado
Valores promedio
<ul style="list-style-type: none"> • Número medio de reducciones / punto de carga • Carga media reducida punto de carga • Punto de carga reducido de energía promedio • Duración media de carga reducida / punto de carga • Número medio de violaciones de tensión / punto de carga
Valores máximos
<ul style="list-style-type: none"> • Carga máxima del sistema restringida bajo cualquier condición de contingencia

2.3 Índices de confiabilidad

Los diferentes índices de confiabilidad utilizados en el sistema eléctrico generalmente se las conocen en dos categorías, las cuales son [36]:

- Índices determinísticos.
- Índices probabilísticos.

En donde los índices probabilísticos son los que permiten la evaluación del sistema, teniendo en cuenta los parámetros y eventos inciertos de los mismo que intervienen en la confiabilidad [19]. Con respecto a la evaluación de confiabilidad tradicional, los índices se evalúan al tener los resultados de las fallas [17]. Los índices por calcular se detallan a continuación:

2.3.1 LOLP

LOLP (Lost Of Load Probability) es uno de los índices más remotos dentro de la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia (SEP), el mismo que se puntualiza como la probabilidad del déficit de carga. Esto se debe a que la demanda del sistema sobrepasa el valor de la generación disponible [8], [26].

$$LOLP = P[X > C - L] \quad (33)$$

Donde:

- P Probabilidad.
- C Capacidad disponible en el período de tiempo de estudio.
- L Demanda máxima pronosticada para el período de tiempo de estudio
- X Pérdida de generación

$$R = C - L \quad (34)$$

Donde:

- R Reserva del sistema.

Sustituyendo la ecuación (34) en (33) nos queda se la siguiente manera:

$$LOLP = P[X > R] \quad (35)$$

2.3.2 LOLE

LOLE (Lost Of Load Expectation), es uno de los índices más utilizados, cuando se desea determinar la capacidad de

generación para una posible expansión futura, este índice es el valor que se espera de la duración anual de déficit de la carga [8], [26].

$$LOLE = \sum_{i=1}^n P_i(C_i - L_i) \quad (36)$$

Donde:

- P_i Probabilidad para el período de tiempo i.
- C_i Capacidad disponible en el período de tiempo i.
- L_i Demanda máxima pronosticada para el período de tiempo i

2.3.3 EENS

EENS (Expected Energy Not Supplied), es el valor anual esperado de energía no suministrada [26].

$$EENS = \sum_L^X \sum_{X=R}^{=R+L} (X - R) * P(X) \quad (37)$$

Donde:

- $P(X)$ Probabilidad puntual de tener X MW no disponibles.
- X Recorre los estados discretos de la t pérdida de generación aplicado para los valores mayores a la reserva

Para este índice el término L de la ecuación (34) debe está definida en la unidad de MW.

2.3.4 EIR

EIR (Energy Index Of Reliability), es aquel índice el cual está relacionado con el índice LOEE (Expected Energy not Supplied). El índice EIR muestra la cantidad de energía suministrada a cada uno de los consumidores finales que estén dentro del sistema [8], [37].

$$EIR = \frac{\int_0^{T_o} P_L T_o * dt - EENS}{\int_0^{T_o} P_L T_o * dt} \quad (38)$$

Donde:

P_L Potencia de Carga.

2.3.5 FOI

FOI (Frequency of Interruptions), es la frecuencia de interrupciones del sistema; es decir el número de veces anuales que fue interrumpido el suministro eléctrico a los consumidores finales [37].

2.3.6 EDOI

EDOJ (Expected Duration Of Interruptions), es el valor esperado de la duración que tengan las interrupciones que se vayan mostrando en el sistema [37].

$$EDOJ = \frac{LOLE}{FOI} \quad (39)$$

2.3.7 EENSI

EENSI (Expected Energy Not Supplied Per Interruption), es el valor anual de la energía no suministrada por cada interrupción generada dentro del sistema [37].

$$EENSI = \frac{EENS}{FOI} \quad (40)$$

2.3.8 ELCI

ELCI (Expected Load Curtailed Per Interruption), es la potencia esperada del déficit por cada interrupción que se vaya presentando en el sistema [37].

$$ELCI = \frac{EENSI}{EDOJ} \quad (41)$$

3 Fallas de causa común en líneas de transmisión

Para el sistema de nivel jerárquico II, determinar si está operando de una

manera correcta o si se encuentra en un estado de falla, lo idóneo es la comprobación en cuanto a los criterios de planeamiento de confiabilidad, seguridad y calidad, esto debe ser para todas las configuraciones activas en las que se encuentre operando [26].

En la Tabla 4, se puede apreciar algunos casos que producen que el sistema se encuentre en estado de falla.

Tabla 4: Descripción de la generación de las fallas

Caso	Descripción
1	El servicio se suspende a cualquiera de las barras del sistema.
2	No hay la suficiente capacidad de generación disponible en el sistema para ocuparse de la demanda.
3	Hay sobrecargas en las líneas de transmisión y transformadores.
4	Los voltajes en las barras no cumplen con los criterios de planeamiento.

Hablando de fallas de causa común para el sistema compuesto de generación y transmisión, se las considera de una complejidad muy grande. Por lo tanto este tipo de interrupciones se las analiza como eventos de tipo independiente entre sí.

Las fallas de causas común no es más que la interrupción simultánea de un sin número de elementos [12], [38].

En [39] según el estándar IEEE Standard 859, denota la definición de la falla de causa común como “Un suceso de una interrupción múltiple la cual consiste en dos o más manifestaciones de las interrupciones primarias, las cuales son iniciadas por un solo suceso o también de una causa subyacente donde las manifestaciones de las interrupciones no son consecuencias entre sí”.

La falla de causa común es un caso relativamente singular en cuanto a la

confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, existen diferentes métodos de evaluación los cuales son muy distintos a los métodos que se conoce comúnmente.

Por esta razón se han desarrollado algunas expresiones de forma cerrada para las probabilidades de estado estacionario, esto para los casos de dos y tres líneas. Estas expresiones proporcionan las probabilidades de estado en que se encuentran las líneas de transmisión, esto será de una gran ayuda para la evaluación de confiabilidad del sistema de Generación – Transmisión [12], [38].

A continuación, se muestra las expresiones utilizadas para las líneas de transmisión según el número de líneas.

3.1 Dos Líneas

Cuando se detecta la interrupción de dos líneas por una falla de causa común, las probabilidades del estado estable se las puede determinar poniendo en práctica el enfoque del equilibrio de frecuencia.

En las siguientes ecuaciones nos muestran las expresiones para hallar las probabilidades de estado [12].

$$P_1 = \mu_1 \mu_2 \frac{(\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2)}{D} \quad (42)$$

$$P_2 = \mu_2 \frac{[\lambda_1(\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2) + \lambda_c(\lambda_1 + \mu_2)]}{D} \quad (43)$$

$$P_3 = \mu_1 \frac{[\lambda_2(\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2) + \lambda_c(\lambda_2 + \mu_1)]}{D} \quad (44)$$

$$P_4 = \lambda_1 \lambda_2 (\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2) + \lambda_c (\lambda_1 + \mu_2) \frac{(\lambda_2 + \mu_1)}{D} \quad (44)$$

$$D = (\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)(\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2) + \lambda_c [(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_1 + \mu_2) + \mu_2(\lambda_2 + \mu_2)] \quad (45)$$

Donde:

- P_i Probabilidad de estado i .
- λ_i Tasa de falla independiente de la línea i .
- μ_i Tasa de reparación de la línea i .
- λ_c Tasa de fallos en modo común.

En la Figura 6 se indica un probable modelo de espacio de estados [34].

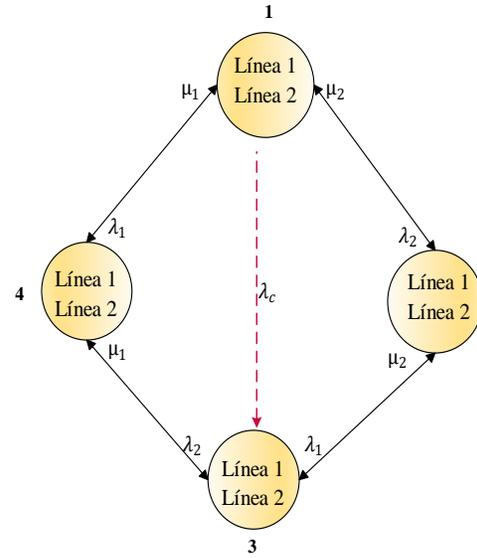


Figura 6: Diagrama modelo de estados para dos líneas.

3.2 Tres Líneas

Otra posible opción es emplear tres circuitos de transmisión, pero estos deben ser independientes, los cuales comparten una vía común entre estos circuitos. Se recomienda utilizar los datos reales emitidos por el sistema, debido a que las expresiones mostradas a continuación son un poco complejas de emplearlas [12].

$$1 = \sum_{i=1}^8 P_i \quad (46)$$

$$P_2 + P_3 + P_4 = 6\mu^2 \frac{(3\lambda + \lambda_c)}{D} \quad (47)$$

$$P_5 + P_6 + P_7 = 3\mu \frac{[6\lambda^2 + \lambda_c(2\lambda + \mu)]}{D} \quad (48)$$

$$P_8 = 6\lambda^3 + \frac{2\lambda^2 + \lambda\mu + 2\mu^2}{D} \quad (49)$$

$$D = 6(\lambda + \mu)^3 + \lambda_c(2\lambda^2 + 7\lambda\mu + 11\mu^2) \quad (50)$$

En la Figura 7, es presentado un probable modelo de espacio de estados, en donde este diagrama se toma a consideración las fallas de causa común de tres líneas de transmisión.

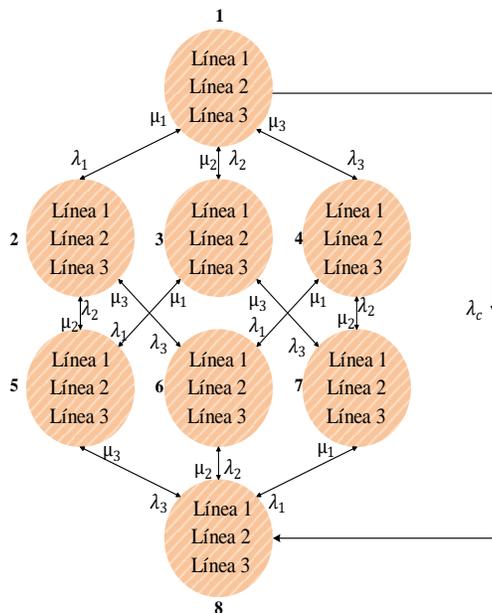


Figura 7: Diagrama de estados para tres líneas.

4 Método Monte Carlo para análisis de confiabilidad

Para realizar una evaluación de confiabilidad en SEP, existen un sin número de métodos de evaluación; dentro de los cuales se destaca el método de simulación de Monte Carlo [34].

El método de Monte Carlo es un proceso estocástico en el cual se puede valorar los índices de confiabilidad, estos dentro de un proceso real y aleatorio del sistema evaluado [34], [40]. Por

consiguiente este método de evaluación se puede clasificar dependiendo el caso de estudio que se vaya a desarrollar, los cuales son: [4]

- Método de Monte Carlo Secuencial.
- Método de Monte Carlo No Secuencial.

En donde el método de Monte Carlo No Secuencial es aquel que realiza su simulación dentro de los intervalos básicos que destaca la vida útil del sistema, esto a base de una elección de los intervalos al azar. Por otro lado, el método de Monte Carlo Secuencial es el que simula los intervalos básicos dentro de un orden gradual [34]. En este trabajo se aplica el método de Monte Carlo Secuencial el cual se detalla a continuación.

4.1 Método de Monte Carlo Secuencial

El método de Monte Carlo Secuencial es una simulación cronológica en cuanto a la operación del sistema eléctrico de potencia, a ser evaluado dentro de un tiempo ya definido previamente [4]. Este método se caracteriza por que genera una sucesión de estados aleatorios, los cuales son valorados mediante el muestreo de la transición de los estados que se genere en el sistema [5].

Otros autores también la denominan como un muestreo de la duración que tiene cada uno de los eventos, debido a la generación de los tiempos aleatorios de cada uno de los componentes del sistema, al momento de transcurrir ese tiempo se da paso al siguiente estado de transición. Por lo tanto, este método es uno de los más empleados debido a que los tiempos de restauración así como los tiempos de salida que se van generando se van almacenando, esto con el propósito de

poder obtener un tiempo total de la operación del sistema [5], [25].

Por lo general este método muestra una ventaja la cual está vinculada con la mínima cantidad de cálculos requeridos. Otra peculiaridad de este modelo es que se utiliza para modelar todas las contingencias (N-1), además de las características operativas relacionadas al sistema que se esté evaluando [30], [41].

4.2 Modelación matemática

En esta metodología se considera cada uno de los elementos del sistema a ser evaluado respectivamente, los mismos que experimentan los tiempos de permanencia de cada uno de los estados; es decir la disponibilidad o indisponibilidad. Los cuales pasan por una transición de estados [5], dada por la ecuación (51).

$$X = \{x^1 \dots \dots, x^n\} \quad (51)$$

Donde:

- x^1 Cualquier estado posible.
- X Espacio de estados del sistema

Asimismo se conoce que el tiempo de permanencia del i-ésimo elemento del sistema (T_i), dentro del estado actual del sistema (x^k); tiene una singular asociación con la ecuación (52) mostrada a continuación.

$$f_i(t) = \lambda_i * \exp(-\lambda_i * t) \quad (52)$$

Donde:

- $f_i(t)$ Distribución de densidad de probabilidades exponencial
- λ_i Tasa de falla esperada
- t Tiempo

De esta manera, se está logrando que el cambio de los estados del sistema dependa directamente del tiempo de permanencia aleatoria de cada uno de los componentes. Con esto lo que se quiere decir, es que tanto; el estado actual (x^k), como el tiempo de permanencia son variables aleatorias, detallada como esta en la ecuación (53).

$$T = \min_i [T_i] \quad (53)$$

Donde:

- T Tiempo de permanencia del sistema.
- T_i Tempo de permanencia del elemento (i) del sistema

Adicionalmente se puede demostrar que la variable (T) tiene una asociación directa con la distribución exponencial, debido a que la variable (T_i) en un estado determinado que se asocia también con la distribución exponencial de la variable (λ_i) [5]. Es por ello que se llega a la ecuación (54), en donde la variable (T) la relaciona con f (t).

$$f(t) = \left(\sum_{i=1}^m \lambda_i \right) * \exp \left(\left(- \sum_{i=1}^m \lambda_i \right) * t \right) \quad (54)$$

Donde:

- $f(t)$ Distribución de densidad de probabilidades.
- m Número de componentes

Con la ecuación (55) se procede a mostrar la aleatoriedad de los valores de la variable (T), debido a que esta es continua.

$$F(t) = P(T \leq t) = \int_{-\infty}^t f(t) dt \quad (55)$$

Donde:

$F(t)$ Función de distribución de probabilidades.
 P Probabilidad condicional

Por consecuencia, la ecuación (56) nos muestra la función de la distribución de probabilidades asociada al tiempo de permanencia del sistema.

$$F(t) = 1 - \exp\left(\left(-\sum_{i=1}^m \lambda_i\right) * t\right) \quad (56)$$

Tomando en cuenta la ecuación (56), el método para el muestreo de los valores de la variable (T), radica en la generación de números aleatorios entre (0 y 1) expresada en la variable (U), para así poder determinar el valor de T [5], expresada en la ecuación (58), a partir de la deducción de las ecuaciones (56) y (57).

$$F(T) = 1 - \exp\left(\left(-\sum_{i=1}^m \lambda_i\right) * T\right) = U \quad (56)$$

$$\left(-\sum_{i=1}^m \lambda_i\right) * T = \ln(1 - U) \quad (57)$$

$$\therefore T = -\frac{\ln(1 - U)}{\sum_{i=1}^m \lambda_i} \quad (58)$$

Por consiguiente se logra obtener valores aleatorios de las variables TTF y TTR [4], mostrada en las ecuaciones (59) y (60) respectivamente.

$$TTF = -\frac{1}{\lambda} \ln U_1 \quad (58)$$

$$TTR = -\frac{1}{\mu} \ln U_2 \quad (59)$$

Donde:

μ Tasa de reparación.

A partir de la ecuación (60) es posible lograr el cálculo de la disponibilidad de los elementos del sistema.

$$D(X_i) = \frac{m(X_i)}{M} \quad (60)$$

Donde:

M Número total de ciclos simulados.
 $m(X_i)$ Cantidad de ciclos simulados.

Ahora es necesario definir cuál conjunto de elementos (m) es el causante de la transición desde el estado actual hasta el estado siguiente. Es decir, la transición que se da desde el estado (x^k) al estado (x^{k+1}), producido dentro de un tiempo determinado. Esto por consecuencia del cambio de su estado j-ésimo elemento, el cual corresponde a la probabilidad condicional [5], mostrada en la ecuación (61).

$$P_j = P(T_j = t_o / T = t_o) = \frac{\lambda_j}{\sum_{i=1}^m \lambda_j} \quad (61)$$

Donde:

P_j Probabilidad condicional de un componente (j).
 t_o Instante de tiempo determinado.

Teniendo en cuenta la transición de los elementos del sistema, la misma que puede producir una transición de estados dentro del sistema en su conjunto, esto se lo puede conseguir desde el estado (x^k). Entonces, cualquier elemento que este dentro del sistema puede lograr un estado siguiente (x^{k+1}) [5]. La ecuación (62) expresa la probabilidad del sistema de poder lograr uno de estos estados.

$$1 = \sum_{j=1}^m P_j \quad (62)$$

5 Implementación del método de simulación

El algoritmo del método de Monte Carlo que se propone en el presente artículo ha sido desarrollado enteramente en el software Matlab R2018b. En la Tabla 5, es factible visualizar la nomenclatura empleada para el desarrollo del algoritmo.

Tabla 5: Definición de Variables

Nomenclatura	
H	Número de horas a evaluar.
TTF	Tiempo de falla.
TTR	Tiempo de reparación.
N	Número de simulaciones a realizar.
FCC	Vector de fallas de causa común en líneas de transmisión.
Gen	Vector de los datos del generador.
Lin	Vector de los datos de las líneas de transmisión.
k	Número de iteraciones a evaluar.
t	Tiempo acumulado.
$nGen$	Dimensión del vector Gen.
$nLin$	Dimensión del vector Lin.
$nFCC$	Dimensión del vector FCC.
A	Criterio mínimo del índice LOLP a cumplir en transmisión [p.u.]
B	Criterio máximo del índice LOLP a cumplir en transmisión [p.u.]

En el algoritmo del modelo de Monte Carlo se muestra el método tomado para el cálculo de los diferentes índices de confiabilidad, en un sistema compuesto de Generación y Transmisión. Para inicializar lo que se requiere son los parámetros de funcionamiento tanto de los generadores como de las líneas de transmisión, considerando las fallas de

causa común en las líneas, esto para el sistema que vaya a ser evaluado.

Por esta razón el algoritmo toma en cuenta a cada uno de los componentes del sistema, por lo cual se establece los estados operativos, por consecuente el cálculo se realizara para cada uno de los estados generados.

Tabla 6: Pseudocódigo del algoritmo del Modelo de Monte Carlo.

Algoritmo de Monte Carlo	
Paso 1:	Ingreso de los datos $Gen, Lin, FCC, H, N, B, A$
Paso 2:	Generación de números aleatorios para todos los componentes del sistema.
Paso 3:	Para Generadores del sistema
Paso 4:	Hacer $k = 1$ hasta $nGen$
Paso 5:	Conversión de números aleatorios en TTF
Paso 6:	Verificación de que la disponibilidad sea < 1
Paso 7:	Conversión de números aleatorios en TTR
Paso 8:	Calcular tiempo acumulado $t_k = TTF + TTR + t_k$
Paso 9:	Si $TTR - TTF > 0$ entonces $TTF = []$ $TTR = []$
Paso 10:	Para líneas de transmisión del sistema
Paso 11:	Hacer $k = 1$ hasta $nLin$
Paso 12:	Conversión de números aleatorios en TTF
Paso 13:	Verificación de que la disponibilidad sea < 1
Paso 14:	Conversión de números aleatorios en TTR
Paso 15:	Calcular tiempo acumulado $t_k = TTF + TTR + t_k$
Paso 16:	Si $TTR - TTF > 0$ entonces $TTF = []$ $TTR = []$
Paso 17:	Para fallas de causa común en líneas
Paso 18:	Hacer $k = 1$ hasta $nFCC$
Paso 19:	Conversión de números aleatorios en TTF

- Paso 20:** Verificación de que la disponibilidad sea < 1
- Paso 21:** Conversión de números aleatorios en TTR
- Paso 22:** Calcular tiempo acumulado
 $t_k = TTF + TTR + t_k$
- Paso 23:** Si $TTR - TTF > 0$ entonces
 $TTF = []$
 $TTR = []$
- Paso 24:** Si $t_k < H$ entonces regresar al paso 2
Caso contrario
 Calcular los índices de confiabilidad
 $LOLP, LOLE, EENS, EIR, FOI, EDOI, ENSI, ELCI$
- Paso 25:** Para plan de expansión en Transmisión
- Paso 26:** Si $LOLP < A$ y $LOLP > B$ entonces
 “Añadir una línea”
 Ingresar nuevamente los datos incluyendo los de la nueva línea
- Paso 27:** Finalizar

Este sistema esta expresado respecto a una potencia base de 100 MW y un voltaje de operación de 115 kV.

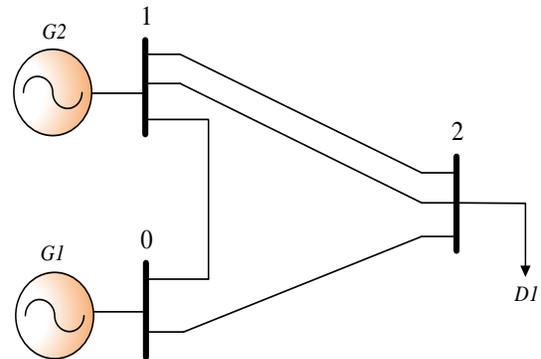


Figura 8: Diagrama del sistema 1 de 3 Barras.

Tabla 7: Datos de las barras del sistema 1

Barra	PD (MW)	QD (Mvar)	PG (MW)	QG (Mvar)	Vesp
0	---	---	50	-	1.02
1	---	---	50	-	1.02
2	100	60	--	-	---

Tabla 8: Datos de las líneas del sistema 1

Barra A	Barra B	R (p.u.)	X (p.u.)	Y/2 (p.u.)
0	1	0.02	0.04	-
0	2	0.02	0.06	-
1	2	0.02	0.04	-
1	2	0.02	0.04	-

5.1 Sistemas de prueba

Para la comprobación del algoritmo antes mencionado, se emplean sobre dos sistemas de prueba, de los cuales se obtendrá los diferentes índices de confiabilidad de cada uno de ellos. Además, en base a estos índices se puede determinar si puede o no existir un plan de expansión de las líneas de transmisión de estos dos sistemas en un futuro.

5.1.1 Sistema 1

Este sistema es tomado de [42], donde su diagrama se muestra en la Figura 8. Está conformado por dos unidades de generación, tres barras, cuatro líneas de transmisión y una carga. En la Tabla 7, se muestra los datos de cada una de las barras, además que en la Tabla 8, muestra los datos correspondientes a las líneas de transmisión.

5.1.2 Sistema 2

Este sistema es tomado de [42], donde su diagrama se muestra en la Figura 9 y está conformado por dos unidades de generación, tres barras, cuatro líneas de transmisión y dos cargas. En Tabla 9, se muestra los datos de cada una de las barras, además que en la Tabla 10, muestra los datos correspondientes a las líneas de transmisión.

Este sistema esta expresado respecto a una potencia base de 100 MW y un voltaje de operación de 400 kV.

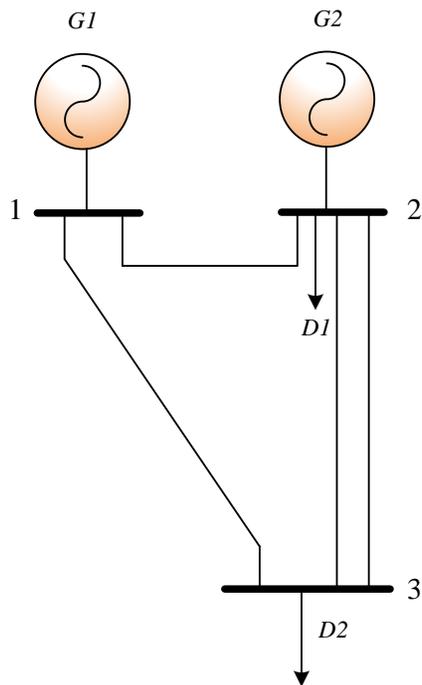


Figura 9: Diagrama del sistema 2 de 3 Barras.

Tabla 9: Datos de las barras del sistema 2

Barra	PD (MW)	QD (Mvar)	PG (MW)	QG (Mvar)	Vesp
1	---	---	523	-25.9	1.00
2	500	300	1000	767.7	1.00
3	1000	700	--	---	0.903

Tabla 10: Datos de las líneas del sistema 2

Barra A	Barra B	R (p.u.)	X (p.u.)	Y/2 (p.u.)
1	2	0.0006	0.06	1.8
1	3	0.0006	0.06	1.8
2	3	0.003	0.03	0.8
2	3	0.003	0.03	0.8

6 Análisis de resultados

Como resultado de la aplicación del algoritmo del método de Monte Carlo sobre los sistemas de prueba se calculan ocho índices de confiabilidad para cada uno de ellos. En donde se determina los

casos de estudio para un período de largo plazo de 3, 5 y 10 años, de 2 iteraciones.

6.1 Sistema 1

Para el primer sistema se considera una falla de causa común en la línea de la barra 0 y 2, manteniendo los datos dados en esta línea.

En la Figura 10, Figura 11 y Figura 12, se tiene el resultado de la duración que tiene cada una de las interrupciones generadas dentro del sistema, esto para cada uno de los períodos de estudio. En la Figura 12, existe la probabilidad de falla más alta, la que compete casi al 100%, alrededor de las 10 primeras horas, del período de 10 años en la Barra 3, esto puede ser a consecuencia de que en esta barra existe una sola carga. Además de la presencia de las fallas de causa común ya antes mencionada.

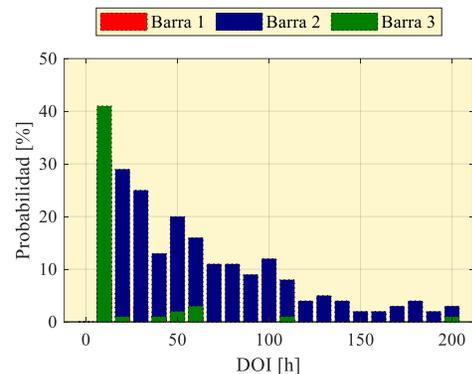


Figura 10: DOI generadas dentro del sistema 1 (3 años).

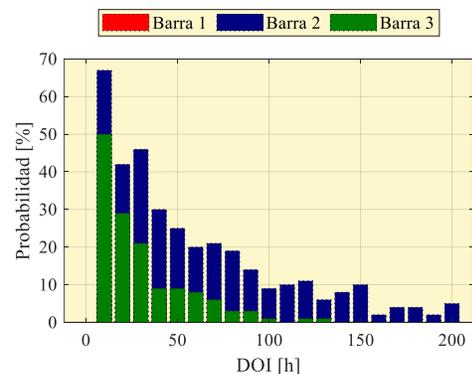


Figura 11: DOI generadas dentro del sistema 1 (5 años).

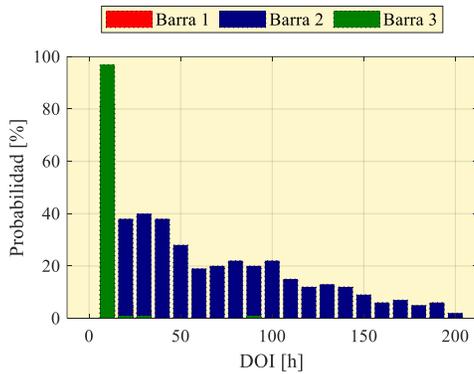


Figura 12: DOI generadas dentro del sistema 1 (10 años).

En la Figura 13, Figura 14 y Figura 15, se muestra los resultados del índice ENSI en la que se indica la energía no suministrada del sistema. En la Figura 13, existe la probabilidad más alta de energía no suministrada, la cual compete al estudio del período de tres años, esta probabilidad es casi del 70%, en la Barra 3. Con este resultado se deduce que dentro de los próximos tres años este sistema no podrá suministrar la suficiente cantidad de energía hacia los consumidores finales. Esto en otras palabras es una alerta que se debe tomar muy en cuenta para este sistema, dado que por ninguna razón debe darse el corte del suministro, al suceder esto causara un sin número de problemas tanto para el sistema como para los usuarios finales.

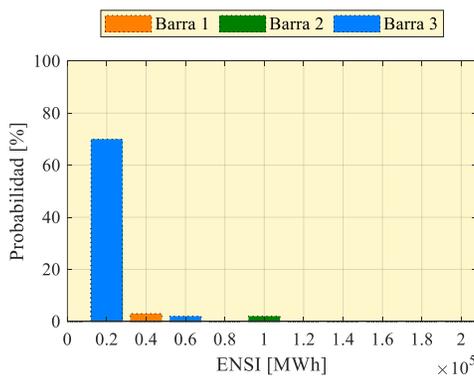


Figura 13: ENS del sistema 1 (3 años).

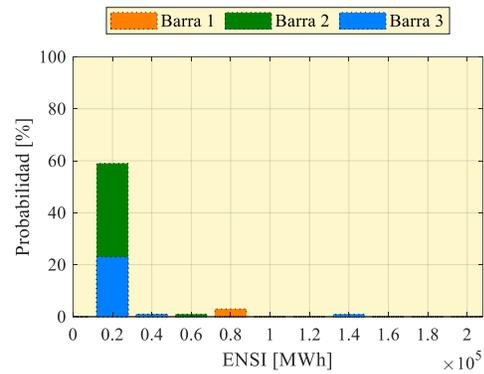


Figura 14: ENS del sistema 1 (5 años).

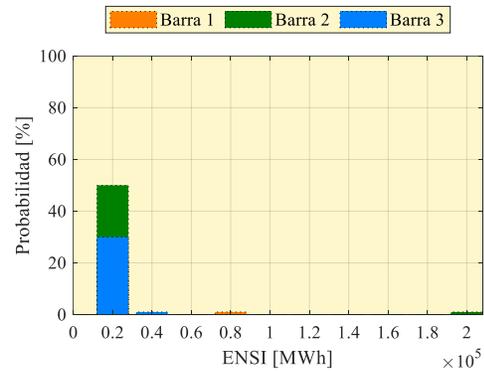


Figura 15: ENS del sistema 1 (10 años).

En la Figura 16, Figura 17 y Figura 18, se muestra los resultados de la evolución que tiene el sistema con respecto al índice LOLP, para los períodos de 3, 5 y 10 años respectivamente. En donde se puede observar que estos valores tienden a ser muy altos en los tres casos de estudio, por consecuente se dice que existe un número relativamente exagerado de fallas para este sistema, ya que este índice de confiabilidad debe tener valores pequeños no superiores a 0.10 en [p.u.] o al 10%, este valor es determinado empíricamente.

En este caso el único que cumple con este parámetro es en la Barra 1, en los tres períodos de estudio, como se lo puede visualizar en las figuras ya mencionadas.

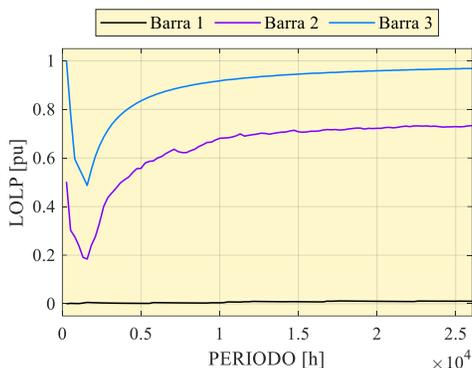


Figura 16: Evolución del índice LOLP del sistema 1 (3 años).

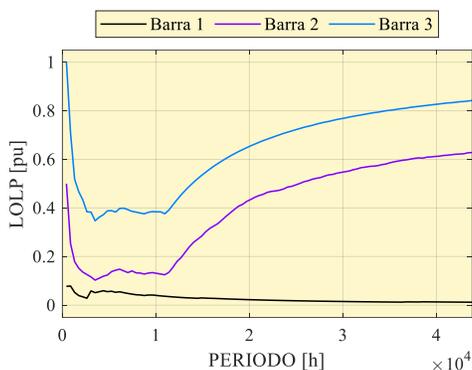


Figura 17: Evolución del índice LOLP del sistema 1 (5 años).

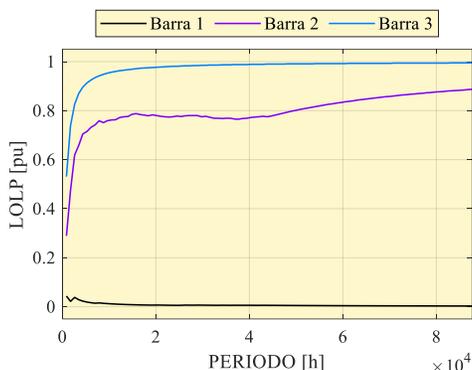


Figura 18: Evolución del índice LOLP del sistema 1 (10 años).

En la Tabla 11, se puede observar las unidades correspondientes a los resultados de cada uno de los índices, esto es expresado con el fin de no generar ningún tipo de confusiones ya que son ocho índices y cada uno de ellos de diferente unidad.

Tabla 11: Unidades de medida de los diferentes índices de confiabilidad

Índice	Unidades
LOLP	[p.u.]
LOLE	[h/años]
EENS	[MWh/años]
EIR	[p.u.]
FOI	[1/años]
EDOI	[h]
ENSI	[MWh]
ELCI	[MW]

Mientras que en la Tabla 12, Tabla 13 y Tabla 14, se encuentra los resultados de cada uno de los índices del sistema 1.

Tabla 12: Índices de confiabilidad de las barras del sistema 1 para 3 años.

Barra	Índice	Resultado	Índice	Resultado
1	LOLP	0.01052	LOLE	92.19
	EENS	53.79	EIR	0.999990
	FOI	6.33	EDOI	14.68
	ENSI	8.49	ELCI	0.58
2	LOLP	0.73296	LOLE	6420.40
	EENS	147242.43	EIR	0.971986
	FOI	126.33	EDOI	50.92
	ENSI	1165.51	ELCI	22.89
3	LOLP	0.96831	LOLE	8482.43
	EENS	254605.16	EIR	0.951559
	FOI	23.67	EDOI	358.52
	ENSI	10757.96	ELCI	30.01

Tabla 13: Índices de confiabilidad de las barras del sistema 1 para 5 años.

Barra	Índice	Resultado	Índice	Resultado
1	LOLP	0.01212	LOLE	106.20
	EENS	52.57	EIR	0.999990
	FOI	4.40	EDOI	24.14
	ENSI	11.95	ELCI	0.50
2	LOLP	0.62758	LOLE	5497.60

Barra	Índice	Resultado	Índice	Resultado
	EENS	125614.97	EIR	0.976104
	FOI	119	EDOI	46.20
	ENSI	1055.59	ELCI	22.85
3	LOLP	0.84162	LOLE	7372.60
	EENS	219179.43	EIR	0.958299
	FOI	47	EDOI	156.86
	ENSI	4663.39	ELCI	29.73

Tabla 14: Índices de confiabilidad de las barras del sistema 1 para 10 años.

Barra	Índice	Resultado	Índice	Resultado
1	LOLP	0.00287	LOLE	25.10
	EENS	15.07	EIR	0.999997
	FOI	2.20	EDOI	11.41
	ENSI	6.85	ELCI	0.60
2	LOLP	0.88674	LOLE	7767.80
	EENS	134526.32	EIR	0.974405
	FOI	65.10	EDOI	119.32
	ENSI	2066.46	ELCI	17.32
3	LOLP	0.99478	LOLE	8714.30
	EENS	173713.32	EIR	0.966950
	FOI	33	EDOI	264.07
	ENSI	5264.04	ELCI	19.93

Es por ello que en la Tabla 15, Tabla 16 y Tabla 17, se muestra los resultados de los índices en base a todo el sistema uno. Con esto se logra una mejor comparación de resultados entre las tablas para los períodos de estudio.

Como resultado para los 3 períodos de estudio los diferentes índices de confiabilidad son relativamente altos, esto a causa de que en los primeros 3 años ya se muestran índices altos y por consecuente en los futuros años sucede lo mismo. Es por ello que se considera un sistema no confiable; esto pudo darse a causa de las fallas de causa común como una primera opción, o por configuración del sistema, diseño del mismo, etc.

Al realizar un análisis de estos resultados se logra obtener en consideración, la opción de la planificación o más conocida como expansión del sistema, enfocado a las líneas de transmisión.

Tabla 15: Índices de confiabilidad de todo el sistema 1 para 3 años.

Índice	Resultado
LOLP	0.95727
LOLE	8385.67
EENS	392783.16
EIR	0.925270
FOI	5.67
EDOI	1479.82
ENSI	69314.68
ELCI	46.84

Tabla 16: Índices de confiabilidad de todo el sistema 1 para 5 años.

Índice	Resultado
LOLP	0.83297
LOLE	8296.80
EENS	339342.09
EIR	0.935437
FOI	29.60
EDOI	246.51
ENSI	11464.26
ELCI	46.51

Tabla 17: Índices de confiabilidad de todo el sistema 1 para 10 años.

Índice	Resultado
LOLP	0.99225
LOLE	8692.10
EENS	305054.87
EIR	0.941961
FOI	1.30

Índice	Resultado
EDOI	6686.23
ENSI	234657.59
ELCI	35.10

Como se menciona anteriormente para este sistema se realiza un plan de expansión de líneas de transmisión, en base a los resultados de los índices de confiabilidad. Para las líneas de transmisión se toma como índice de estudio al LOLP.

Como es de conocimiento y en base a otras investigaciones no se encuentra valores de referencia para este índice. Es por lo que en la Tabla 18, se muestra el valor máximo y mínimo que se determina hipotéticamente para este estudio.

Tabla 18: Determinación del rango de índice LOLP

Mínimo [p.u.]	Máximo [p.u.]
0.050	0.10

Para este sistema se efectúa la expansión de la línea entre en la Barra 0 y 2, se lo realiza en ese lugar debido que en la línea inicial es en donde se produce la falla de causa común, a manera de compensar el efecto y así el sistema tiene una notable mejoría en cuanto a los índices de confiabilidad, específicamente en el índice LOLP.

Por lo tanto, en la Figura 19, Figura 20 y Figura 21, se tienen los resultados de la evolución del índice que presenta el sistema ya con la expansión de la línea de transmisión en la barra ya mencionada. Es posible visualizar que el índice llega a valores tolerables, es decir cumple con el criterio de confiabilidad y esto sucede en los 3 períodos de estudio.

Es por lo que, para este sistema de estudio en base a los resultados obtenidos, a un futuro de 3 años se debe realizar la

respectiva expansión del sistema, para así poder garantizar el suministro de energía además del funcionamiento del sistema.

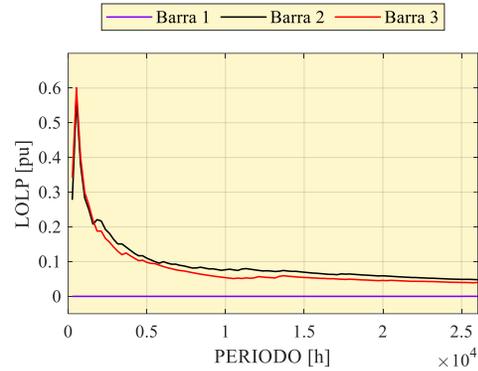


Figura 19: Evolución del índice LOLP del sistema 1 (3 años) y expansión.

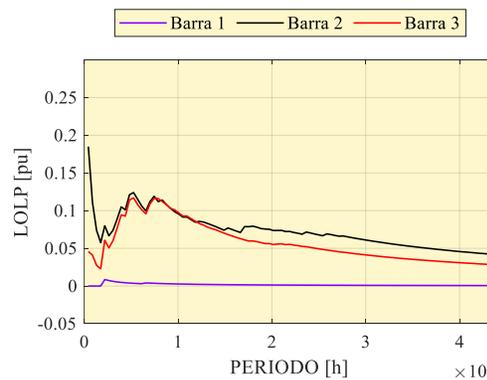


Figura 20: Evolución del índice LOLP del sistema 1 (5 años) y expansión.

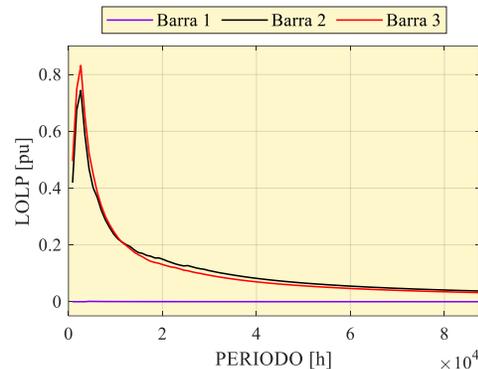


Figura 21: Evolución del índice LOLP del sistema 1 (10 años) y expansión.

Si se compara la Tabla 19, Tabla 20 y Tabla 21, con la Tabla 15, Tabla 16 y

Tabla 17 respectivamente, se puede determinar que para 3 años el índice se reduce notablemente del 95.72% al 6.336%. Por otro lado, para 5 años del 83.297% al 4.484% y finalmente para 10 años del 99.225% al 4.225%. Estos resultados son notablemente favorables para el sistema ya que con esto estamos logrando un mejoramiento en los índices de confiabilidad.

Tabla 19: Índices de confiabilidad del sistema 1 con expansión para 3 años.

Índice	Resultado
LOLP	0.06336
LOLE	555
EENS	29223.92
EIR	0.994440
FOI	19.67
EDOI	28.22
ENSI	1485.96
ELCI	52.66

Tabla 20: Índices de confiabilidad del sistema 1 con expansión para 5 años.

Índice	Resultado
LOLP	0.04484
LOLE	392.80
EENS	18829.39
EIR	0.996418
FOI	11.20
EDOI	35.07
ENSI	1681.20
ELCI	47.94

Tabla 21: Índices de confiabilidad del sistema 1 con expansión para 10 años.

Índice	Resultado
LOLP	0.04225
LOLE	370.10
EENS	14617.11
EIR	0.997219
FOI	5.90
EDOI	62.73
ENSI	2477.48
ELCI	39.50

6.2 Sistema 2

En este segundo sistema se considera de igual manera una falla de causa común, en una de las líneas de la Barra 2 y 3, manteniendo los datos dados en esta línea.

En la Figura 22, Figura 23 y Figura 24, dan el resultado de las duraciones que compete a las interrupciones generada en cada una de las barras del sistema. En donde en la Figura 23, muestra la probabilidad de falla más alta, correspondiente casi al 60%, alrededor de las 10 primeras horas del período de 5 años en la Barra 3.

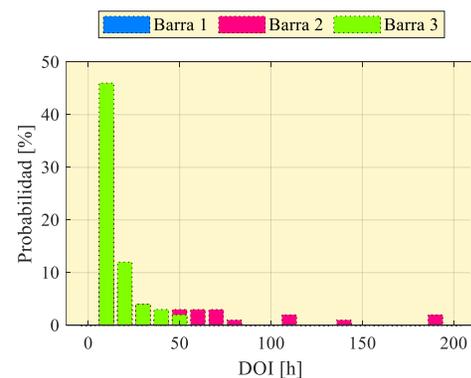


Figura 22: DOI generadas dentro del sistema 2 (3 años).

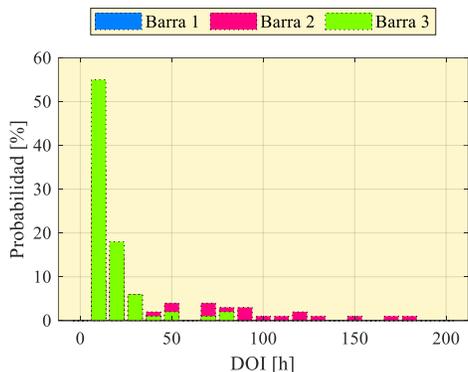


Figura 23: DOI generadas dentro del sistema 2 (5 años).

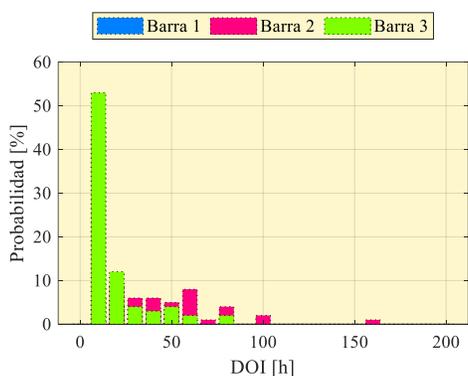


Figura 24: DOI generadas dentro del sistema 2 (10 años).

En la Figura 25, Figura 26 y Figura 27, se muestra el resultado de la energía no suministrada del sistema 2. En donde la Figura 27, indica la probabilidad más alta del 83% aproximadamente, la cual compete al período de 10 años, dada en la Barra 2 del sistema.

Gracias a esto es posible determinar y concluir que este sistema no tiene ningún problema hasta los 5 primeros años en cuanto al suministro de energía hacia los usuarios finales.

Mientras tanto en la Figura 28, Figura 29 y Figura 30, indican los valores del índice LOLP para cada uno de los períodos de estudio. En donde se logra observar que en este índice los valores tienden a ser pequeños en los 3 años de estudios determinados, con esto se logra deducir que en este sistema de estudio no

se produce una cantidad exagerada de fallas.

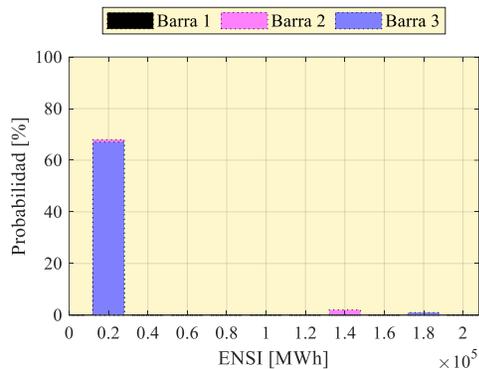


Figura 25: ENS del sistema 2 (3 años).

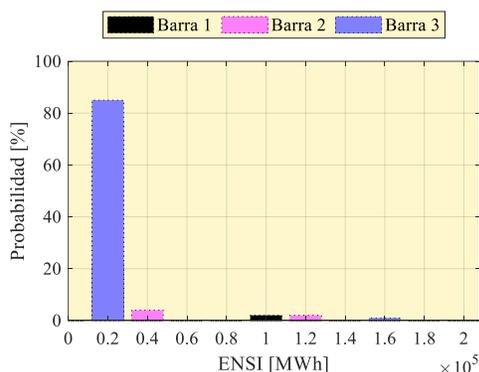


Figura 26: ENS del sistema 2 (5 años).

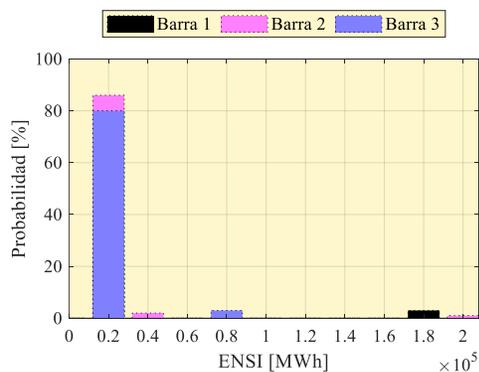


Figura 27: ENS del sistema 2 (10 años).

Si se compara con el valor del 0.10 en [p.u.] o 10%, determinado empíricamente, en ningún año se excede este valor. En sí esto es algo que beneficia directamente a los usuarios finales ya que gracias a este índice, se está garantizando la no pérdida de la carga del sistema y por ende garantizando la no posible existencia de fallas alarmantes dentro del mismo. Si

no más bien que estas posibles fallas sean mínimas no superables a sus valores estándar.

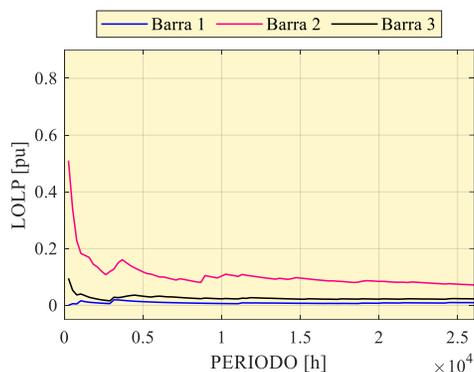


Figura 28: Evolución del índice LOLP del sistema 2 (3 años).

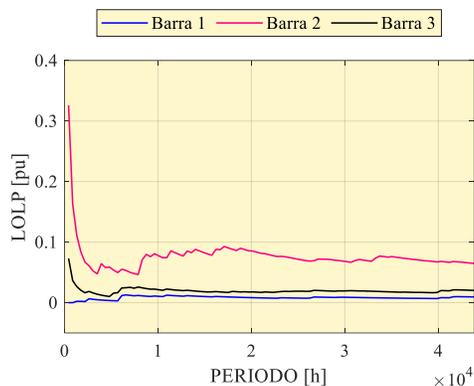


Figura 29: Evolución del índice LOLP del sistema 2 (5 años).

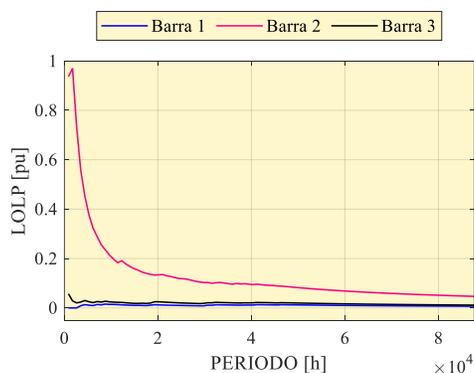


Figura 30: Evolución del índice LOLP del sistema 2 (10 años).

En la Tabla 22, Tabla 23 y Tabla 24, se muestra los resultados de cada uno de los índices del sistema 2, esto para los 3 años de estudio. Estos resultados están

presentados en base a cada barra del sistema.

Tabla 22: Índices de confiabilidad de las barras del sistema 2 para 3 años.

Barra	Índice	Resultado	Índice	Resultado
1	LOLP	0.00949	LOLE	83.10
	EENS	4674.28	EIR	0.999111
	FOI	5.67	EDOJ	14.53
	ENSI	824.87	ELCI	56.77
2	LOLP	0.07190	LOLE	629.82
	EENS	74380.58	EIR	0.985848
	FOI	22.67	EDOJ	27.53
	ENSI	3281.50	ELCI	119.20
3	LOLP	0.02297	LOLE	201.19
	EENS	9712.86	EIR	0.998152
	FOI	22.33	EDOJ	9.04
	ENSI	434.90	ELCI	48.08

Tabla 23: Índices de confiabilidad de las barras del sistema 2 para 5 años.

Barra	Índice	Resultado	Índice	Resultado
1	LOLP	0.00954	LOLE	83.60
	EENS	4734.08	EIR	0.999099
	FOI	4.40	EDOJ	19
	ENSI	1075.93	ELCI	56.63
2	LOLP	0.06489	LOLE	568.40
	EENS	71190.48	EIR	0.986455
	FOI	16.20	EDOJ	35.09
	ENSI	4394.47	ELCI	125.25
3	LOLP	0.02034	LOLE	178.20
	EENS	8351.13	EIR	0.998411
	FOI	17	EDOJ	10.48
	ENSI	491.24	ELCI	46.86

Tabla 24: Índices de confiabilidad de las barras del sistema 2 para 10 años.

Barra	Índice	Resultado	Índice	Resultado
1	LOLP	0.00683	LOLE	59.80
	EENS	3402.11	EIR	0.999353
	FOI	2.20	EDOJ	27.18

Barra	Índice	Resultado	Índice	Resultado
	ENSI	1546.42	ELCI	56.89
2	LOLP	0.04684	LOLE	410.30
	EENS	62788.84	EIR	0.988054
	FOI	8.90	EDOI	46.10
	ENSI	7054.93	ELCI	153.03
3	LOLP	0.01120	LOLE	98.10
	EENS	6337.43	EIR	0.998794
	FOI	8	EDOI	12.26
	ENSI	792.18	ELCI	64.60

Finalmente, en la Tabla 25, Tabla 26 y Tabla 27, se muestran los resultados obtenidos de los índices en base a todo el sistema 2 para cada uno de los años determinados anteriormente. En donde estos valores son aceptables en los 3 años de estudio, es por esto que a este sistema se lo considera confiable al largo plazo.

Tabla 25: Índices de confiabilidad de todo el sistema 2 para 3 años.

Índice	Resultado
LOLP	0.08177
LOLE	716.33
EENS	85426.42
EIR	0.983747
FOI	22
EDOI	32.56
ENSI	3883.02
ELCI	119.26

Tabla 26: Índices de confiabilidad de todo el sistema 2 para 5 años.

Índice	Resultado
LOLP	0.07420
LOLE	650

EENS	80702.45
EIR	0.984646
FOI	19
EDOI	34.21
ENSI	4247.50
ELCI	124.16

Tabla 27: Índices de confiabilidad de todo el sistema 2 para 10 años.

Índice	Resultado
LOLP	0.05010
LOLE	438.90
EENS	71205.67
EIR	0.986452
FOI	8
EDOI	54.86
ENSI	8900.71
ELCI	162.24

Por consecuente a estos resultados obtenidos no es necesario realizar un plan de expansión en las líneas de transmisión, en este caso de igual manera se toma el índice LOLP como base de estudio; en donde se permite concluir que para 3 años el índice es del 8.177%. Por otro lado, para 5 años es del 7.420% y finalmente para 10 años del 5.010%. Como se aprecia en ningún caso de estudio supera los valores establecidos como mínimo y máximo para este índice. Es posible que para más de 10 años este sistema presente problemas o se visualice índices superiores o bajos al rango.

7 Discusión

Este es un trabajo muy importante, el cual se diferencia de los trabajos de otros investigadores, esta diferencia está basada en la zona de funcionalidad de los

sistemas eléctricos de potencia, en el cual se va a realizar el respectivo análisis, además del método que se emplea al referirnos a la confiabilidad de los sistemas y finalmente en los índices que se obtienen como resultado.

Como primera instancia tenemos el nivel de funcionalidad el cual está basada en el Nivel Jerárquico II, de los sistemas eléctricos de potencia (SEP), el mismo que ha sido dejado a un lado en otras investigaciones, ya que las mismas han realizado sus estudios en el Nivel Jerárquico I y esto porque el nivel que se tomó como caso de estudio se la considera de una alta complejidad.

Por consecuente a esto, se desarrolló el algoritmo del método de Monte Carlo Secuencial, el mismo que es capaz de solucionar esta alta complejidad denotada en el sistema compuesto Generación - Transmisión. En las otras investigaciones realizan este análisis mediante la utilización del método de Monte Carlo No Secuencial así mismo con el método de las Cadenas de Markov y Enumeración de estados, las que son las más relevantes, al referirnos a la confiabilidad.

Por lo tanto al ejecutar el algoritmo propuesto tenemos como resultado el cálculo de los 8 índices de confiabilidad ya mencionados anteriormente. Por esta razón el aporte del presente trabajo está basado en los índices, ya que en las otras investigaciones tienen como resultados únicamente los índices tales como: LOLP y LOLE como los más frecuentes. Mientras tanto este trabajo muestra una variedad mucho más amplia de índices los cuales no son frecuentes en la aplicación de estudio de las otras investigaciones. Por esta razón se incluyó todos estos índices, con el fin de poder realizar un análisis más eficiente, efectivo y sobre todo de asegurar casi en su totalidad la confiabilidad de los sistemas, además de garantizar más adecuadamente el

suministro de energía eléctrica a un largo plazo. Finalmente en base a estos índices se realiza un plan de expansión de líneas de transmisión a diferencia de los demás que realizan un plan de expansión de la generación en base a los dos índices frecuentes ya mencionados anteriormente.

8 Conclusiones

La confiabilidad dentro de los sistemas eléctricos de potencia tiene una gran relevancia en sí, ya que gracias a esto se puede realizar una evaluación del funcionamiento, además de poder garantizar la seguridad del sistema y sobre todo poder garantizar el suministro a los usuarios finales. Es por ello que este análisis se realiza en base a los cálculos de valores de los diferentes índices de confiabilidad, los cuales resultan ser indicadores fundamentales dentro de la evaluación de confiabilidad, ya que en base a esto se puede realizar la toma de varias decisiones en beneficio del mismo.

El método de Monte Carlo es considerado como uno de los métodos más destacados en cuanto a la evaluación o análisis de confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia. Ya que esto se lo realiza en base a la generación de datos aleatorios, además que este método se debe tomar en cuenta que es un proceso iterativo en donde se lo realiza para un período de tiempo determinado. En base a este método se logra obtener los diferentes índices de confiabilidad para el nivel jerárquico II del sistema.

En base a los resultados obtenidos de los índices de confiabilidad de cada uno de los sistemas evaluados se puede determinar un plan de expansión de las líneas de transmisión en base a los resultados generados para el sistema 1. En este plan de expansión a largo plazo resulto totalmente confiable en base al

índice LOLP, estos resultados están dentro del rango establecido, es por ello que se dice que este sistema dentro de los próximos 10 años no se tiene ningún problema, además que está garantizado la seguridad y su respectivo funcionamiento como tal.

8.1 Trabajos futuros

Los resultados alcanzados en el presente trabajo puede ser el comienzo para llevar a cabo investigaciones relacionadas a las siguientes temáticas:

- Evaluación de confiabilidad a nivel de generación empleando el método Monte Carlo.
- Formulación de la expansión del sistema de generación por medio de índices de confiabilidad calculados usando el método Monte Carlo.

9 Referencias

- [1] A. C. G. Melo, M. V. F. Pereira, and A. M. L. da Silva, "Frequency and duration calculations in composite generation and transmission reliability evaluation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, no. 2, pp. 469–476, 1992, doi: 10.1109/59.141748.
- [2] B. Boussahoua and A. Elmaouhab, "Reliability Analysis of Electrical Power System Using Graph Theory and Reliability Block Diagram," *Proc. Alger. Large Electr. Netw. Conf. CAGRE 2019*, pp. 152–157, 2019, doi: 10.1109/CAGRE.2019.8713175.
- [3] Y. Salgado Duarte and A. M. del Castillo Serpa, "Heuristic method for the evaluation of the reliability in a subsystem of transmission lines.," *Rev. Ing. Energ.*, vol. 37, no. 1, pp. 3–14, 2016, [Online]. Available: <http://ezproxy.auckland.ac.nz/login?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=aph&AN=113315204&site=ehost-live&scope=site>.
- [4] Y. S. Duarte, "Analysis of the availability in an electrical transmission system by simulation of monte carlo and markov chains," in *ResearchGate*, 2014, no. March 2015.
- [5] F. Imbarack, "Development of a computational tool for evaluating the reliability of electrical transmission systems," *Pontif. Univ. Catol. CHILE*, p. 149, 2006, [Online]. Available: <http://web.ing.puc.cl/~power/paperspdf/imbarack.pdf>.
- [6] A. Narváez, "Calculation of reliability indexes of the Ecuadorian generation system," pp. 97–103, 2007.
- [7] R. Baeza G, J. Rodríguez P, and J. L. Hernández S, "Reliability Assessment of Deregulated Electrical Distribution Systems," *Rev. Fac. Ing. - Univ. Tarapacá*, vol. 11, no. 1, pp. 33–39, 2003, doi: 10.4067/s0718-13372003000100005.
- [8] R. Billinton and R. Allan, "Probabilistic assessment of power systems," *Proc. IEEE*, vol. 88, no. 2, pp. 140–162, 2000.
- [9] D. A. Chigne Tataje, "Calculation of Importance Indexes for the Components of an Electrical Power System from the Point of View of Reliability," *Univ. Simón Bolívar, Caracas, Venez.*, vol. 1, p. 11, 2010.
- [10] S. I. Arman, R. Karki, and R. Billinton, "Resource strength and location impact of wind power on bulk electric system reliability," *2016 Int. Conf. Probabilistic*

- Methods Appl. to Power Syst. PMAPS 2016 - Proc.*, 2016, doi: 10.1109/PMAPS.2016.7764058.
- [11] R. Billinton, A. Sankarakrishnan, S. Adzanu, and J. Satish, "Adequacy assessment and worth evaluation and its application to NUG planning in composite generation and transmission systems," *Proc. Int. Conf. Energy Manag. Power Deliv. EMPD*, vol. 1, no. 95, pp. 152–158, 1995, doi: 10.1109/empd.1995.500717.
- [12] M. S. Sachdev and S. M. Ieee, "Common-Cause Outages In Multiple Circuit Transmission Lines," *IEEE Trans. Reliab.*, vol. Volumen: R, no. 2, pp. 128–131, 1978, doi: 10.1109 / TR.1978.5220281.
- [13] C. Fernández Ramírez, "Reliability evaluation methodology for planning studies of the Colombian transmission system," *Bibl. Digit. Univ. Nac. Colomb.*, p. 136, 2014, [Online]. Available: <http://www.bdigital.unal.edu.co/45925/>.
- [14] A. Sankarakrishnan and R. B. R. Billinton, "Sequential monte carlo simulation for composite power system reliability analysis with time varying loads," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 3, pp. 1540–1545, 1995, doi: 10.1109/59.466491.
- [15] R. A. Bakkiyaraj and N. Kumarappan, "Reliability Evaluation of Composite Electric Power System Based On Latin Hypercube Sampling," *Int. J. Electr. Comput. Eng.*, vol. 7, no. 4, pp. 167–172, 2013.
- [16] A. Bakkiyaraj and N. Kumarappan, "Differential Evolution Based Intelligent System State Search Method for Composite Power System Reliability Evaluation," *J. Inst. Eng. Ser. B*, vol. 96, no. 3, pp. 237–244, 2015, doi: 10.1007/s40031-014-0139-3.
- [17] A. M. Rei, M. T. Schilling, and A. C. G. Melo, "Monte Carlo simulation and contingency enumeration in bulk power systems reliability assessment," in *2006 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAPS, 2006*, pp. 11–16, doi: 10.1109/PMAPS.2006.360222.
- [18] A. C. G. Melo, G. C. Oliveira, M. Morozowski, and M. V. F. Pereira, "Hybrid algorithm for Monte Carlo/enumeration based composite reliability evaluation," *IEE Conf. Publ.*, no. 338, pp. 70–74, 1991.
- [19] M. Celso and R. Bualoti, "A Risk-Based Integrated Index That Reflects Power System Reliability And Security," *Rev. Ing. Energ.*, no. February 2015, 2005.
- [20] M. Çelo and R. Bualoti, "Integrated indexes that reflects reliability assessment for generation and transmission network," *Proc. Mediterr. Electrotech. Conf. - MELECON*, vol. 2006, pp. 978–981, 2006, doi: 10.1109/melcon.2006.1653262.
- [21] O. D. Moya, "Evaluation by means of enumeration of states of the reliability of the Interconnected System of the Norte Grande de Chile (SING)," *Ingeniare. Rev. Chil. Ing.*, vol. 19, pp. 292–306, 2011.
- [22] H. Haroonabadi and M. R. Haghifam, "Generation reliability assessment in power markets using Monte Carlo simulation and soft computing," *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 11, no. 8, pp. 5292–5298,

- 2011, doi: 10.1016/j.asoc.2011.05.031.
- [23] R. Billinton and R. N. Allan, "Reliability of Electric Power Systems: An Overview," *Handb. Reliab. Eng.*, pp. 511–528, 2006, doi: 10.1007/1-85233-841-5_28.
- [24] M. M. O. J. P. P., "Calculation and analysis of reliability indexes of the generation system of the national interconnected system," *Univ. Cuenca*, 2011.
- [25] R. Romero and M. Espinoza, "Reliability evaluation in the generating units of CELEC EP - Hidropaute (Mazar & Molino) using the Montecarlo simulation method," *Univ. POLITÉCNICA Sales.*, p. 265, 2013.
- [26] C. J. Zapata, "Reliability of Electrical Power Systems," *Univ. Tecnológica Pereira Pereira*, p. 85, 2011.
- [27] H. Y. Phoon, "Generation System Reliability Evaluations with Intermittent Renewables," *Univ. Strat.*, no. September, p. 133, 2006, [Online]. Available: http://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=7&cad=rja&uact=8&ved=0CEsQFjAG&url=http://www.esru.strath.ac.uk/Documents/MSc_2006/phoon.pdf&ei=1I3pVLX2B6SV7AaL5YCIDQ&usg=AFQjCNHoKC Vk-Syqbx_u7wzJRNGrs8Wz8g&sig2=dNoysxO1KrFx6Mu3LKY6HA &bvm=bv.8
- [28] V. Cárdenas, D. Echeverría, and J. Cepeda, "Generation Reliability Analysis Considering the Entry of Non-Conventional Renewable Energies in Power Systems," *Rev. Técnica "Energía,"* vol. 11, no. 1, pp. 101–107, 2015, doi: 10.37116/revistaenergia.v11.n1.2015.77.
- [29] P. R. G. G. Tesis, "Proposal for the definition of reliability terms for generation plants, transmission lines and distribution networks," *Esc. POLITÉCNICA Nac.*, p. 123, 2000.
- [30] 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.
- [31] B. S. E. G. LUIS ALONSO CHUSIN CAYO, "Reliability analysis of electrical distribution systems with distributed generation penetration.," *J. Vis. Lang. Comput.*, vol. 11, no. 3, p. 55, 2015, [Online]. Available: https://www.m-culture.go.th/mculture_th/download/king9/Glossary_about_HM_King_Bhumibol_Adulyadej's_Funeral.pdf.
- [32] C. J. Zapata, S. C. Silva, H. I. González, O. L. Burbano, and J. A. Hernández, "Modeling the repair process of a power distribution system," *2008 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Lat. Am. TD-LA*, pp. 1–7, 2008, doi: 10.1109/TDC-LA.2008.4641852.
- [33] T. Adefarati and R. C. Bansal, "Reliability assessment of distribution system with the integration of renewable distributed generation," *Appl. Energy*, vol. 185, no. PECon 08, pp. 158–171, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.10.087.
- [34] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*. 1996.
- [35] R. Allan and R. Billinton, "Power system reliability and its assessment Part 2 Composite

- generation and transmission systems,” *Power Eng. J.*, vol. 6, no. 4, pp. 191–198, 1992, doi: 10.1049/pe:19920039.
- [36] B. Bousshoua, A. Elmaouhab, and A. Chehri, “Reliability Analysis of Electrical Power System Analysis of the Reliability of Electric Power Generation-Transport Networks,” *Proc. 2018 3rd Int. Conf. Electr. Sci. Technol. Maghreb, Cist. 2018*, pp. 27–31, 2019, doi: 10.1109/CISTEM.2018.8613447.
- [37] N. Dise *et al.*, “Design and implementation of a software for the reliability analysis of electrical power systems based on the montecarlo simulation method,” *Esc. POLITÉCNICA Nac.*, 2016.
- [38] K. Awodele *et al.*, “Overview of Common Mode outages in power systems,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, no. March 2020, 2012, doi: 10.1109/PESGM.2012.6345417.
- [39] E. Engineers, “IEEE Standard Terms for Reporting and Analyzing Outage Occurrences and Outage States of Electrical Transmission Facilities,” *Power Eng.*, 1988.
- [40] J. Choi, S. Moon, H. Kim, B. Lee, and R. Billinton, “Development of the ELDC and reliability evaluation of composite power system using Monte Carlo method,” *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, vol. 4, no. 2, pp. 2063–2068, 2000, doi: 10.1109/pess.2000.866964.
- [41] R. Billinton and A. Sankarakrishnan, “Comparison of Monte Carlo simulation techniques for composite power system reliability assessment,” *IEEE WESCANEX Commun. Power, Comput.*, vol. 1, no. 95, pp. 145–150, 1995, doi: 10.1109/wescan.1995.493961.
- [42] A. G. E. J. L. M. R. J. A. R. M. E. R. Ramos and J. M. R. Santos, “Electrical Power Systems Problems and exercises solved,” *Prentice Hall*, pp. 61–119, 2003.

9.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 28: Matriz de estado del arte.

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN CONSIDERANDO FALLAS DE CAUSA COMÚN EN LÍNEAS Y EL MÉTODO MONTE CARLO																																				
ITEM	DATOS		TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA					PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA						SOLUCIÓN PROPUESTA																
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Confiabilidad en Generación	Confiabilidad en Transmisión	Confiabilidad en Distribución	Identificación de los estados de Fallas	Evaluación de la Confiabilidad del Sistema	Mantener el suministro de la	Análisis de los Índices	Uso de los multiplicadores de LaGrange	Variables Aleatorias	Minimización de la no disponibilidad	Criterios de Operación	Configuración del Sistema	Niveles de Carga	Calculo de los índices de frecuencia	Análisis de seguridad en líneas	Modelos probabilísticos	Análisis de la Disponibilidad	Cálculos de Índices	Técnica de cortes mínimos	Métodos analíticos	Contingencias (N-1)	Muestreo de hipercubo (LHS)	Simulación Método de Monte Carlo	Teoría de Grafos	Cadenas de Markov	Proceso estocástico	Modelos probabilísticos	Algoritmo BDE	Análisis de seguridad en líneas	Enumeración de estados			
1	1992	Frequency and duration calculations in composite generation and transmission reliability evaluation	127	<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	2019	Reliability Analysis of Electrical Power System Using Graph Theory and Reliability Block Diagram	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>									<input checked="" type="checkbox"/>									
3	2016	Método heurístico para la evaluación de la confiabilidad en un subsistema de líneas de transmisión	2		<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>								<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>								
4	2014	Análisis de la disponibilidad en un sistema transmisión eléctrica mediante simulación de Monte Carlo y cadenas de Markov	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"/>								
5	2007	Cálculo de índices de confiabilidad del sistema de generación ecuatoriano	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 DEL SISTEMA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN CONSIDERANDO FALLAS DE CAUSA COMÚN EN LÍNEAS Y EL MÉTODO MONTE CARLO

ITEM	DATOS		TEMÁTICA	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA					SOLUCIÓN PROPUESTA																		
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO		CITAS	Confiabilidad en Generación	Confiabilidad en Transmisión	Confiabilidad en Distribución	Identificación de los estados de Fallas	Evaluación de la Confiabilidad del Sistema	Mantener el suministro de la	Análisis de los índices	Uso de los multiplicadores de LaGrange	Variables Aleatorias	Minimización de la no disponibilidad	Criterios de Operación	Configuración del Sistema	Niveles de Carga	Calculo de los índices de frecuencia	Análisis de seguridad en líneas	Modelos probabilísticos	Análisis de la Disponibilidad	Cálculos de Índices	Técnica de cortes mínimos	Métodos analíticos	Contingencias (N-1)	Muestreo de hipercubo (LHS)	Simulación Método de Monte Carlo	Teoría de Grafo	Cadenas de Markov	Proceso estocástico	Modelos probabilísticos	Algoritmo BDE	Análisis de seguridad en líneas	Enumeración de estados	
6	2003	Evaluación De Confiabilidad De Sistemas De Distribución Eléctrica En Desregulación	25			<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>										<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>							
7	2000	Probabilistic assessment of power systems	367	<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"/>										
8	2010	Cálculo de Índices de Importancia para los Componentes de un Sistema Eléctrico de Potencia desde el Punto de Vista de la Confiabilidad	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"/>										
9	2016	Resource strength and location impact of wind power on bulk electric system reliability	4	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>								<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>										
10	1995	Adequacy assessment and worth evaluation and its application to NUG planning in composite generation and transmission systems	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>											<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>										
11	1978	Common-Cause Outages In Multiple Circuit Transmission Lines	52		<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>											<input checked="" type="checkbox"/>						

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN CONSIDERANDO FALLAS DE CAUSA COMÚN EN LÍNEAS Y EL MÉTODO MONTE CARLO

ITEM	DATOS		TEMÁTICA	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA					SOLUCIÓN PROPUESTA																			
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO		CITAS	Confiabilidad en Generación	Confiabilidad en Transmisión	Confiabilidad en Distribución	Identificación de los estados de Fallas	Evaluación de la Confiabilidad del Sistema	Mantener el suministro de la	Análisis de los índices	Uso de los multiplicadores de LaGrange	Variables Aleatorias	Minimización de la no disponibilidad	Criterios de Operación	Configuración del Sistema	Niveles de Carga	Calculo de los índices de frecuencia	Análisis de seguridad en líneas	Modelos probabilísticos	Análisis de la Disponibilidad	Cálculos de Índices	Técnica de cortes mínimos	Métodos analíticos	Contingencias (N-1)	Muestreo de hipercubo (LHS)	Simulación Método de Monte Carlo	Teoría de Grafos	Cadenas de Markov	Proceso estocástico	Modelos probabilísticos	Algoritmo BDE	Análisis de seguridad en líneas	Enumeración de estados		
12	2014	Metodología de evaluación de confiabilidad para estudios de planeamiento del sistema de transmisión colombiano	4		<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>									<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>										<input checked="" type="checkbox"/>	
13	1995	Sequential Monte Carlo simulation for composite power system reliability analysis with time varying loads	274	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>								<input checked="" type="checkbox"/>											
14	2013	Reliability Evaluation of Composite Electric Power System Based On Latin Hypercube Sampling	4	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>										<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>											
15	2015	Differential Evolution Based Intelligent System State Search Method for Composite Power System Reliability Evaluation	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>									<input checked="" type="checkbox"/>													<input checked="" type="checkbox"/>					
16	2006	Monte Carlo simulation and contingency enumeration in bulk power systems reliability assessment	28	<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	1991	Hybrid algorithm for Monte Carlo/enumeration based composite reliability evaluation	29	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>											

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN CONSIDERANDO FALLAS DE CAUSA COMÚN EN LÍNEAS Y EL MÉTODO MONTE CARLO

ITEM	DATOS		TEMÁTICA	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA																				
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO		CITAS	Confiabilidad en Generación	Confiabilidad en Transmisión	Confiabilidad en Distribución	Identificación de los estados de Fallas	Evaluación de la Confiabilidad del Sistema	Mantener el suministro de la	Análisis de los índices	Uso de los multiplicadores de LaGrange	Variables Aleatorias	Minimización de la no disponibilidad	Criterios de Operación	Configuración del Sistema	Niveles de Carga	Calculo de los índices de frecuencia	Análisis de seguridad en líneas	Modelos probabilísticos	Análisis de la Disponibilidad	Cálculos de Índices	Técnica de cortes mínimos	Métodos analíticos	Contingencias (N-1)	Muestreo de hipercubo (LHS)	Simulación Método de Monte Carlo	Teoría de Grafos	Cadenas de Markov	Proceso estocástico	Modelos probabilísticos	Algoritmo BDE	Análisis de seguridad en líneas	Enumeración de estados		
18	2005	A risk-based integrated index that reflects power system reliability and a risk-based integrated indices that reflects power system reliability and security	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>																		
19	2006	Integrated indices that reflects reliability assessment for generation and transmission network	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"/>					
20	2011	Evaluación mediante enumeración de estados de la confiabilidad del Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile (SING)	6	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>								<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>																	<input checked="" type="checkbox"/>	
21	2011	Generation reliability assessment in power markets using Monte Carlo simulation and soft computing	18	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>									<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>											
22	2006	Reliability of Electric Power Systems: An Overview	9	<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"/>					

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN CONSIDERANDO FALLAS DE CAUSA COMÚN EN LÍNEAS Y EL MÉTODO MONTE CARLO

ITEM	DATOS		TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA					SOLUCIÓN PROPUESTA																
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Confiabilidad en Generación	Confiabilidad en Transmisión	Confiabilidad en Distribución	Identificación de los estados de Fallas	Evaluación de la Confiabilidad del Sistema	Mantener el suministro de la	Análisis de los índices	Uso de los multiplicadores de LaGrange	Variables Aleatorias	Minimización de la no disponibilidad	Criterios de Operación	Configuración del Sistema	Niveles de Carga	Calculo de los índices de frecuencia	Análisis de seguridad en líneas	Modelos probabilísticos	Análisis de la Disponibilidad	Cálculos de Índices	Técnica de cortes mínimos	Métodos analíticos	Contingencias (N-1)	Muestreo de hipercubo (LHS)	Simulación Método de Monte Carlo	Teoría de Grafos	Cadenas de Markov	Proceso estocástico	Modelos probabilísticos	Algoritmo BDE	Análisis de seguridad en líneas	Enumeración de estados	
23	2011	Cálculo y análisis de índices de confiabilidad del sistema de generación del sistema nacional interconectado	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"/>
24	2013	Evaluación de confiabilidad en las unidades generadoras de CELEC EP - Hidropaute (Mazar & Molino) utilizando el método de simulación de Montecarlo	3	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>									
25	2006	Elaboración De Una Herramienta Computacional Para Evaluación De La Confiabilidad De Sistemas De Transmisión Eléctricos	2		<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"/>									
26	2011	Confiabilidad De Sistemas Eléctricos De Potencia	38	<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"/>			<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>
27	2006	Generation System Reliability Evaluations with Intermittent Renewables	25	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>											<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>						
28	2015	Análisis de Confiabilidad de la Generación Considerando el Ingreso de Energías Renovables No Convencionales en los Sistemas de Potencia	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"/>						

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN CONSIDERANDO FALLAS DE CAUSA COMÚN EN LÍNEAS Y EL MÉTODO MONTE CARLO

ITEM	DATOS		TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA					PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA						SOLUCIÓN PROPUESTA														
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Confiabilidad en Generación	Confiabilidad en Transmisión	Confiabilidad en Distribución	Identificación de los estados de Fallas	Evaluación de la Confiabilidad del Sistema	Mantener el suministro de la	Análisis de los índices	Uso de los multiplicadores de LaGrange	Variables Aleatorias	Minimización de la no disponibilidad	Criterios de Operación	Configuración del Sistema	Niveles de Carga	Calculo de los índices de frecuencia	Análisis de seguridad en líneas	Modelos probabilísticos	Análisis de la Disponibilidad	Cálculos de Índices	Técnica de cortes mínimos	Métodos analíticos	Contingencias (N-1)	Muestreo de hipercubo (LHS)	Simulación Método de Monte Carlo	Teoría de Grafos	Cadenas de Markov	Proceso estocástico	Modelos probabilísticos	Algoritmo BDE	Análisis de seguridad en líneas	Enumeración de estados	
29	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"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>																<input checked="" type="checkbox"/>
30	2004	El método de simulación de Montecarlo en estudios de confiabilidad de sistemas de distribución de energía eléctrica	27			<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>									<input checked="" type="checkbox"/>									
31	2015	Análisis de confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica con penetración de generación distribuida	10			<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"/>									
32	2008	Modeling the repair process of a power distribution system	35			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>								<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>										
33	2017	Reliability assessment of distribution system with the integration of renewable distributed generation	120			<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>													<input checked="" type="checkbox"/>					
34	1996	Reliability Evaluation of Power Systems	571	<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"/>		<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>	

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN CONSIDERANDO FALLAS DE CAUSA COMÚN EN LÍNEAS Y EL MÉTODO MONTE CARLO

ITEM	DATOS		TEMÁTICA	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA					SOLUCIÓN PROPUESTA																			
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO		CITAS	Confiabilidad en Generación	Confiabilidad en Transmisión	Confiabilidad en Distribución	Identificación de los estados de Fallas	Evaluación de la Confiabilidad del Sistema	Mantener el suministro de la	Análisis de los índices	Uso de los multiplicadores de LaGrange	Variables Aleatorias	Minimización de la no disponibilidad	Criterios de Operación	Configuración del Sistema	Niveles de Carga	Calculo de los índices de frecuencia	Análisis de seguridad en líneas	Modelos probabilísticos	Análisis de la Disponibilidad	Cálculos de Índices	Técnica de cortes mínimos	Métodos analíticos	Contingencias (N-1)	Muestreo de hipercubo (LHS)	Simulación Método de Monte Carlo	Teoría de Grafos	Cadenas de Markov	Proceso estocástico	Modelos probabilísticos	Algoritmo BDE	Análisis de seguridad en líneas	Enumeración de estados		
35	1992	Power system reliability and its assessment Part 2 Composite generation and transmission systems	35	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>								<input checked="" type="checkbox"/>													
36	2019	Reliability Analysis of Electrical Power System Analyse de la Fiabilité des Réseaux de Production-Transport d'Energie Electrique	1	<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"/>									
37	2016	Diseño e implementación de un software para el análisis de confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia basado en el método de simulación de Montecarlo	1	<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	2012	Overview of Common Mode outages in power systems	8		<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>								<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>											
39	1988	IEEE Standard Terms for Reporting and Analyzing Outage Occurrences and Outage States of Electrical Transmission Facilities IEEE Standard Terms for Reporting and Analyzing	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 DEL SISTEMA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN CONSIDERANDO FALLAS DE CAUSA COMÚN EN LÍNEAS Y EL MÉTODO MONTE CARLO

ITEM	DATOS		TEMÁTICA	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA					PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA						SOLUCIÓN PROPUESTA														
				Confiabilidad en Generación	Confiabilidad en Transmisión	Confiabilidad en Distribución	Identificación de los estados de Fallas	Evaluación de la Confiabilidad del Sistema	Mantener el suministro de la	Análisis de los índices	Uso de los multiplicadores de LaGrange	Variables Aleatorias	Minimización de la no disponibilidad	Criterios de Operación	Configuración del Sistema	Niveles de Carga	Calculo de los índices de frecuencia	Análisis de seguridad en líneas	Modelos probabilísticos	Análisis de la Disponibilidad	Cálculos de Índices	Técnica de cortes mínimos	Métodos analíticos	Contingencias (N-1)	Muestreo de hipercubo (LHS)	Simulación Método de Monte Carlo	Teoría de Grafos	Cadenas de Markov	Proceso estocástico	Modelos probabilísticos	Algoritmo BDE	Análisis de seguridad en líneas	Enumeración de estados
40	2000	Development of the ELDC and reliability evaluation of composite power system using Monte Carlo method	31	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>										
41	1995	Comparison of Monte Carlo simulation techniques for composite power system reliability assessment	109	<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"/>										
42	2003	Sistemas Eléctricos de Potencia Problemas y ejercicios resueltos	41	<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"/>							
CANTIDAD:				30	30	12	11	29	10	4	1	2	1	14	0	8	7	3	15	3	1	1	12	4	1	23	2	6	4	5	1	1	6

9.2 Resumen de Indicadores

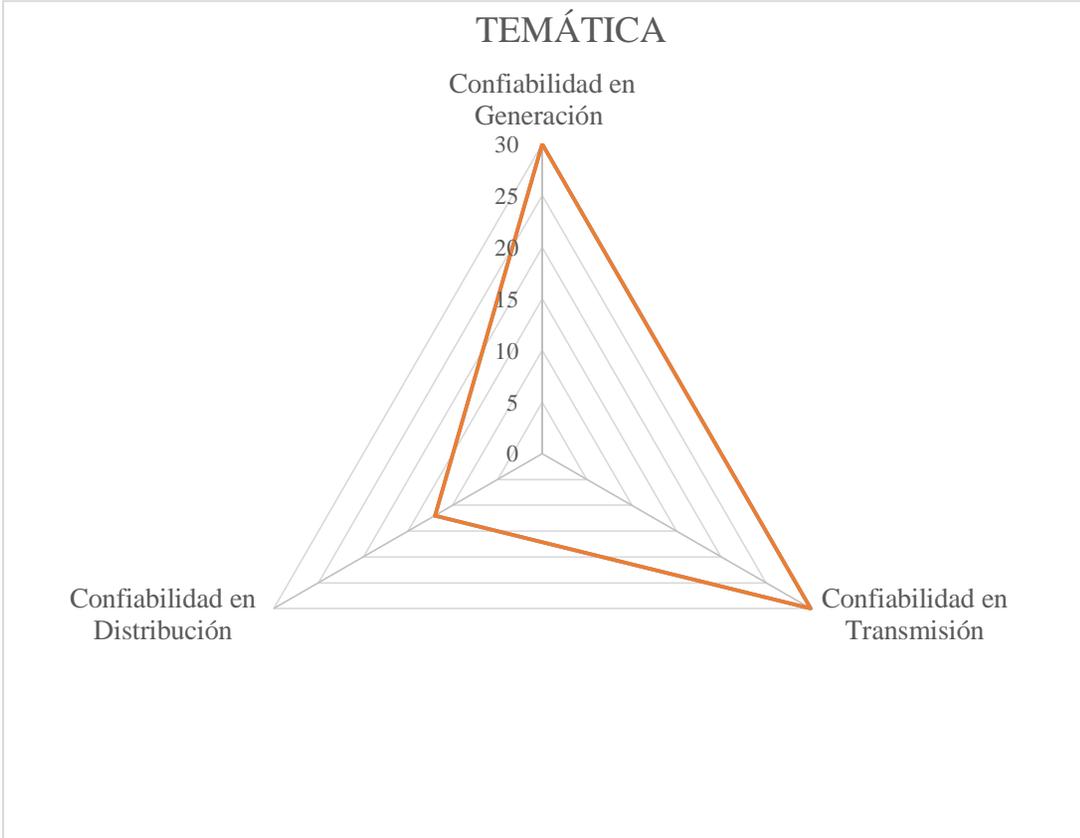


Figura 31: Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

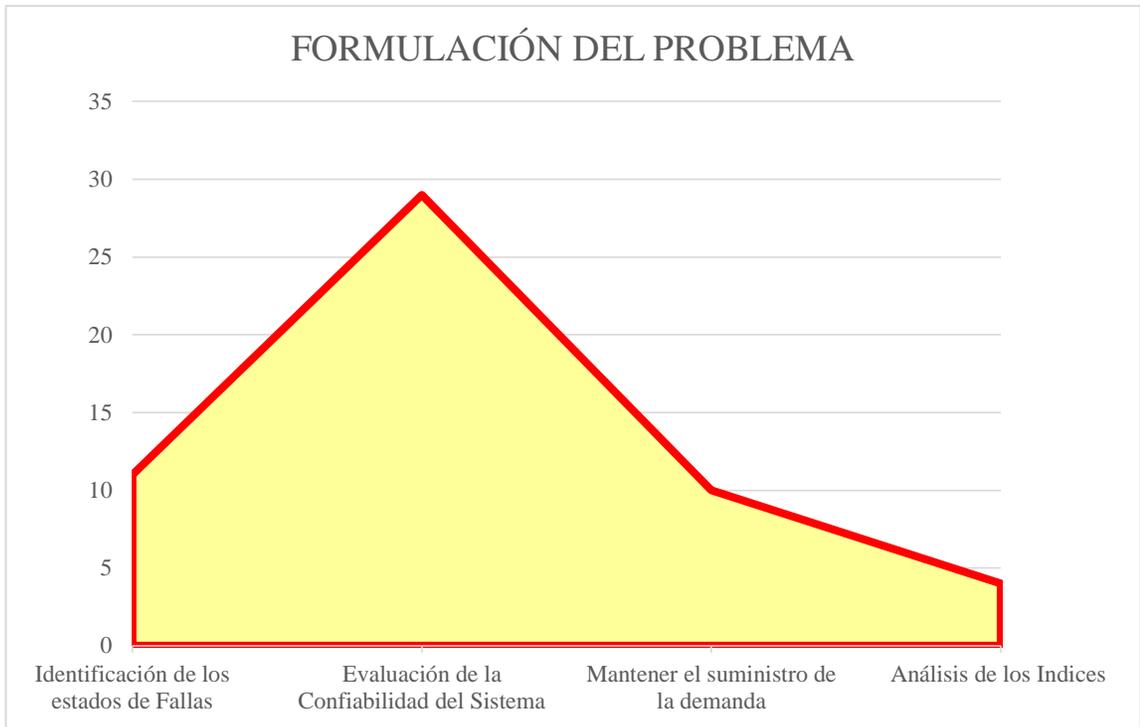


Figura 32: Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

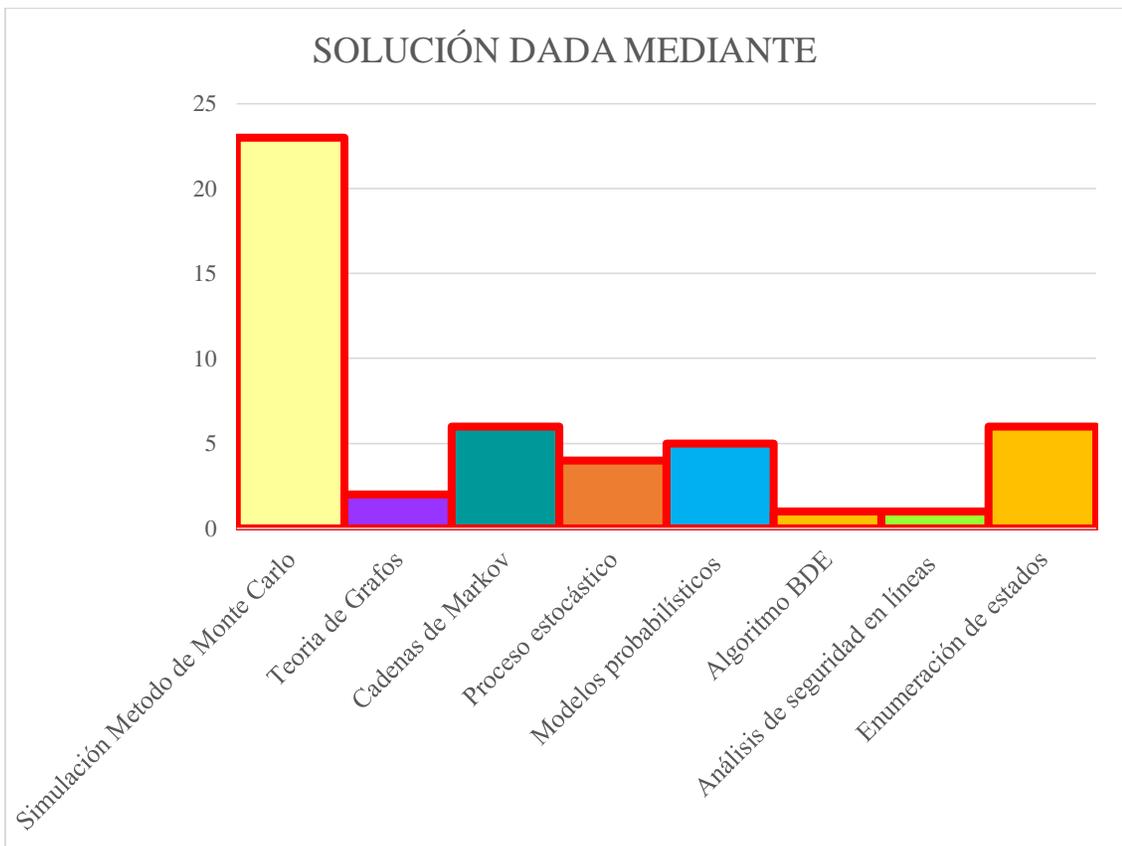


Figura 33: Indicador de solución - Estado del arte.